ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **108**

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

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

GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (G.R.T.N. S.p.A.)

(Esercizi 1999 e 2000)

Trasmessa alla Presidenza l'8 novembre 2002

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 57/2002 del 29 ottobre 2002 ..... *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per gli esercizi 1999 e 2000 ..... » 9

DOCUMENTI ALLEGATI.

Esercizio 1999:

Relazione Amministrativa ..... » 109

Relazione del Collegio Sindacale ..... » 127

Bilancio consuntivo ..... » 137

Esercizio 2000:

Relazione Amministrativa ..... » 175

Bilancio consuntivo ..... » 221

Relazione del Collegio Sindacale ..... » 263

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

Determinazione n. 57/2002.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 29 ottobre 1999;

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

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

vista la legge 6 dicembre 1962, n. 1643;

visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (in particolare articolo 3);

vista la determinazione n. 18/2000 assunta nell'adunanza 22 febbraio 2000 di questa Sezione con la quale la Società « Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. » è stata sottoposta al controllo della Corte dei conti;

visti i bilanci di esercizio della società suddetta, relativi agli anni 1999 e 2000, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione dottor Rosario Elio Baldanza e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione degli esercizi 1999 e 2000 della Società suddetta;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso

alla comunicazione alle dette Presidenze, oltreché dei bilanci di esercizio – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

PER QUESTI MOTIVI

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 1999 e 2000 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulle attività di gestione della Società suddetta.

ESTENSORE
Rosario Elio Baldanza

PRESIDENTE
Luigi Schiavello

Depositata in Segreteria il 7 novembre 2002.

IL DIRETTORE AMMINISTRATIVO CONTABILE

(Avv. Vincenzina Azara)

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (GRTN SPA) PER GLI ESERCIZI 1999-2000

S O M M A R I O

Note introduttive ..... *Pag.* 13

CAPITOLO I

1. – Il quadro normativo di riferimento: *a)* la direttiva europea 96/92; *b)* il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 sul riassetto del settore elettrico.

1.1) La direttiva europea 96/92 ..... » 16

1.2) La funzione di servizio pubblico del Gestore nel quadro della liberalizzazione del settore ..... » 18

1.3) Il processo attuativo del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 ..... » 20

1.4) La Convenzione-tipo ..... » 25

1.5) Proprietà e gestione della rete ..... » 27

CAPITOLO II

2. – Le attività inerenti alla fase di avvio del GRTN.

2.1) Premessa ..... » 29

2.2) Il capitale sociale ..... » 29

2.3) La nomina dell'amministratore delegato ..... » 30

2.4) La costituzione della società « Acquirente unico » S.p.A. ..... » 30

2.5) Il rinnovo del Consiglio di amministrazione . » 32

2.6) Il controllo della Corte dei conti ..... » 33

2.7) La costituzione della società Gestore del mercato elettrico – S.p.A. ..... » 33

2.8) Il collegio sindacale e la società di revisione contabile ..... » 35

2.9) Il livello di capitalizzazione della Società GRTN ..... » 35

2.10) L'aumento di capitale delle due società controllate ..... » 36

2.11) Modifiche statutarie ..... » 37

CAPITOLO III

3. – Il risultato della gestione nell'esercizio 2000.

3.1) Dati di sintesi sul mercato dell'energia elettrica ..... » 38

3.2) Il bilancio dell'esercizio 2000: criteri di formazione e verifiche del Collegio sindacale . » 41

3.3) Lo stato patrimoniale e il conto economico 2000 ..... » 43

3.3.1) Stato patrimoniale-attivo ..... » 45

3.3.2) Stato patrimoniale – patrimonio netto e passivo ..... » 48

3.3.3) Il conto economico ..... » 54

3.4) La gestione finanziaria ..... » 58

3.5) I risultati economico-finanziari ..... » 58

3.6) Le risorse umane ..... » 67

3.7) Gli organi societari ..... » 70

3.8) Il collegio sindacale ..... » 74

3.9) Il sistema di controllo interno e la Direzione Audit ..... » 75

CAPITOLO IV

4. – Le attività inerenti alla immissione in rete dei flussi elettrici. Il sistema tariffario.

4.1) Premessa ..... » 79

4.2) Articolo 10 del decreto legislativo n. 79 del 1999. Importazione-esportazione energia elettrica ..... » 79

4.3) Energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate (CIP6) ..... » 82

4.4) I certificati verdi ..... » 87

4.5) Interventi per la regolazione e la concorrenza nel settore elettrico – S.p.A. ..... » 88

4.6) Il sistema tariffario ..... » 92

Considerazioni conclusive ..... » 98

Note introduttive

La Corte riferisce per la prima volta al Parlamento sulla gestione della società "Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.", assoggettata al controllo dalla stessa esplicato, ai sensi dell'art.12 della legge 21 marzo 1958, n.259.

A tale determinazione la Corte è giunta avendo in particolare riguardo al disposto dell'art.3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, attuativo della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, in base al quale è stata prevista la costituzione della S.p.A. denominata "Gestore della rete di trasmissione nazionale" (di seguito GRTN), cui sono state attribuite molteplici funzioni ed attività precedentemente esplicate dall'ENEL.

Il recepimento della direttiva suddetta ha comportato, come è noto, una radicale riforma del sistema elettrico italiano e, tra gli obiettivi di maggiore rilievo, l'abbandono del monopolio affidato all'ENEL S.p.A. e il passaggio ad un sistema concorrenziale nelle diverse fasi del processo di produzione e fornitura di energia.

Sulla base di tali premesse l'ENEL, con atto stipulato in data 27 aprile 1999, ha proceduto alla costituzione della società GRTN cui sono

stati conferiti tutti i beni (eccetto la proprietà della rete) ed i rapporti giuridici inerenti all'attività del gestore stesso.

Successivamente, con decreto del Ministro dell'industria (ora delle attività produttive) 21 gennaio 2000 è stata fissata al primo aprile 2000 la data di assunzione della titolarità e delle funzioni di gestore della rete nonché di assegnazione a titolo gratuito delle azioni della società GRTN al Ministero del tesoro (ora dell'economia e delle finanze), in adempimento alle disposizioni contenute nell'art.3, comma 4, del decreto legislativo n.79/99.

A seguito delle operazioni sopra descritte, la società GRTN è succeduta all'ENEL S.p.A. nella totalità delle situazioni e dei rapporti giuridici relativi alle attività indicate nell'art.3, commi 1 e 2 del D.Lgs.n.79 (di cui si tratterà in seguito). Ciò ha comportato che il controllo già spettante alla Corte sulle predette attività e funzioni, quando facevano capo all'ENEL, continuasse, permanendone i presupposti, ad essere esercitato, con le stesse modalità, nei confronti della società "Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.", ai sensi dell'art.12 della richiamata legge n.259/1958 (determinazione Sezione controllo enti n.18/2000).

Fatte queste necessarie premesse, la presente relazione ha per oggetto la gestione ed il bilancio dell'esercizio 2000 (con scarni

riferimenti al periodo di gestione aprile - dicembre 1999) del GRTN nonché i principali fatti della gestione successiva sino a data corrente.

CAPITOLO I

1.- Il quadro normativo di riferimento: a) la direttiva europea 96/92; b) il decreto legislativo 16 marzo 1999. n.79 sul riassetto del settore elettrico

1.1-) La direttiva europea 96/92

Il quadro normativo di riferimento del settore elettrico negli ultimi anni deve prendere avvio dalla direttiva europea 96/92 concernente "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in quanto da essa partono le premesse di liberalizzazione del settore elettrico. La politica comunitaria, infatti, riconosce che "il completamento di un mercato dell'energia elettrica concorrenziale costituisce un passo importante verso il completamento di un mercato interno dell'energia".

Nel delineare gli obiettivi generali di liberalizzazione, la direttiva lascia comunque agli Stati membri un notevole grado di libertà sulla scelta del modello di regolamentazione e degli strumenti con cui attuare il percorso di riforma del mercato elettrico.

In particolare, con riferimento alle attività di gestione della rete, la direttiva introduce una distinzione tra **rete di trasmissione** (la rete interconnessa ad alta tensione e destinata alla fornitura a clienti

finali industriali o ai distributori) e **rete di distribuzione** (la rete a media e bassa tensione per la consegna ai clienti finali).

In ordine alla rete di trasmissione, la direttiva (art.7) impone agli Stati membri di designare un Gestore della rete responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo della rete stessa e dei dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

Il gestore della rete di trasmissione viene così a configurarsi elemento centrale del sistema elettrico liberalizzato e, proprio in relazione ai compiti ad esso affidati, la direttiva stabilisce l'indipendenza delle attività di gestione di tale operatore dalle attività non connesse al sistema di trasmissione e in particolare dalle attività di generazione e di distribuzione.

Nel quadro di ristrutturazione e liberalizzazione del sistema elettrico, la direttiva medesima consente agli Stati membri di "imporre alle imprese che operano nel settore obblighi di servizio pubblico per quanto riguarda la sicurezza, la regolarità degli approvvigionamenti, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente".

1.2- La funzione di servizio pubblico del Gestore nel quadro della liberalizzazione del settore

L'art.1 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79, stabilisce che le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di **servizio pubblico** contenuti nelle disposizioni del decreto medesimo. Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale.

In tale contesto il decreto del Ministro dell'industria 17 luglio 2000, nello stabilire gli obiettivi generali ai quali deve informarsi l'attività del gestore, qualifica espressamente come "pubblico servizio" il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica.

La natura pubblica del servizio può ricondursi a tre obiettivi:

a) **l'universalità** in quanto esso deve essere disponibile su tutto il territorio e per tutti gli utenti;
b) **la sostenibilità economica** del servizio stesso da parte di tutti gli utenti, cui è correlato il criterio della parità di trattamento per categorie omogenee di utenti;
c) **la continuità**, vale a dire la sicurezza della fornitura del servizio: l'energia elettrica per sua natura non è immagazzinabile e pertanto

la continuità del servizio comporta la garanzia (da parte del gestore) dell'alimentazione permanente della rete.

In passato tali obiettivi venivano perseguiti e realizzati attraverso la proprietà pubblica e la completa integrazione verticale dell'impresa pubblica monopolista.

Con il nuovo assetto del sistema elettrico, che ha come prospettiva la progressiva apertura della domanda alla concorrenza e l'abbattimento di posizioni monopolistiche, vengono a modificarsi modalità di regolazione del servizio pubblico e gli stessi contenuti.

Le funzioni di pubblica utilità del settore elettrico, non più concentrate nelle mani di un unico operatore, tendono ora a distribuirsi su più operatori (distributori, fornitori, gestore della rete e società da questo controllate) e tutto ciò comporta, ovviamente, una revisione del ruolo delle politiche pubbliche relative al settore e porta a restringere, nella generalità dei casi, l'area di intervento pubblico rispetto agli obiettivi perseguiti autonomamente dal mercato.

La linea di riforma conseguente alla liberalizzazione del settore ha determinato, di riflesso, la separazione verticale delle tre fasi della fornitura del servizio elettrico: la produzione, la trasmissione, la distribuzione, attività in precedenza completamente integrate e affidate, a livello nazionale, in esclusiva all'impresa pubblica ENEL.

La separazione suddetta è funzionale ad attuare la liberalizzazione del sistema e a garantire la concorrenza delle attività a monte e a valle del sistema di trasmissione-distribuzione.

La liberalizzazione presuppone però che l'attività del gestore della rete di trasmissione sia improntata a regole di **imparzialità, indipendenza** e **separazione** dal resto del sistema, nella fornitura dell'accesso, nell'uso della rete e nell'assolvimento degli obblighi di servizio pubblico che ad esso fanno capo.

1.3- Il processo attuativo del decreto legislativo 16 marzo 1999,n.79

La direttiva 96/92 ha trovato recepimento nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 recante " norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" che ha dato luogo ad una radicale riforma del sistema elettrico italiano.

Un primo profilo da evidenziare è che la nuova disciplina, al fine di rendere possibile l'avvio di una concorrenza effettiva e il passaggio ad un sistema di libero mercato nelle diverse fasi del processo di produzione e di fornitura di energia, ha stabilito il ridimensionamento della quota di produzione ENEL e, a partire dal 1° gennaio 2003, ha determinato che nessun operatore potrà produrre o importare più del

50% del totale di energia elettrica prodotta e importata sul mercato nazionale. A tal fine l'ENEL dovrà cedere al mercato, entro lo stesso termine, non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva secondo un apposito piano di dismissione approvato dal Governo.[1]

Tali cessioni comporteranno l'estensione del numero dei clienti a cui sarà consentita la libertà di scelta del proprio fornitore, in linea con gli orientamenti comunitari di apertura alla concorrenza sul versante della domanda.

Il D.Lgs 16 marzo 1999, n.79 sotto il titolo "disciplina del mercato elettrico" ha previsto la costituzione della s.p.a."Gestore della rete di trasmissione nazionale" cui l'ENEL ha conferito (art.3, comma 4) "tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti, i rapporti giuridici inerenti all'attività del gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, e il personale necessario per le attività di competenza". In pratica l'ENEL, nel costituire in data 27 aprile 1999 la società GRTN ha provveduto a conferire alla stessa, in data 2 agosto 1999, i beni inerenti alle attività di **trasmissione e dispacciamento** dell'energia elettrica. Trattasi delle attività che

[1] In base a tale piano, approvato con DPCM 4 agosto 1999, l'ENEL ha costituito tre società cui ha conferito gli impianti di generazione che intende dismettere: Eurogen (7.000MW), Elettrogen (5.500 MW), Interpower (2.500 MW). Al momento la dismissione, già avvenuta per le prime due società dovrà completarsi con la terza, per la quale sono in corso le relative procedure.

presentano i maggiori elementi di criticità sotto il profilo concorrenziale e pertanto il decreto legislativo le ha riservate allo Stato e attribuite **in regime di concessione** al GRTN (= concessionario ex lege). In base alle definizioni desunte dallo stesso decreto, il **dispacciamento** è 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; la **trasmissione** è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta.

In termini più estensivi, il GRTN gestisce la rete (indipendentemente dalla proprietà della stessa), delibera gli interventi di manutenzione e sviluppo, gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione e i servizi ausiliari necessari; assicura l'accesso alla rete in termini paritetici a tutti gli aventi diritto; garantisce l'adempimento di ogni altro obbligo volto a garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti.

Il complesso di tali attività si esplica nell'ambito della rete elettrica di trasmissione che comprende, in base al decreto Ministero industria del 25 giugno 1999, emanato in attuazione dell'art. 3, comma 7, del

decreto legislativo n.79, le reti di tensione uguale o superiore a 220 KV e le reti con tensione tra 120 e 220 KV che risultino funzionali alla rete elettrica nazionale. Con successivi provvedimenti si procederà, ove necessario, all'aggiornamento del perimetro della rete gestita dal GRTN.

Come innanzi detto, con decreto del Ministro dell'industria del 21 gennaio 2000 è stata fissata al 1° aprile 2000 la data di assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale. Alla stessa data, le azioni della società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Con successivi provvedimenti emanato dal Ministro dell'industria data sono state dettate apposite direttive per il Gestore della rete, atteso che, in base a quanto previsto dal D.Lgs. 79/99, gli indirizzi strategici ed operativi della Società sono definiti dal Ministro dell'industria. Tali direttive hanno previsto, in particolare, l'adozione da parte del Gestore di un codice di trasmissione e dispacciamento che disciplini le relative attività e i rapporti del Gestore con gli utenti della rete e hanno dettato altresì i criteri ai quali deve essere informata l'attività del Gestore in materia di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

A seguito di tali provvedimenti, il GRTN ha assunto dal 1°aprile 2000 la titolarità dei compiti ad esso spettanti, pur in un quadro normativo di riferimento ancora lacunoso, che tuttavia ha segnato un elemento di chiarezza con l'emanazione, in data 17 luglio 2000, del decreto del Ministro dell'industria con il quale è stata approvata la convenzione tra lo stesso Ministero e il Gestore della rete per la disciplina della concessione.

Il provvedimento fissa in primo luogo gli obiettivi generali ai quali deve essere informata l'attività del Gestore e qualifica espressamente come "pubblico servizio" il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica.

Nello stesso decreto è stato previsto che il Gestore della rete predisponga, entro il 31 dicembre di ciascun anno, un **programma triennale** scorrevole contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Tale programma, deliberato dal GRTN sentiti i proprietari della rete o comunque i soggetti che ne hanno la disponibilità, è sottoposto all'approvazione del Ministro dell'industria. Con decreto 7 agosto 2000 il Ministro dell'industria ha dettato ulteriori direttive in base alle quali al Gestore spetta il compito di individuare le esigenze di riserva di potenza sul territorio nazionale e di stipulare eventualmente, in attesa della operatività della "borsa elettrica",

contratti con i produttori al fine di acquisire la disponibilità di capacità di generazione.

1.4- La Convenzione-Tipo

Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 22 dicembre 2000 è stata approvata la convenzione -tipo, di cui all'art.3,c.8, del D.lgs. 79/99, che disciplina i rapporti tra il Gestore della rete di trasmissione e i proprietari o comunque coloro che hanno ad altro titolo la disponibilità di porzioni di rete di trasmissione nazionale.

A tale schema contrattuale dovranno conformarsi le convenzioni che il GRTN deve sottoscrivere con i titolari della rete di trasmissione nazionale per disciplinare contrattualmente i rapporti.

In particolare, la convenzione-tipo disciplina le attività di manutenzione e sviluppo della RTN e dei dispositivi di interconnessione con altre reti.

Tali attività, infatti, in base al D.lgs. 79/99, sono deliberate dal GRTN che assume le decisioni in materia di manutenzione, gestione e sviluppo della RTN, di norma, eseguite dai titolari della stessa.

Il provvedimento distingue tra attività di esercizio, manutenzione e sviluppo ed inoltre disciplina, in relazione a ciascuna attività, gli obblighi del titolare e del GRTN.

Lo schema contrattuale prevede, infine, che le attività poste in essere dal soggetto esecutore vengano remunerate attraverso la corresponsione da parte del Gestore di un canone annuale a copertura dei costi dell'attività di esercizio e di manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito.

In particolare, il canone risulta costituito da una componente fissa, da una componente variabile commisurata alla disponibilità degli elementi che costituiscono la porzione di rete di un determinato titolare e da una componente di penalità legata ad eventuali indisponibilità degli elementi di rete.

Di altri provvedimenti attuativi del decreto legislativo n.79/99, che hanno avuto incidenza anche sui periodi di tempo successivi a quello cui si riferisce la presente relazioni, si farà menzione nel successivo capitolo quarto.

1.5 Proprietà e gestione della rete

In questa sede preme tuttavia richiamare l'attenzione sulla scelta operata dal decreto di riforma del sistema elettrico di tenere separata la gestione della rete dalla proprietà della stessa che, per circa il 94% fa capo a TERNA, società del Gruppo ENEL.

Tale separazione rende complessi i rapporti convenzionali tra il soggetto proprietario e il soggetto gestore della rete, in quanto possono verificarsi, in concreto, situazioni di contrasto soprattutto per quanto riguarda la determinazione dei costi relativi alle attività di manutenzione e sviluppo. Tali oneri, infatti, ricadono sul proprietario della rete, sulla base di standard manutentivi indicati dal Gestore (il quale ha la responsabilità della sicurezza e della continuità del servizio) non sempre coincidenti con gli interessi economici della proprietà.

Trattasi di questione di notevole rilievo in ordine alla quale la Corte ritiene che debba trovarsi adeguata soluzione, con gli strumenti normativi o convenzionali più idonei, al fine di pervenire, in tempi rapidi, alla riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione in un unico soggetto, sulla base delle indicazioni già contenute nel documento di programmazione economico-finanziaria per gli anni 2003-2006 (delibera Consiglio dei Ministri del 5.07.01) e,

da ultimo, nel disegno di legge di riforma e riordino del settore energetico approvato dal Consiglio dei Ministri in data 19.07.02.

CAPITOLO SECONDO

2. Le attività inerenti alla fase di avvio del GRTN.

2.1 Premessa.

A seguito della costituzione della Soc. S.p.A. Gestore della rete di trasmissione nazionale da parte dell'ENEL, con atto stipulato in data 27 aprile 1999, sono stati posti in essere da parte degli organi previsti dallo Statuto (Assemblea, Consiglio di amministrazione, Collegio sindacale) molteplici atti finalizzati all'avvio della fase operativa della Società, la quale, come si è detto, ha assunto la titolarità delle funzioni dal 1° aprile 2000, in virtù del decreto del Ministro del Industria 21 gennaio 2000.

2.2 Il capitale sociale.

Il Consiglio di amministrazione del G.R.T.N. ha proposto, nel giugno 1999, ai fini dell'approvazione da parte dell'Assemblea, l'aumento di capitale (inizialmente 200 milioni) da ragguagliare al valore stabilito dalla perizia giurata (prevista dall'art. 2343 c.c.) relativo al ramo d'azienda dell'ENEL comprendente le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, che dovevano essere trasferite al Gestore.

L'Assemblea dell'ENEL, nel luglio 1999, ha autorizzato il conferimento del ramo d'azienda relativo alle attività suddette al GRTN,

sulla base del valore netto accertato dal Collegio peritale nominato dal Presidente del Tribunale di Roma e quantificato in lire 50 miliardi, a fronte di attività per lire 128,8 miliardi e di passività per lire 78,8 miliardi.

Il Consiglio di amministrazione del G.R.T.N. ha proposto e l'Assemblea straordinaria approvato: l'emissione di 50 milioni di azioni ordinarie da £1.000 cadauna, alla pari, riservate al socio unico ENEL S.p.A., il che ha comportato l'aumento del capitale sociale da 200 milioni a 50.200.000.000, per effetto dei conferimenti operati dall'ENEL, con atto sottoscritto in data 2 agosto 1999.

2.3 La nomina dell'amministratore delegato.

Il Consiglio di amministrazione in data 16 luglio 1999 ha deliberato che uno dei suoi componenti[2] assumesse la carica di amministratore delegato nella fase transitoria di passaggio delle azioni dall'ENEL al Ministero del tesoro; nel contempo ha determinato il limite dei poteri spettanti all'amministratore delegato nonché i poteri riservati al Consiglio stesso.

2.4 La costituzione della società "Acquirente unico".

---

[2] I quattro componenti del Consiglio di amministrazione oltre al Presidente, ed i tre componenti del Collegio sindacale sono stati i medesimi soggetti che svolgevano le rispettive funzioni presso la società ENEL. L'assemblea degli azionisti del GRTN ha nominato i cinque nuovi componenti del Consiglio di amministrazione in data 15 febbraio 2000 e ha successivamente provveduto alla nomina dei tre componenti del Collegio sindacale nel mese di maggio 2000, come specificato nel seguito di questo stesso capitolo.

Il Consiglio di amministrazione nel novembre 1999 ha ritenuto di avviare, anche prima del passaggio delle azioni dall'ENEL al Tesoro, gli adempimenti necessari alla costituzione della società "Acquirente unico", prevista dall'art. 4 del d.lgs. n. 79 del 1999 che riserva alla stessa importanti funzioni nell'ambito dell'organizzazione del settore (stipula e gestione dei contratti di fornitura, al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria; fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento tariffario).

La Società Acquirente unico è stata, pertanto, costituita per atto unilaterale e interamente partecipata dal GRTN, il quale ha provveduto al versamento dell'intero capitale sottoscritto nella misura di 200 milioni.

Nella fase iniziale, gli organi societari dell'Acquirente unico hanno avuto la medesima composizione di quelli dell'azionista GRTN. Devesi rilevare in proposito che, a distanza di circa 3 anni dalla sua costituzione, la Società Acquirente unico non svolge ancora (ottobre 2002) compiti operativi e le attività propedeutiche sono finanziate con mezzi offerti dal GRTN.[3]

---

[3] In effetti non è stato ancora emanato il decreto del Ministero delle attività produttive con il quale verrà stabilita la data di assunzione da parte

2.5 Il rinnovo del Consiglio di amministrazione.

L'Assemblea degli azionisti del GRTN in data 15 febbraio 2000 ha proceduto al rinnovo del Consiglio di amministrazione, il quale successivamente ha eletto fra i suoi membri il Presidente e il Vice Presidente, ha proceduto alla nomina dell'Amministratore delegato, ha deliberato di escludere dalla struttura organizzativa di base la figura del Direttore generale, e ha determinato i compensi spettanti ai suddetti amministratori cui sono stati affidati particolari incarichi (art. 2389, 2° comma, C.C.).

Il Consiglio di amministrazione ha compiuto, tra i primi atti, una ricognizione della relazione giurata di stima redatta dai periti nominati dal Presidente del Tribunale di Roma riguardante il conferimento del ramo d'azienda da parte dell'ENEL, sulla base della quale era stato definito in lire 50.200.000 il capitale sociale, pervenendo alla conclusione che, essendo il valore economico stimato dai periti corrispondente al valore dei beni conferiti, "non sussistono fondati motivi per procedere alla revisione della stima e non si sono verificate, pertanto, le ipotesi previste dall'ultimo comma dell'art. 2343 C.C.".

---

dell'Acquirente unico della funzione di garante della fornitura ai clienti vincolati (art. 4, comma 8, decreto legislativo n. 79/99).

2.6 Il controllo della Corte dei conti.

Il Consiglio di amministrazione nel marzo 2000, ha anche esaminato la questione relativa all'assoggettamento della Società al controllo della Corte dei conti , a termini dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259, e, dopo averne approfondito gli aspetti giuridici, ha preso atto della deliberazione della Corte e della nomina del magistrato delegato al controllo.

2.7 La costituzione della Società Gestore del mercato elettrico.

Il Consiglio di amministrazione nel periodo marzo -maggio 2000, ha deliberato di procedere alla costituzione della società "**Gestore del mercato elettrico** S.p.A.", in applicazione dell'art. 5, comma 1, del d.lgs. n. 79 del 1999 che assegna a detta società la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e di concorrenza tra produttori nonché compiti di bilanciamento della domanda e dell'offerta. Il capitale sociale di lire un miliardo è stato inizialmente rappresentato da 1.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di lire 1.000 al fine di attribuire alla società la liquidità necessaria. Nel contempo è stata data facoltà al Consiglio di amministrazione del Gestore del mercato elettrico di aumentare il capitale sociale fino a nominali 5 miliardi entro un anno

dalla data di iscrizione della Società nel registro delle imprese. Anche per ciò che attiene alla società suddetta (come del resto per l'Acquirente unico già menzionato) è da rilevare che essa, ad oltre due anni dalla sua costituzione, non svolge ancora (ottobre 2002) le funzioni che le sono attribuite dalla normazione prima citata.[4]

2.8 Il Collegio sindacale e la Società di revisione contabile.

Il Consiglio di amministrazione nell' aprile 2000 ha accolto le dimissioni del Collegio sindacale "per motivi di opportunità derivanti da analogo incarico ricoperto nell'ENEL"; i tre componenti del nuovo Collegio hanno iniziato a svolgere il loro incarico nel mese di maggio.

Il Consiglio di amministrazione ha stabilito inoltre di affidare l'incarico di revisione contabile ad apposita Società (successivamente prescelta la PRICEWATERHOUSE COOPERS), anche se il GRTN, non essendo quotato in borsa, non è tenuto ad applicare sul punto specifico le disposizioni della c.d. legge Draghi (decreto legislativo n. 58/1998).

---

[4] Allo stato attuale, è stato emanato il disciplinare (decreto Ministero attività produttive 9 maggio 2001) concernente il mercato elettrico, al quale dovranno fare seguito le istruzioni applicative per potere dare inizio alle negoziazioni.

2.9 Il livello di capitalizzazione della Società.

Il livello di capitalizzazione della Società ha formato oggetto, nel corso dell'anno 2000, di esame da parte del Consiglio di amministrazione il quale ha dato mandato all'Amministratore delegato di rappresentare al Ministro del tesoro e a quello dell'Industria l'urgenza di interventi sul capitale sociale, in conseguenza dei conferimenti effettuati dall'ENEL, che risulta inadeguato rispetto ai compiti e alle responsabilità che la riforma del sistema elettrico ed i successivi provvedimenti di attuazione attribuiscono alla società e alle sue controllate. A seguito di tali interventi, l'azionista unico (Tesoro) ha dato l'incarico ad un *advisor* di valutare la congruità del capitale sociale in relazione ai compiti assegnati e all'eventuale variazione degli stessi rispetto al conferimento. Il problema è stato riproposto, in varie occasioni, dal Collegio sindacale il quale ha evidenziato l'esigenza di riesaminare la base di patrimonializzazione relativa al fabbisogno finanziario delle aziende partecipate (Acquirente unico e Gestore mercato elettrico) e di promuovere conseguentemente le iniziative relative alla ricapitalizzazione della Società capo gruppo. Il problema non è stato a tutt'oggi risolto e, come si dirà in seguito, la capo gruppo GRTN ha provveduto nel corso degli anni 2000 e 2001, al

finanziamento delle due società controllate attraverso successivi interventi sul capitale.

2.10 L'aumento di capitale delle due società controllate.

Le due società controllate, pur non avendo svolto finora (ottobre 2002) i compiti loro assegnati dal d.lgs n. 79 del 1999, hanno tuttavia sostenuto oneri per dotarsi delle necessarie risorse umane e dei beni strumentali (in particolare acquisizione di idoneo sistema informativo) per il perseguimento degli obiettivi aziendali; ciò ha indotto il Consiglio di amministrazione del GRTN (ottobre 2000) a dare mandato all'Amministratore delegato di sottoscrivere:

- l'aumento di capitale dell'Acquirente Unico a pagamento da 1 a 5 miliardi mediate l'emissione di n. 4.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di lire 1.000;
- l'aumento di capitale del Gestore del Mercato Elettrico a pagamento da 1 a 5 miliardi mediate l'emissione di n. 4.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di lire 1.000;
- successivi aumenti del capitale delle due società fino all'importo massimo di 10 miliardi di capitale per ciascuna di esse mediante

l'emissione del corrispondente numero di azioni e pagamento alla pari;[5]

- di provvedere ai conseguenti versamenti ed ad ogni adempimento che si rendesse necessario per l'espletamento del mandato.

2.11 Modifiche statutarie.

Nel corso dell'anno 2000 l'Assemblea (ordinaria) ha provveduto alla nomina di un nuovo amministratore, essendo venuto a mancare uno dei componenti del Consiglio. L'Assemblea (straordinaria) ha poi accolto la proposta di modifica dell'art. 12.2. dello statuto del GRTN riguardante la data di approvazione del bilancio portandola da quattro a sei mesi, con riferimento alla chiusura dell'esercizio (dicembre). L'assemblea medesima ha infine approvato la modifica dell'art. 2.1 dello statuto per mutamento della sede sociale (temporaneamente allocata in via Palmiano n. 101) in viale Maresciallo Pilsudski, 92, a seguito della stipula dell'atto di acquisto di un immobile ivi ubicato, ove hanno trovato sistemazione le diverse funzioni tecniche e di staff (sia del Gestore che delle due Società controllate).

---

[5] Una ulteriore sottoscrizione di aumento di capitale è stata deliberata dalle Assemblee dell'A.U. e del G.M.E. il 22/10/2001. Il capitale sociale delle due "controllate" è attualmente di 7,5 milioni di EURO per ciascuna di esse.

CAPITOLO III

3.- Il risultato della gestione nell'esercizio 2000

3.1 Dati di sintesi sul mercato dell'energia elettrica

La favorevole congiuntura dell'economia italiana nell'anno 2000 ha influito, secondo dati forniti dalla Società, sulla espansione dei consumi e sulla maggiore richiesta di energia elettrica, nella misura di +4,1% rispetto all'anno 1999.Tale forte incremento è dovuto soprattutto ai consumi elettrici del terziario (+5,3%) e dell'industria (+5,2%).

I flussi di energia elettrica in Italia nel corso dell'anno 2000, raffrontati con quelli dell'anno precedente, sono rappresentati nella seguente tabella:

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

	Bilancio		Variazioni	
	2000	**1999**	**GWh**	**%**
Produzione lorda	**276.629**	**265.657**	**10.972**	**4,1**
Servizi ausiliari	**(13.336)**	**(12.920)**	**(416)**	**3,2**
Produzione netta	**263.293**	**252.737**	**10.556**	**4,1**
Ricevuta da fornitori esteri	**44.831**	**42.538**	**2.293**	**5,4**
Ceduta a clienti esteri	**(484)**	**(528)**	**(-44)**	**-8,3**
Destinata ai pompaggi	**(9.130)**	**(8.903)**	**(227)**	**2,5**
Richiesta Totale Italiana	**298.510**	**285.844**	**12.666**	**4,4**
Mercato Vincolato	**209.376**	**n.d.**		
Mercato Libero	**46.124**	**n.d.**		
Autoconsumi	**23.819**	**26.641**		
Totale Consumi	**279.319**	**267.284**	**12.035**	**4,5**
Perdite	**19.191**	**18.560**	**631**	**3,4**
in %della richiesta	(6,4%)	(6,5%)		
Richiesta Totale Italiana	**298.510**	**285.844**	**12.666**	**4,4**

n.d.= non disponibile

Dai dati ora indicati emerge, rispetto agli analoghi dati del 1999, quanto segue:

- l'energia richiesta sulla rete (+4,4%) ha determinato consumi pari a 298.510 GWh;
- la produzione lorda di energia ha registrato un aumento del 4,1%, analogamente alla produzione netta destinata al consumo (4,1%);
- il saldo dell'energia da fornitori esteri (44.347 GWh) ha segnato un incremento del 5,6% Quest'ultimo dato, in particolare, evidenzia un maggiore aumento delle importazioni rispetto all'anno precedente (42.010 GWh)

Per quanto riguarda l'opera di riduzione dell'impatto ambientale sulle attività elettriche, il GRTN è impegnato nell'approfondimento delle tematiche ambientali, al fine di raggiungere gli obiettivi fissati in materia da accordi internazionali e da normative nazionali (legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici del 22 febbraio 2001, n.36). Sulla base di direttive impartite dal Ministero dell'Industria in data 21 gennaio 2000, il Gestore è tenuto in particolare a formulare piani di risanamento delle tratte della rete nazionale che si rendano necessari e a verificare la successiva attuazione delle relative opere da parte dei proprietari.

Le analisi e le valutazioni sugli effetti dell' esposizioni ai campi elettromagnetici nell'esercizio delle attività del sistema elettrico formano oggetto di monitoraggio e di elaborazione dei dati da parte di apposito gruppo di lavoro costituito dalla società.

3.2 Il bilancio dell'esercizio 2000: criteri di formazione e verifiche del collegio sindacale

Il bilancio dell'esercizio 2000 è stato approvato dall'Assemblea ordinaria della Società nella seduta del 27 giugno 2001; esso è corredato della relazione del Collegio sindacale, il quale, nel dare atto del "forte impegno di tutte le aree aziendali nel mettere a punto l'organizzazione, le modalità e le procedure necessarie ad ottemperare all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e di dispacciamento ed alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale che il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas attribuiscono al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A." afferma che il Collegio medesimo, in sede di esame delle voci di bilancio, ha riscontrato la loro concordanza con le risultanze delle scritture contabili, ed ha verificato l'applicazione corretta delle norme che disciplinano il bilancio di esercizio (art.2423 bis,e art.2426 C.C.) per

quanto attiene ai principi di redazione del bilancio compatibili con la rappresentazione veritiera e corretta, e per quanto attiene ai criteri adottati per le valutazioni dei beni e dei crediti, nonché alla determinazione di ammortamenti ed accantonamenti.

Il Collegio sindacale evidenzia altresì che " ai sensi dell'art. 28, comma 2, lettera a) del decreto legislativo n.127/91, relativamente al controllo della Società "Acquirente unico s.p.a." e "Gestore del mercato elettrico s.p.a." non è stato necessario redigere il progetto di bilancio consolidato, stante la mancata operatività delle controllate nell'anno 2000. Infatti possono essere escluse dal consolidamento le imprese controllate quando la loro inclusione sarebbe irrilevante ai fini della chiarezza, verità e correttezza della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico del complesso delle imprese costituito dalla controllante e dalle controllate".

In corso di esercizio il Collegio, per l'assolvimento dei compiti ascritti dal codice civile, ha tenuto n. 6 riunioni, nelle quali particolare attenzione è stata dedicata all'esame di singole operazioni ed aspetti della gestione, delle determinazioni assunte dall'amministratore delegato, delle informative periodiche e dei rapporti specifici prodotti dalla direzione audit.

3.3 Lo stato patrimoniale ed il conto economico 2000

Lo stato patrimoniale e il conto economico (riclassificati)della Società, riassunti nelle tabelle 1 e 2 sono analiticamente illustrati nella "nota integrativa" al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2000 (allegato alla presente relazione insieme ai documenti contabili); ad essa pertanto si fa rinvio per ogni informazione di dettaglio, mentre in questa sede, tenendo conto che trattasi di bilancio afferente al primo anno di attività del GRTN, verranno esaminate le poste di maggiore rilievo, con alcuni raffronti rispetto ai dati dell'esercizio 1999 (questi ultimi desunti dalla documentazione di cui sopra prodotta dalla Società). Nel conto economico, tuttavia, non sono stati effettuati confronti con le voci del periodo precedente perché si riferiscono a soli cinque mesi di attività della Società nei quali, tra l'altro, era stato dato soltanto un avvio limitato all'operatività della stessa.

Tab. 1

Sintesi della struttura patrimoniale (lire milioni)

	al 31.12.2000	al 31.12.1999
Immobilizzazioni nette		
- Immobilizzazioni immateriali	3.272	484
- Immobilizzazioni materiali	165.195	96.527
- *Immobilizzazioni finanziarie:*		
- partecipazioni	13.300	3.500
- altre	1.932	1.687
Totale	**183.699**	**102.198**
Capitale circolante netto		
- Crediti verso clienti	1.893.790	45.625
- Altre attività	13.533	1.202
- Debiti verso fornitori	(1.936.953)	(16.349)
- Debiti/crediti tributari	(44.147)	(10.364)
- Debiti verso istituti previdenziali	(4.980)	(3.299)
- Altre passività	(45.424)	(19.582)
Totale	**(124.181)**	**(2.764)**
Capitale investito netto	59.518	99.434
Fondi diversi	(49.149)	(37.038)
Fabbisogno di capitali	10.369	62.396
Copertura		
Patrimonio netto	**95.365**	**50.907**
Indebitamento (Disponibilità) Finanziarie nette		
- Debiti vs banche	25.000	25.000
- Crediti vs controllate Enel Spa per rapporto di c/c	0	(13.446)
- Disponibilità liquide	(109.996)	(65)
Totale	**(84.996)**	**11.489**
TOTALE	**10.369**	**62.396**

3.3.1) Stato patrimoniale -attivo-

L'insieme delle immobilizzazioni registra un incremento di lire 81.501 milioni riferito prevalentemente alle immobilizzazioni materiali. Ed infatti:

a) per quanto riguarda le **immobilizzazioni immateriali** (lire 3.272 milioni) la voce più significativa ha riguardato i diritti di brevetto industriale e i diritti di utilizzazione delle opere di ingegno per i quali è stato valutato un incremento di lire 1.666 milioni in relazione all'acquisizione di software applicativi della società; a tale incremento si contrappone la riduzione, per ammortamento in tre anni, di lire 625 milioni.

b) per quanto riguarda le **immobilizzazioni materiali** (lire 165.195 milioni), la loro consistenza, al netto del fondo ammortamento, ha registrato rispetto all'esercizio precedente un incremento di lire 68.668 milioni. A tale incremento si contrappongono gli ammortamenti stanziati nella misura di lire 11.788 milioni.

Le acquisizioni intervenute nell'anno (complessivamente 80.458 milioni) si riferiscono in particolare:

- alla voce fabbricati, per lire 57.076 milioni, dovuta quasi per intero alla stipula dell'atto di acquisto della nuova sede sociale

(Viale Pilsudsky n.92) per l'esercizio delle diverse funzioni tecniche e di staff (sia del Gestore che delle due Società controllate)

- alla voce immobilizzazioni in corso e acconti, per lire 18.363 milioni, di cui circa lire 15.000 milioni per spese inerenti alla realizzazione del nuovo sistema di controllo e teleconduzione integrato (sistema SCTI).

c) per quanto riguarda le **immobilizzazioni finanziarie** (lire 15.232 milioni), il valore delle "partecipazioni in imprese controllate" è stato determinato da un incremento di 9.800 milioni dovuto sia alla costituzione del Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (lire 1.000 milioni) sia alla sottoscrizione di un aumento del capitale sociale delle due controllate Acquirente Unico S.p.A. (lire 4.800 milioni) e Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (lire 4.000 milioni).

Nel capitale circolante netto sono da evidenziare, rispetto all'anno precedente, le poste relative ai crediti verso clienti (lire 1.893.790 milioni) e i debiti verso fornitori (lire 1.936.953 milioni) che risentono delle dinamiche conseguenti all'avvio della operatività del processo di liberalizzazione sia del mercato libero che di quello vincolato.

Relativamente ai mezzi di copertura si evidenzia sia la crescita del patrimonio netto (lire 44.458 milioni) per effetto del risultato di esercizio che delle disponibilità liquide (lire 109.931 milioni) connesse alla gestione.

La consistenza dell' attivo circolante (lire 2.017.299 milioni)è stata determinata, per quanto riguarda la voce di maggiore rilevanza, dalla entità dei crediti verso clienti (lire 1.893.790 milioni) cui sono da aggiungere le disponibilità liquide per depositi bancari (109.996 milioni). Quanto alla prima voce, essa si riferisce alla fatturazione dei diversi corrispettivi dovuti dagli altri operatori del mercato elettrico in base a deliberazioni emanate dall'Autorità. Tra i crediti sono da segnalare: quelli per corrispettivi di trasporto in regime di mercato vincolato (1.500 milioni circa) e quelli per servizi di vettoriamento nel mercato libero (386 milioni).

Nella composizione del "capitale circolante" l'esposizione creditoria verso clienti (1.893.790 milioni) e la correlata esposizione debitoria verso fornitori. (1.936.953 milioni) risultano di valore elevato rispetto al valore dei ricavi delle vendite e delle prestazioni. Ciò è dovuto, come rilevasi dalla "nota integrativa", alla nuova disciplina del sistema elettrico, la cui attuazione, nel primo anno di operatività della Società,

ha causato ritardi nella regolarizzazione delle partite con clienti e fornitori.

I crediti in questione non presentano, comunque, importi esigibili oltre l'esercizio successivo.

3.3.2 Stato patrimoniale – Patrimonio netto e passivo –

Nel contesto della **situazione patrimoniale**, il valore del patrimonio netto è risultato pari a lire 95.365.594.422 e l'aumento delle disponibilità finanziarie nette a lire 84.996.454.426.

Il capitale sociale, rappresentato da 50.200.000 azioni da nominali lire 1.000 ciascuna per complessive lire 50.200.000.000 è determinato dal conferimento del ramo d'azienda da parte dell'Enel S.p.A. avvenuto in data 2 agosto 1999.

Tutte le azioni, come in precedenza evidenziato, sono state trasferite dal 1° aprile 2000, per effetto del decreto MICA 21/1/00, da Enel S.p.A. al Ministero del Tesoro.

Nel patrimonio netto emerge sotto la voce "Altre riserve" una riserva da conferimento pari a lire 707.235.052 relativa al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel S.p.A. il 2 agosto 1999.

Sono stati inoltre introdotti in bilancio fondi per rischi e oneri per lire 16.783 milioni, tra i quali è da menzionare quello per trattamento di quiescenza ed obblighi simili (lire 1.741 milioni).

Altri fondi per rischi ed oneri per lire 15.042 milioni riguardano gli incentivi all'esodo (fondo per lire 3.994 milioni) e il ripianamento per fondo previdenza elettrici (1.650 milioni), in applicazione di disposizioni contenute nell'art.41 della legge finanziaria 2000. E' stato accantonato un fondo TFR in conformità alle leggi ed ai contratti di lavoro in vigore. Per il rinnovo del contratto collettivo di lavoro degli elettrici, l'accantonamento è stato pari a 1.440 milioni.

Un ulteriore accantonamento di lire 6.660 milioni (fondo dismissioni impianti industriali) è stato disposto per fare fronte ai potenziali oneri e minusvalenze connessi alle dismissioni di impianti non più utilizzabili nel ciclo produttivo, a seguito della riorganizzazione della funzione di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.

Per quanto riguarda le **passività patrimoniali**, la consistenza della parte debitoria ammonta a lire 2.055.853 milioni. Esse sono dovute in particolare a: debiti verso banche (lire 25.000 milioni) e a debiti verso fornitori (lire 1.936.953 milioni); derivano questi ultimi da fatturazioni riguardanti corrispettivi dovuti ai proprietari della RTN;

comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per acquisti di energia, per prestazioni di servizi e di beni al netto delle note di credito da ricevere.

I debiti tributari (lire 44.147 milioni), si riferiscono soprattutto alla funzione di sostituto di imposta della Società per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e per le imposte di competenza dell'esercizio.

Da menzionare infine, la voce debitoria nei confronti della Cassa conguaglio settore elettrico (lire 38.126 milioni) che riguarda importi dovuti per l'incasso sui corrispettivi di vettoriamento, in riferimento alle particolari negoziazioni della cosiddetta energia Cip 6 prodotta da fonti rinnovabili, di cui si farà cenno nel capitolo successivo.

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO	31-dic-99	31-dic-00
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
B) Immobilizzazioni		
I. Immateriali		
- Costi d'impianto e d'ampliamento	7.780.00	5.835.000
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	138.722.667	1.179.938.641
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	-	2.028.620.786
- Immobilizzazioni in corso e acconti	19.518.519	9.759.267
- Altre		
Totale	**483.466.972**	**3.272.088.339**
II. Materiali		
- Terreni e fabbricati	39.204.000.000	94.236.066.850
- Impianti e macchinario	51.792.767.269	45.382.059.500
- Attrezzature industriali e commerciali	375.873.498	545.624.301
- Altri beni	1.885.041.568	3.514.036.717
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	3.269.472.620	21.517.360.000
Totale	**96.527.154.955**	**165.195.147.368**
III. Finanziarie		
Partecipazioni in		
- imprese controllate	200.000.000	10.000.000.000
- altre imprese	3.300.000.000	3.300.000.000
Totale	**3.500.000.000**	**13.300.000.000**
-Crediti:		
Verso altri	5.187.006.045	15.231.555.308
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	**102.197.627.972**	**183.698.791.015**
C) ATTIVO CIRCOLANTE		
I. Rimanenze		
II. Crediti		
- verso clienti	45.624.942.402	1.893.790.267.533
- verso imprese controllate	-	369.277.026
- verso impresa controllante	13.446.226.261	-
- verso altri	1.182.918.982	13.142.738.349
	60.254.087.645	1.907.302.282.908
III. Attività finanziarie		
che non costituiscono immobilizzazioni		
IV. Disponibilità liquide		
- Depositi bancari e postali	52.219.527	109.971.758.865
- Danaro e valori in cassa	13.469.916	24.695.561
	65.689.443	109.996.454.426
Totale attivo circolante	**60.319.777.088**	**2.017.298.737.334**
D) Ratei e risconti		
Ratei attivi	-	16.500.000
Risconti attivi	18.940.000	4.110.000
Totale ratei e risconti	18.940.000	20.610.000
TOTALE ATTIVO	**162.536.345.060**	**2.201.018.138.349**

STATO PATRIMONIALE

PASSIVO	31-dic-99	31-dic-00
A) Patrimonio netto		
I. Capitale	50.200.000.000	50.200.000.000
IV Riserva legale		
VII Altre riserve:		
Riserva da conferimento	707.235.052	707.235.052
IX Utile d'esercizio	-	44.458.359.370
Totale patrimonio netto	**50.907.235.052**	**95.365.594.422**
B) Fondi per rischi ed oneri		
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.094.355.106	1.740.867.916
- Altri	5.172.140.569	15.042.069.840
Totale fondi per rischi ed oneri	**6.266.495.675**	**16.782.937.756**
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**30.771.921.131**	**32.365.784.244**
D) Debiti		
- Debiti verso banche:		
per finanziamenti a medio e lungo termine	25.000.000.000	25.000.000.000
- Debiti verso fornitori	16.345.254.083	1.936.953.179.686
- Debiti verso impresa controllante	14.624.824.406	-
- Debiti tributari	10.364.123.769	44.146.785.144
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	3.299.723.528	4.979.665.581
- Altri debiti	4.630.354.916	6.647.539.526
- Debiti verso Cassa	-	-
- Conguaglio Settore Elettrico	-	38.126.320.581
Totale debiti	**74.264.280.702**	**2.055.853.490.518**
E) Ratei e risconti		
Ratei passivi		
Risconti passivi:	323.212.500	646.207.451
altri	3.200.000	4.123.958
Totale ratei e risconti	**326.412.500**	**650.331.409**
TOTALE PASSIVO	**162.536.345.060**	**2.201.018.138.349**
Conti d'ordine		
Garanzie prestate	-	-
Garanzie ricevute	981.266.000	1.273.216.543
Altri conti d'ordine	67.733.976.985	61.418.025.227
Totale conti d'ordine	**68.715.242.985**	**62.691.241.770**

Tab. 2

Conto economico riclassificato	(lire milioni)
	al 31.12.2000
Ricavi di competenza	
Vendita e prestazioni	1.972.109
- trasporto energia mercato vincolato	1.262.463
- vettoriamento energia mercato vincolato	501.504
- vendita energia spot	142.756
- assegnazione bande interconnessione	31.615
- corrispettivo garanzia interconnesione	25.714
- altri	8.057
Altri ricavi	152
Valore della produzione	**1.972.261**
Costi operativi	
Costo del lavoro	(82.253)
Acquisti energia	(80.259)
Prestazioni di servizi:	
- oneri per vettoriamenti	(198.639)
- oneri assegnazione bande interconnessione	(15.808)
- altri	(43.412)
Godimento beni di terzi	(1.428.720)
Altre risorse esterne	(1.128)
Totale costi operativi	**(1.850.219)**
Margine operativo lordo	**122.042**
Ammortamenti	(12.430)
Accantonamenti e svalutazioni	(13.808)
Risultato operativo	**95.804**
Proventi (Oneri) finanziari netti	2.672
Svalutazione partecipazione	(60)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	**98.416**
Proventi (Oneri) straordinari netti	(8.407)
Risultato ante imposte	**90.009**
Imposte sul reddito dell'esercizio	(45.551)
Utile netto del periodo	**44.458**

3.3.3 – Il conto economico

I risultati della **gestione economica** evidenziano un **utile netto di esercizio** pari lire 44.458.359.370, depurato dalle imposte, il cui ammontare è stato di lire 45.551.464.050.

Tale risultato è riconducibile soprattutto a "ricavi delle vendite e prestazioni", pari a lire 1.972.109 milioni, che si riferiscono principalmente:

- per lire 501.504 milioni alla fatturazione per l'attività di vettoriamento a clienti idonei remunerata in base alla deliberazione n.13/99 dell'Autorità secondo le varie componenti in essa previste;
- per lire 1.262.463 milioni ai corrispettivi, di cui alla deliberazione dell'Autorità n.205/99, dovuti dalle imprese distributrici a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- per lire 142.756 milioni alla vendita di energia elettrica derivante da acquisizioni "spot" sul mercato europeo, a fronte delle quali i costi di acquisto di energia per le relative forniture dall'estero sono ammontati a lire 54.859 milioni;
- per lire 25.714 milioni al corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal GRTN a fronte dell'acquisto di energia elettrica da

produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (deliberazione dell'Autorità n.180/99). A fronte di tali corrispettivi sono da registrare costi per acquisto energia per lire 25.400 milioni;

- per lire 31.615 milioni agli introiti relativi alla assegnazione della capacità di interconnessione con l'estero resasi disponibile a seguito di interventi sulla RTN (delibere dell'Autorità n.140/2000 e n.219/2000). In base a tali delibere, un ammontare pari al 50% di detto introito è stato riconosciuto ai gestori esterni confinanti (lire 15.808 milioni).

A fronte dei ricavi ora esposti sono da evidenziare **costi operativi** per lire 1.850.219 milioni costituiti principalmente da:

- costo del lavoro (lire 82.253 milioni) Al 31 dicembre 2000 il personale in forza, tra dirigenti, quadri, impiegati ed operai è risultato pari a 660 unità con un lieve incremento rispetto alle 644 unità presenti al 31 dicembre 1999.
- prestazioni per servizi (lire 257.859 milioni) Si riferiscono principalmente alle quote riconosciute ad altri gestori di reti locali (lire 198.639 milioni) nonché all'acquisto di risorse esterne (lire 43.412 milioni) quali le spese per trasmissioni dati ecc.. Tra i costi per prestazioni per servizi sono compresi i compensi ai componenti

del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale ammontanti a lire 1.535 milioni.

- godimento beni di terzi (lire 1.428.720 milioni): in tale importo è compreso l'ammontare riconosciuto dal GRTN quale corrispettivo dovuto ai diversi proprietari della RTN pari a lire 1.426.213 milioni.

Il Margine Operativo lordo per effetto delle su esposte partite economiche si attesta a lire 122.042 milioni mentre il *Risultato Operativo* – che sconta ammortamenti sia su immobilizzazioni materiali (lire 11.788 milioni) che immateriali(lire 642 milioni) nonché accantonamenti e svalutazioni (lire 13.808 milioni), si attesta a lire 95.804 milioni.

CONTO ECONOMICO	31-dic-99	31-dic-00
A) Valore della produzione		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	63.105.483.123	1.972.108.786.252
- Altri ricavi e proventi	20.672.854	152.237.865
Totale valore della produzione	**63.126155.977**	**1.972.261.024.117**
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	147.808.307	80.787.918.752
- Per servizi	19.402.080.891	257.858.612.169
- Per godimento di beni di terzi	1.565.727.868	1.428.719.896.984
- Per il personale:		
° salari e stipendi	22.693.944.318	56.925.330.453
° oneri sociali	7.016.808.827	16.338.462.515
° trattamento di fine rapporto	2.085.958.494	4.978.561.420
° trattamento di quiescenza e simili	131.933.474	1.079.939.686
° altri costi	1.028.113.302	2.931.161.830
	32.956.758.415	*82.253.455.904*
- Ammortamenti e svalutazioni:		
° ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	81.065.593	641.680.309
° ammortamento delle immobilizzazioni materiali	3.499.950.633	11.788.153.153
° svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle		9.449.000.000
	3.581.016.226	*21.878.833.462*
- Accantonamenti per rischi	--	313.613.200
- Altri accantonamenti	--	4.045.000.000
- Oneri diversi di gestione	179.505.656	599.350.955
Totale costi della produzione	**57.832.897.363**	**1.876.456.681.426**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	**5.293.258.614**	**95.804.342.691**
C) Proventi e oneri finanziari		
- Altri proventi finanziari:		
° da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	20.119.996	60.508.766
° proventi diversi dai precedenti:		
da impresa controllante	15.551.169	--
altri	179.206.594	3.774.756.388
	3.835.265.154	214.877.759
- Interessi e altri oneri finanziari:		
°da impresa controllante	52.454.278	--
° altri	323.228.798	*1.163.036.122*
	(375.683.076)	*(1.163.036.122)*
Totale proventi e oneri finanziari	**(160.805.317)**	**2.672.229.032**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		
- Svalutazione:		
° di partecipazioni	--	59.594.300
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie	**--**	**(59.954.300)**
E) Proventi e oneri straordinari		
- Proventi:		
° vari	--	92.430.211
- Oneri:		
° vari	2.524.189.793	**8.499.224.214**
Totale delle partite straordinarie	**2.524.189.793**	**8.406.794.003**
Risultato prima della imposte (A-B+C+D+E)	**2.608.263.504**	**90.009.823.420**
- Imposte sul reddito dell'esercizio	2.608.263.504	45.551.460.050
Utile dell'esercizio	**--**	**44.458.359.370**

3.4 – La gestione finanziaria

I risultati economici conseguiti nell'esercizio 2000 hanno determinato una crescita dei flussi di cassa che ha contribuito a rafforzare la struttura patrimoniale.

La crescita dell'utile netto ha posizionato l'autofinanziamento a Lire 68.999 milioni (vedasi tabella n. 3) al quale vanno aggiunti i benefici della positiva gestione del capitale circolante netto che si posiziona a Lire 121.417 milioni. Ciò ha permesso di disporre di un cash flow operativo di Lire 190.416 milioni con il quale si è potuto far fronte alle esigenze finanziarie connesse con le attività di investimento.

3.5 - I risultati economico-finanziari

I risultati economico-finanziari dell'anno 2000, primo anno di gestione operativa della Società, possono riassumersi nei seguenti dati:

Tab. 3

Sintesi della gestione finanziaria

(lire milioni)

	al 31.12.2000	al 31.12.1999
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette iniziali	**(11.489)**	**5.218**
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
- Utile netto di esercizio	44.458	--
- Ammortamento	12.430	3.581
Variazioni fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto	1.594	(12.331)
- Variazione netta altri fondi:		
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	647	(388)
Altri	9.870	1.323
Autofinanziamento	**68.999**	**(7.815)**
Variazione del capitale circolare netto		
- (Incremento)/decremento dei crediti	(1.860.496)	(47.514)
- Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	1.981.589	45.909
- (Incremento)/decremento delle altre voci	324	(653)
Totale	**121.417**	**(2.258)**
Cash flow operativo	**190.416**	**(10.073)**
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
- Impianti (investimenti)	(80.458)	(5.744)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(13.473)	(890)
Totale	**(93.931)**	**(6.634)**
Flusso monetario dell'esercizio	**96.485**	**(16.707)**
(Indebitamento)/disponibilità finanziarie nette finali	**84.996**	**(11.489)**

Lire miliardi	Anno 2000
Utile netto di esercizio	44,5
Margine operativo lordo	122,0
Risultato operativo	95,8
Autofinanziamento	69,0
Disponibilità finanziarie nette finali	85,0

Dai dati sopra riportati si evince che i risultati positivi dell'esercizio chiuso al 31-12-2000, sono da attribuire essenzialmente al buon andamento del conto economico che ha evidenziato un utile netto di esercizio di 44,5 miliardi e, tra le poste attive più significative, ai ricavi delle vendite e prestazioni derivanti dall'attività di vettoriamento e dalla vendita di energia elettrica "spot" acquisita sul mercato europeo.

Dal differenziale ricavi-costi emergono due dati, quello relativo al margine operativo lordo (122 miliardi) e quello relativo al risultato operativo (95,8 miliardi) che rappresentano, tenendo sempre conto che trattasi del primo anno di attività della Società, indicatori rassicuranti sulla tenuta gestionale complessiva della medesima.

Appaiono tuttavia scarsamente significativi l'indice di redditività del capitale investito (ROI: risultato operativo su capitale investito lordo medio) e l'indice di redditività del patrimonio netto (ROE) rispettivamente 4,5 e 46,6 sia perché viene esaminato un bilancio rappresentativo soltanto di un primo anno di attività gestionale, sia

soprattutto perché la Società, impegnata nel perseguimento del processo di riforma del settore elettrico italiano, è tenuta ad affrontare una serie di impegni e di rischi finanziari che richiedono una più congrua capitalizzazione della stessa e delle due società controllate (Acquirente Unico e Gestore Mercato Elettrico).

A tale riguardo più volte il Consiglio di amministrazione e il Collegio sindacale del GRTN hanno espresso preoccupazioni per la insufficiente patrimonializzazione della Società che sono state rappresentate all'azionista unico (Tesoro) nonché al Ministero dell'Industria, in rapporto ai conferimenti effettuati dall'ENEL nell'agosto 1999 il cui ammontare (50.200.000.000) risulta inadeguato, avendo riguardo ai compiti e alle responsabilità che derivano alla Società dalle disposizioni contenute nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 nonché dai conseguenti provvedimenti di attuazione.

Sulla base delle considerazioni rappresentate dalla Società, le esigenze di capitalizzazione del Gruppo GRTN (comprendente le due società controllate Acquirente unico e Gestore mercato elettrico) sono riferibili ad una serie di compiti alla stessa demandati, che non si esauriscono nelle due attività principali della trasmissione e del dispacciamento, ma che si sono definiti successivamente al

conferimento del capitale sociale da parte dell'ENEL. Di tali ulteriori compiti non sono state sufficientemente considerate le effettive ricadute economico-patrimoniali e le conseguenti necessità di patrimonializzazione del Gruppo né, ad avviso della Società, vi sarebbe stata una sufficiente valutazione circa l'adeguatezza del conferimento iniziale.

L'esigenza di aumentare la dotazione del capitale sociale da parte dell'azionista unico (Tesoro) viene ricondotta ad una serie di adempimenti e di compiti spettanti alla Società, tra i quali, in aggiunta a quelli ora menzionati, possono annoverarsi: a) l'avvio delle attività della controllata Acquirente unico S.p.A. la quale è chiamata a svolgere la funzione di garante della fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati e già nel corso dell'anno 2001 è stata dotata di un capitale sociale di 10 miliardi (cinque iniziali); b) l'avvio delle attività della controllata Gestore del mercato elettrico s.p.a. anch'essa dotata di un capitale sociale di 10 miliardi (dal marzo 2001) che deve far fronte a cospicui investimenti (valutati in 40 miliardi) per attendere alla complessa organizzazione della borsa dell'energia; c) l'acquisizione, mediante contratti, di impianti di riserva che consentano al Gestore di poter disporre, ai fini della sicurezza e dell'affidabilità del servizio elettrico, di una quantità di potenza da utilizzare durante i periodi di

maggiore richiesta da parte dell'utenza; d) le attività connesse agli interventi di risanamento degli impianti, in relazione alle disposizioni poste a tutela dell'ambiente e contro i rischi derivanti dai campi elettromagnetici.

L'esigenza di capitalizzazione aggiuntiva (rispetto al capitale conferito di 50.200.000.000) comporta, in base alle valutazioni compiute dal GRTN (riassunte in una nota diretta al Ministero del tesoro del 29 dicembre 2000) un aumento di capitale dell'ordine di 309 miliardi circa.

Il Ministro del tesoro, sulla base di un rapporto di consulenza reso dalla Pricewaterhause Coopers s.r.l., ha prospettato la soluzione di far fronte alle esigenze del GRTN attraverso i ricavi autorizzati dall'Autorità provenienti dalle entrate dei consumi di elettricità. Tali ricavi dovrebbero essere sufficienti a remunerare le spese ed il capitale circolante nonché il corretto svolgersi di tutte le attività addizionali, senza la necessità di ricapitalizzazione con impiego di fondi pubblici o, in un ordine di grandezza della ricapitalizzazione stessa drasticamente ridotta.

Il problema dell'adeguamento del capitale sociale del GRTN merita, a giudizio della Corte, maggiore approfondimento in relazione

al volume di impegni e di rischi finanziari che potranno considerevolmente lievitare all'approssimarsi dell'avvio dell'operatività delle due società controllate Acquirente unico e Gestore del mercato elettrico. Per altro verso la soluzione prospettata dal Tesoro di agire attraverso l'aumento della misura del corrispettivo dovuto al GRTN, previa autorizzazione dell'Autorità, incontra forti limiti in considerazione del fatto che il sistema tariffario italiano risulta essere tra i più elevati rispetto alle altre realtà nazionali sia per quanto riguarda le utenze industriali che quelle domestiche (vedasi tabella pag. 83)

Per l'immediato la soluzione che era stata ritenuta compatibile con la congiuntura economico-finanziaria del momento poteva essere quella proposta dal Consiglio di amministrazione che, in considerazione dei positivi risultati conseguiti con la chiusura del bilancio al 31-12-2000, aveva destinato gli utili netti d'esercizio (44,5 miliardi) alle esigenze di autofinanziamento della Società (dedotto il 5% degli stessi a riserva legale, ai sensi dell'art.2430 c.c.), a tale fine costituendo un'apposita riserva disponibile "in conto aumento di capitale" di lire 42.235.441.405.

In particolare il Consiglio di amministrazione aveva formulato la proposta di :

- utilizzare integralmente la riserva così costituita ed una parte della "riserva da conferimento" (iscritta nella voce "altre riserve") per deliberare l'aumento gratuito del capitale sociale in misura tale da attribuire alla Società un capitale più adeguato alle funzioni ed ai compiti propri. La determinazione del nuovo capitale sociale, derivante dall'utilizzazione delle predette riserve, si doveva ricondurre anche alla necessità, prevista dalla normativa, di predisporre la documentazione societaria all'adeguamento all'Euro attribuendo alle azioni un valore unitario pari a nominali 1 Euro.
- deliberare l'aumento gratuito di capitale, ai sensi dell'articolo 2442 comma 1 del codice civile, utilizzando la riserva disponibile costituita "in conto aumento capitale" di lire 42.235.441.405 e la "riserva da conferimento" per lire 505.518.599 con l'emissione di n.42.740.960 nuove azioni di nominali lire 1.000, tale che il capitale sociale risultasse determinato in lire 92.940.960.000 e rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di lire 1.000 ciascuna;
- raggruppare i titoli azionari, fissando l'indice di raggruppamento in 1,93627 tale che il capitale sociale risultasse determinato in lire 92.940.960.000 e rappresentato da numero 48.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di lire 1936,27 ciascuna;

- convertire il valore nominale delle azioni in Euro e pertanto rideterminare il capitale sociale in 48.000.000 Euro,rappresentato da n.48.000.000 azioni ordinarie, del valore nominale di 1 Euro ciascuna.

Nel corso dell'Assemblea (straordinaria), tuttavia, l'azionista unico in rappresentanza del Ministero dell'economia e delle finanze ha dichiarato di ritenere opportuno, per il momento, "di soprassedere alla delibera di aumento di capitale (salvo l'aumento necessario per convertire il capitale in euro), riservandosi di esaminare complessivamente in futuro le esigenze di capitalizzazione della Società, anche in relazione alla operatività delle società controllate."

In conclusione l'Assemblea (straordinaria), con verbale in data 27 giugno 2001, ha deliberato:

1) di convertire il capitale di lire 50.200.000.000 in Euro 26.000.000. rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 Euro ciascuna, utilizzando per lire 143.020.000 la

riserva da conferimento iscritta in bilancio al 31 dicembre 2000 per complessive lire 707.235.052 tra le "altre riserve";[6]

2) di modificare l'art.5 dello statuto sociale come segue: "il capitale sociale è di Euro 26.000.000 rappresentato da n.26.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 Euro ciascuna";

3) di dare mandato all'organo amministrativo e per esso al suo Presidente di ritirare i certificati azionari in circolazione e di sostituirli con un nuovo certificato recante l'importo in euro.

In definitiva, il problema innanzi esposto di commisurare il capitale sociale alle attività e alle accresciute funzioni del GRTN è stato per il momento accantonato in attesa che, sul piano concreto della sperimentazione, si abbiamo più ampie conoscenze sul volume di affari che metteranno in movimento il mercato elettrico e l'acquirente unico.

3 6- Le risorse umane

La Società ha acquisito le risorse e le capacità professionali del personale proveniente in massima parte dall'ENEL; ha avviato nel

---

[6] L'importo residuo non utilizzato (291.000 EURO) è stato riportato nel bilancio relativo all'esercizio 2001 sotto la medesima voce "riserva da conferimento".

corso dell'anno 2000 un "progetto sviluppo e risorse" volto al reclutamento e alla selezione di personale di elevate qualità e nello stesso tempo ha provveduto al miglioramento della formazione del personale al fine di adeguarla alle tecniche specialistiche del settore e alle attività di natura manageriale.

Nella tabella che segue è riportato il numero complessivo del personale in forza al 31 dicembre 2000, ripartito per categoria.

Consistenza del personale suddivisa per categorie

Categorie	Al 31/12/99	%	Al 31/12/00	%
Dirigenti	39	6,1	44	6,7
Quadri	175	27,2	187	28,3
Impiegati	426	66,1	426	64,5
Operai	4	0,6	3	0,5
Totale	**644**	**100**	**660**	**100**

Gli incrementi rispetto all'anno precedente, hanno riguardato 5 dirigenti e 12 unità di personale rientrante nei quadri aziendali.

Sostanzialmente immodificato il numero degli impiegati (426 unità) ed operai (una unità in meno rispetto ai 4 dell'anno precedente).

Il costo complessivo ed unitario medio del personale è riportato nelle tabelle sottoindicate. Per quanto riguarda gli aspetti retributivi, non è stato possibile fare raffronti con l'anno 1999, dato che il

trasferimento del personale dall'ENEL (in massima parte) al GRTN è avvenuto negli ultimi cinque mesi di detto anno.

Una più completa valutazione degli oneri di personale potrà aversi nella prossima relazione per l'esercizio 2001, considerato anche che in tale anno è stato rinnovato il contratto collettivo nazionale di lavoro, per la prima volta unico per l'intero settore elettrico.

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE

Elementi di costo	Situazione Relativa al Periodo Gennaio-Dicembre 2000 (milioni di lire)				
	Dirigenti	**Quadri**	**Impiegati**	**Operai**	**Totale**
Stipendi, salari ed altre remunerazioni	9.892	18.854	28.016	163	56.925
Oneri sociali obbligatori	3.225	5.225	7.386	52	16.338
Altre spese di personale	938	637	1.331	26	2.932
Accantonamento al Fondo trattamento quiescenza	585	239	256	--	1.080
Accantonamento TFR	672	1.324	1.895	11	3.902
Rivalutazione TFR	157	403	513	3	1.076
TOTALE COMPLESSIVO	**15.469**	**26.682**	**39.847**	**255**	**82.253**
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	922	1.107	796	93	2.918
TOTALE COMPRESO INCENTIVI ESODO	**16.391**	**27.789**	**40.643**	**348**	**85.171**

COSTO MEDIO UNITARIO DEL PERSONALE DIRIGENTE	
Elementi di costo	**2000**
	Consistenza media n.41
Retribuzione	241
Oneri sociali	79
Altre spese	23
Fondo di quiescenza	14
TFR e previdenza	20
TOTALE COSTO ANNUO	**377**
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	22
TOTALE COMPRESO INCENTIVO ESODO	**399**

COSTO MEDIO UNITARIO DEL PERSONALE (Esclusi i dirigenti) ANNO 2000 (in milioni di lire)			
Elementi di costo	**QUADRI**	**IMPIEGATI**	**OPERAI**
Retribuzione base + Elementi accessori e complementari	100,8	65,8	54,3
Oneri sociali	27,9	18,4	17,3
Altre spese	3,4	3,1	8,7
Trattamento Quiescenza	1,3	0,6	--
TFR	9,2	5,7	4,7
TOTALE COSTO ANNUO	**142,7**	**93,5**	**85,0**
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	5,9	1,9	31,0
TOTALE COSTO COMPRESO ESODO	**148,6**	**95,4**	**116,0**

3.7 - Organi societari

Nel periodo in esame ha operato il Consiglio di amministrazione costituito da quattro membri oltre il Presidente nominato per un triennio dall'Assemblea del 15 febbraio 2000; in base alle norme

statutarie (art.24.1) il Consiglio di amministrazione in data 8 marzo ha proceduto alla nomina dell'Amministratore delegato e ha eletto, fra i suoi membri, il vice Presidente.

Esso ha tenuto n. 15 riunioni[7], alle quali hanno regolarmente presenziato i sindaci e il magistrato della Corte dei conti delegato al controllo.

Il compenso annuo riconosciuto agli amministratori del GRTN, a decorrere dalla data di nomina intervenuta nel corso del 2000, è stato per il Presidente di 320 milioni, per il Vice Presidente di 240 milioni, per l'Amministratore delegato di 580 milioni, per ciascuno dei due Consiglieri di amministrazione di 80 milioni.

Gli emolumenti corrisposti ai due Consiglieri di amministrazione provenienti dalla dirigenza del Ministero del tesoro e del Ministero dell'industria sono stati interamente versati all'Amministrazione di appartenenza, ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della funzione pubblica del 1° marzo 2000.

Il riparto dei poteri in ambito aziendale è stato deliberato con il conferimento all'Amministratore delegato di tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli

---

[7] Altre quattro riunioni erano state tenute nell'anno dal Consiglio di amministrazione operante prima del 15 febbraio.

diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale o che siano stati riservati al Consiglio di amministrazione.

Sono state riservate alla competenza del Consiglio di amministrazione le deliberazioni di maggiore rilevanza quali: a) gli schemi delle convenzioni e gli atti di indirizzo e di carattere regolamentare relativamente alle competenze attribuite alla Società dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 e dagli atti di normazione secondaria da esso derivati; b) l'emissione di obbligazioni e contrazione di mutui nonché le convenzioni che comportino impegni superiori a 10 miliardi di lire; c) la modifica della struttura organizzativa di base della Società; d) gli acquisti, permute ed alienazioni di beni immobiliari di valore unitario superiore a 5 miliardi di lire.

Per quanto riguarda i rapporti fra il GRTN e le due società controllate, il Consiglio di amministrazione ha rilevato che le responsabilità che la normativa attribuisce al Gestore, quale garante della continuità del servizio, richiedono la instaurazione di rapporti sinergici con il GME e con l'AU, di guisa che tali rapporti vanno mantenuti, sul versante interno del gruppo, attraverso i normali strumenti che regolano le relazioni capogruppo- controllate e, sul versante esterno, tramite accordi e convenzioni.

Sul piano operativo, il Consiglio di amministrazione ha approvato la costituzione di un comitato di coordinamento per procedere, con l'assistenza di una società di consulenza, ad una ricognizione dei servizi comuni fruibili dalle controllate e di stabilire intese con le medesime per un primo screening delle esigenze concrete.

In effetti il decreto di riforma del 1999 sembra aver inteso costituire, a giudizio della Corte, un gruppo societario complesso di carattere verticale con una società capofila (il GRTN) e due società operative da essa dipendenti e con contenuti aziendali prefissati.

Allo scopo di rispondere alle esigenze operative di servizio che derivano dal processo di liberalizzazione ed evoluzione del settore elettrico, al riparto dei poteri iniziali in precedenza esposti ha fatto seguito, nel maggio 2001, tenendo conto anche della costituzione delle due società controllate, una struttura organizzativa articolata in undici direzioni nelle quali sono state ripartite le varie attività connesse al processo di riforma del settore elettrico.[8]

---

[8] La struttura organizzativa di base risulta così articolata: 1. Direzione Amministrazione, Finanza e Controllo; 2.Direzione Audit; 3. Direzione Commerciale; 4. Direzione Dispacciamento; 5. Direzione Legale; 6. Direzione Personale; 7. Direzione Relazioni Istituzionali; 8. Direzione Rete; 9. Direzione Sistemi ed Infrastrutture; 10. Direzione Strategie; 11. Direzione Territorio.

3.8 Il Collegio sindacale

Nel periodo in esame ha operato il Collegio sindacale, eletto per un triennio dall'assemblea dei soci del 18/5/2000, il quale è succeduto al precedente Collegio dimissionario (12 aprile 2000) "per motivi di opportunità derivanti da analogo incarico ricoperto nell'ENEL".

Il Collegio sindacale ha tenuto complessivamente nell'anno 2000 n. 6 riunioni per l'assolvimento dei compiti ascritti dal codice civile. Particolare attenzione è stata dedicata all'accertamento della regolare tenuta della contabilità sociale e della corrispondenza del bilancio alle risultanze dei libri e delle scritture contabili, nonché all'esame di singole operazioni ed aspetti della gestione.

Sul tema della patrimonializzazione della Società, ritenuta non adeguata agli impegni e alle responsabilità della stessa, il Collegio ha più volte manifestato il proprio avviso, anche in sede di relazione al bilancio dell'esercizio 2000, come si è avuto occasione di riferire in precedenza.

Il compenso annuo riconosciuto ai componenti del Collegio sindacale del GRTN, a decorrere dalla data della loro nomina è stato per il Presidente di 50 milioni e di 40 milioni per ciascuno degli altri

due membri, oltre al gettone di presenza (lire 300.000 per ogni riunione).

Gli emolumenti corrisposti al Presidente, nella sua qualità di dirigente del Ministero del tesoro, sono stati interamente versati a tale Amministrazione, in base alla direttiva della Presidenza Consiglio dei Ministri 1° marzo 2000, innanzi richiamata.

3.9 Il sistema di controllo interno e la Direzione Audit

Il sistema di controllo interno del GRTN, come regolato da una nota organizzativa dell'Amministratore delegato del 2 aprile 2001 è volto a garantire la conformità degli adempimenti operativi alle normative e alle direttive in essere, a garantire la salvaguardia del patrimonio aziendale, ad accertare l'efficacia (= grado di raggiungimento degli obiettivi), l'efficienza (intesa come costo unitario del prodotto ottenuto), l'economicità (intesa come costo unitario delle risorse impiegate) di ogni processo aziendale, allo scopo di individuare, se necessario, le azioni correttive finalizzate al miglioramento del processo stesso.

All'interno del sistema vengono svolti i **controlli di linea** riguardanti tutte le unità organizzative, per quanto di rispettiva

competenza. In particolare il controllo direzionale è costituito dall'insieme delle attività di controllo che implicano, attraverso la contrattazione preliminare degli obiettivi, la periodica verifica, (da parte dell'unità gerarchicamente superiore), dei risultati ottenuti, delle risorse impiegate, della qualità del prodotto e degli scostamenti rispetto ai risultati ottenuti.

I controlli **fuori linea**, esercitati dalla Direzione Audit intervengono trasversalmente alla struttura esistente, osservando il funzionamento del sistema dall'esterno, al di fuori della linea d'azione diretta.

L'attività di controllo della Direzione Audit si esplica sostanzialmente mediante: l'identificazione e contenimento dei rischi aziendali, l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie e l'esecuzione di attività di follow-up intese a verificare i risultati delle azioni riferite.

La Direzione Audit esegue, su esplicita richiesta dell'Amministratore delegato e del Collegio sindacale, anche attività ed indagini conoscitive all'interno dell'Azienda, relative a fatti specifici o all'applicazione degli indirizzi di politica aziendale.

Alla Direzione Audit sono anche affidati compiti di collegamento e di supporto nei riguardi degli organi di controllo esterno (Collegio

sindacale, Società di certificazione del bilancio, magistrato delegato della Corte dei conti).

Annualmente la Direzione Audit prepara un documento di sintesi su tutte le attività svolte nonché sui risultati delle azioni di follw-up eseguite. A sua volta l'Amministratore delegato informa periodicamente il Consiglio di amministrazione sulle attività di controllo svolte. Tutte le Direzioni sono tenute, infine, a far pervenire sistematicamente alla Direzione Audit copia delle disposizioni o circolari interne e devono consentire l'accesso ai propri sistemi informativi da parte del personale che svolge funzioni di Audit.

Le indagini "auditing" nell'anno 2000 hanno riguardato in particolare: a) la gestione fornitori; b) la gestione dei movimenti finanziari; c) la gestione del personale; d) la gestione e controllo dei contratti di servizio curati dalla Direzione del personale, organizzazione e servizi. Per ciascuna di tali indagini sono state avanzate proposte e suggerimenti per migliorare il livello dei servizi.

L'attività della Direzione Audit si è anche sviluppata nella partecipazione a vari gruppi di lavoro e nella elaborazione di documenti riguardanti, in particolare, le tematiche relative all'ambiente (interazione dei campi elettromagnetici con l'ambiente) e alla incentivazione delle fonti rinnovabili (certificati verdi) nonché la

predisposizione del regolamento degli acquisti di beni e servizi. La Direzione infine ha coordinato il gruppo di lavoro che ha elaborato i principi guida e le direttive di comportamento che costituiscono il codice etico del GRTN.

CAPITOLO IV

4.- ***Le attività inerenti alla immissione in rete dei flussi elettrici***

4.1- Premessa

I provvedimenti inerenti alle attività di trasmissione e dispacciamento sono di fondamentale rilevanza per l'assolvimento da parte del GRTN delle funzioni ad esso devolute dalla legislazione di riforma del sistema elettrico Di alcuni provvedimenti, attuativi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, si è fatto cenno nel capitolo primo. Di altri, ancorchè abbiamo dispiegato i loro effetti soprattutto nel biennio 2001-2002, se ne fa qui menzione, con riserva di più ampia trattazione nella prossima relazione, al fine di rappresentare un quadro aggiornato dell'assetto regolatorio del sistema elettrico. riforma.

4.2- Art. 10 D.lgs 79/99 Importazione-esportazione di energia elettrica

Diretta incidenza sulle attività di trasmissione e dispacciamento hanno avuto alcuni provvedimenti attuativi dell'art. 10 del decreto n. 79/99 il quale disciplina le attività di importazione ed esportazione e impone al Gestore di individuare le linee elettriche della rete di

trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, tenendo distinti quelli dell'Unione europea.

Il GRTN ha adempiuto agli obblighi di legge concernenti l'interconnessione e la determinazione della capacità massima di importazione sulle linee di collegamento con l'estero. Per parte sua l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito, con una serie di delibere, i criteri per l'allocazione della capacità di interconnessione[9], i quali, in effetti, sono stati via via modificati, fermo restando quello di "un'equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero" (comma 2 dell'art. 10 suddetto). Nelle ultime due delibere richiamate in nota, l'Autorità ha inteso favorire la promozione di accordi tra il GRTN e i gestori delle reti dei paesi confinanti per la ripartizione della capacità di interconnessione mentre è stato sospeso, e in pratica abbandonato, il meccanismo di "asta competitiva" basato sul prezzo che ciascun partecipante era disposto ad offrire per l'assegnazione della capacità di interconnessione, anche a seguito di ricorsi in via giurisdizionale.

La complessa questione della gestione dell'interconnessione con l'estero nell'anno 2001 è stata poi temporaneamente regolata

---

[9] Trattasi delle deliberazioni dell'Autorità n. 162, 172, 180 e 182 dell'anno 1999 nonché delle deliberazioni n. 140 del 3 agosto 2000 e n. 219 del 6 dicembre 2000.

dall'Autorità con l'assegnazione della capacità di import agli operatori richiedenti basata su un criterio di ripartizione pro quota della capacità disponibile, nel rispetto dei vincoli antitrust. A tale assegnazione ha fatto seguito la stipula, da parte del Gestore, di contratti di vettoriamento internazionale, che hanno assicurato il trasferimento dell'energia dai punti di interconnessione con l'estero a quelli di consumo, mediante l'utilizzazione della rete di trasmissione nazionale dalla quale l'energia è stata poi trasportata sulle reti di distribuzione.

Sempre in materia di interconnessione, nelle direttive del Ministero dell'industria (dicembre 2000), il GRTN è stato autorizzato ad avviare un programma di sperimentazione al fine di individuare l'eventuale incremento della capacità di interconnessione con l'estero, conseguibile, nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico nazionale, nel caso in cui uno o più utenti si rendano disponibili a distacchi di carico istantanei. I risultati della sperimentazione hanno dimostrato che un incremento sull'interconnessione si rende possibile nel rispetto di determinate condizioni, in particolare se la maggiore disponibilità di energia è vincolata alla destinazione a clienti interrompibili in tempo reale e alla sussistenza di altre condizioni (particolare dislocazione geografica dei carichi interrompibili,

disponibilità degli impianti di generazione all'estero a distacchi in tempo reale, ecc.).

Con riferimento a tale disponibilità l'Autorità, con delibera n. 21/01, ha definito le modalità e le condizioni di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione che si rende disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze.

In sostanza con tali meccanismi sono state apprestate le condizioni per incrementare la capacità di importazione di energia elettrica, considerato che circa il 16% dei consumi nazionali è costituito da energia estera, essendo il nostro Paese il principale importatore europeo.

4.3- Energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate (CIP 6)

Il decreto di riforma del sistema elettrico ha stabilito (art. 3, comma 12) la cessione al GRTN da parte dell'ENEL dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali. Il GRTN viene così ad essere titolare dell'acquisto e della vendita dell'energia prodotta dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili e assimilate (c.d. energia CIP 6)[10].

---

[10] Secondo la definizione data dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 2 n. 15) sono fonti energetiche rinnovabili: il sole, il vento, le riserve idriche, le risorse

In applicazione di detta normativa, sono stati stabiliti dal Ministero dell'attività produttive i criteri e le modalità di assegnazione dell'energia prodotta da detti impianti. In base a tali criteri è previsto che,fino all'operatività della "borsa elettrica", l'energia di tale provenienza, acquisita dal GRTN, venga da questi ceduta al mercato libero mediante apposite procedure concorsuali e che l'energia non collocata venga offerta e ceduta direttamente al mercato vincolato.

In relazione al mercato libero, è stata prevista dal decreto del ministero dell'industria 21.11.00 la riserva di una quota di potenza pari a 500 MW a "clienti disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale" e la riserva di una ulteriore quota di 1.500 MW a "clienti disponibili a distacchi di carico con preavviso definito dal GRTN e comunque inferiore a 24 ore". Si tratta per lo più di grandi utenze di allacciamento alla rete in alta e altissima tensione che, in relazione ai propri processi di produzione industriale, disponendo di particolare dispositivi tecnici, sono in grado di far fronte ad eventuali distacchi di carico che, a seconda della tipologia di utente, possono, appunto, essere con o senza preavviso. Proprio in relazione a dette esigenze di distacco i clienti che partecipano all'assegnazione di tale capacità

---

geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

devono essere necessariamente clienti finali, ossia clienti che utilizzano la capacità esclusivamente per propri consumi.

La restante quota di capacità viene assegnata a clienti idonei[11] ai quali non sono richieste interruzioni.

Le procedure di cessione sono regolate da provvedimenti dell'Autorità la giudicazione delle quote spetta al G.R.T.N. secondo il sistema del rialzo sul prezzo base, in relazione alle diverse tipologie di utenza sopra indicate.

L'attività di compravendita dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate è caratterizzata: da prezzi di acquisto amministrativi e incentivanti, secondo criteri determinati dal provvedimento CIP n. 6/92 e da prezzi di cessione di tale energia per lo più non remunerativi. La necessità di ristabilire l'equilibrio gestionale rientra nelle previsioni dell'art. 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79, in base al quale "ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato".

---

[11] Cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

In sostanza i costi di incentivazione (differenza tra prezzo dell'energia venduta sul mercato finale e prezzo riconosciuto ai produttori) sono a carico dei consumatori e vengono recuperati attraverso la componente A3 degli oneri di sistema che compongono la tariffa elettrica.

Nello svolgimento dell'attività di compravendita dell'energia CIP 6, il Gestore si è attenuto alle disposizioni di volta in volta emanate dall'Autorità (in particolare delibera n. 20/2001) nelle quali è stato ribadito il principio della copertura dei costi, comprensivi degli oneri fiscali, ed è stato assegnato alla Cassa conguaglio per il settore elettrico la contabilizzazione e il pagamento della differenza spettante al Gestore tra i costi di acquisto e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita di energia.

In effetti la Cassa conguaglio viene a svolgere una funzione di interposizione, nel caso in cui l'acquisto di energia CIP 6 venga effettuato da clienti vincolati (in base a contratto di fornitura stipulato con il distributore di area) i quali versano al distributore l'importo dovuto, quest'ultimo raccoglie una componente di tale importo (c.d. componente A3) che trasferisce alla Cassa conguaglio, la quale, a sua volta, la trasferisce al Gestore, il quale, infine, la trasferisce ai produttori di energia CIP 6.

Tale meccanismo complesso, che ovviamente determina sfasature nei tempi attuativi dei vari passaggi (raccolta di fatture per gli acquisti e le vendite, contabilizzazione delle stesse, erogazione degli importi) non è applicato nei contratti, comprensivi anche della prestazione del vettoriamento, stipulati dal Gestore con i clienti liberi, contratti che consentono al Gestore la raccolta diretta di una delle componenti (A3) della vendita di detta energia.

Il meccanismo suddetto con il quale, mediante l'interposizione della Cassa conguaglio, si provvede alla copertura della differenza tra costi sostenuti per l'acquisto e ricavi derivanti dalla vendita di energia CIP 6 effettuata dal Gestore, ha dato luogo a ripercussioni negative sul sistema dei pagamenti effettuati dalla Cassa conguaglio, dato che il Gestore può fruire di erogazioni solo parziali a fronte di contributi ad esso spettanti.

Le questioni connesse alla tempistica dei pagamenti e alla conseguente liquidità di cassa del Gestore relativamente all'attività di compravendita dell'energia CIP 6 non sembrano avere trovato soddisfacente soluzione nelle successive disposizioni impartite dall'Autorità (delibera n. 228/01). Esse confermano il meccanismo di anticipazione, su base mensile, da parte della Cassa conguaglio della differenza tra ricavi della vendita sul mercato di detta energia e i costi

sostenuti dal Gestore per l'acquisto della stessa dai produttori cedenti, anzi, tali disposizioni escludono la possibilità per il Gestore di provvedere alla riscossione diretta della componente tariffaria legata alla disciplina del vettoriamento e del servizio di trasporto dell'energia. Si fa riserva di riferire nella prossima relazione sugli ulteriori sviluppi di tali tematiche.

4.4- I certificati verdi

Il decreto legislativo 79/99 prevede la graduale eliminazione dei sistemi di incentivazione vigenti e introduce all'art. 11 un nuovo modello per la promozione delle fonti rinnovabili.

Sulla base del nuovo sistema, non ancora attuato, l'incentivo per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili viene determinato da meccanismi di mercato.

In particolare i nuovi impianti, entrati in esercizio o ripotenziati in data successiva al 1° aprile 1999 hanno diritto a ricevere, per un periodo di tempo prefissato, un numero di certificati verdi proporzionali alla produzione di energia rinnovabile generante. Tali certificati saranno scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali o in una specifica sede di negoziazioni, organizzata dal GME, (quando inizierà a funzionare).

La domanda di certificati sarà assicurata attraverso l'imposizione dell'obbligo, ricadente sui produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali, di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia da fonti convenzionali prodotta o importata nell'anno precedente. L'obbligo riguarda la quota parte di energia prodotta o importata che eccede la soglia dei 100 Gwh. L'incontro tra domanda e offerta di energia rinnovabile determinerà il valore dei certificati verdi che, in sostanza, rappresenta l'incentivo di cui godono gli impianti a cui fanno capo i relativi diritti. La remunerazione degli impianti che hanno diritto ad emettere i certificati verdi sarà determinata dalla vendita degli stessi ai produttori terzi e dalla vendita separata ai consumatori dell'energia elettrica prodotta da tali impianti.

4.5- Interventi per la regolazione e la concorrenza nel settore elettrico

Con la cessione di due delle tre società di generazione (Elettrogen S.p.a., avvenuta nel luglio 2001 ed Eurogen S.p.a. avvenuta nel maggio 2002) dovrà ancora verificarsi quella di Intepower S.p.a., per completare le prime fasi del processo che prevedono entro il 2002 la dismissione da parte dell'ENEL di 15.000 MW della propria capacità produttiva (D.P.C.M. 4 agosto 1999) accelerando per tale via,

l'apertura alla concorrenza delle attività di generazione e vendita di energia.

Con l'intento di accelerare il processo di modifica della struttura dell'offerta - che vede l'ex monopolista conservare la posizione largamente dominante dei mercati sia della generazione che della vendita e una struttura della domanda che colloca l'Italia tra i Paesi "con un grado di apertura del mercato tra i più bassi (40% della domanda totale) - sono stati effettuati interventi normativi di rilievo nel corso degli anni 2001-2002.

La legge 5 marzo 2001, n. 57 ha previsto, (art. 10, comma 4) l'ampliamento del mercato libero fino a circa il 60% della domanda totale e la riduzione della soglia di idoneità a un livello di consumo pari a 0,1 GWh annui a decorrere dal novantesimo giorno successivo al completamento della cessione da parte dell'Enel dei 15.000 MW della capacità di generazione.

Con il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n.55 sono state introdotte disposizioni volte a garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale ed evitare interruzioni del servizio e crisi nella fornitura di energia elettrica, dato che, in base alle analisi governative, la produzione della stessa nei prossimi tre anni è, nelle condizioni attuali, insufficiente a soddisfare il crescente bisogno

rendendo il Paese dipendente da un aumento delle importazioni. A fronte della crescente domanda (tra il 2000 e il 2001 i consumi interni sono aumentati del 2,3%), le difficoltà organizzative e i tempi dell'azione amministrativa hanno finora rallentato la crescita del potenziale elettrico nazionale. La legge prevede quindi misure per accelerare e semplificare le procedure di autorizzazione per l'installazione, la modifica e il ripotenziamento di impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, a prescindere dal soggetto che richiede l'autorizzazione.

In base a detta normativa, gli impianti, gli interventi di modifica e le opere sono dichiarati opere di pubblica utilità e l'autorizzazione è rilasciata dalla Conferenza Stato-Regioni a seguito di un procedimento al quale partecipano le amministrazioni statali e locali. Le centrali elettriche sono considerate, agli effetti della valutazione di impatto ambientale (VIA), insediamenti produttivi strategici e la relativa procedura viene semplificata con l'eliminazione di alcuni passaggi.

L'obbiettivo dichiarato è quello di arrivare alla conclusione in tempi abbreviati (sei mesi rispetto alla media attuale di almeno due anni), con un provvedimento unico, adottato dal Ministero della attività produttive, dell'iter amministrativo richiesto per la costruzione, la modifica e il ripotenziamento delle centrali.

In tema di regolazione e concorrenza nel settore elettrico, è infine da segnalare il decreto legge n. 192 del 25 maggio 2001 (convertito in legge 20 luglio 2001, n. 301) che ha introdotto disposizioni urgenti per salvaguardare i processi di liberalizzazione e privatizzazione di specifici settori dei servizi pubblici.

Il provvedimento si è reso necessario per evitare che soggetti che operano in mercati protetti dai Paesi di origine possano godere dei vantaggi lesivi della concorrenza nel mercato europeo. Esso prevede che, qualora soggetti controllati direttamente o indirettamente da uno Stato o da altre amministrazioni pubbliche, titolari nel proprio mercato nazionale di una posizione dominante e non quotati in mercati finanziari regolamentati, acquisiscano partecipazioni superiori al 2% nel capitale sociale di società operanti nei settori elettrico e del gas, il rilascio o il trasferimento dei provvedimenti autorizzatori o concessori a loro favore sia effettuato a condizione che il diritto di voto inerente alle azioni eccedenti il limite del 2% venga automaticamente sospeso e non conti ai fini dei quorum assembleari deliberativi. In tal caso non possono altresì essere esercitati i diritti di acquisto o sottoscrizione a termine o differiti[12].

---

[12] La norma è stata predisposta in occasione dell'annuncio dell'acquisto da parte della società pubblica francese Eletricitè de France (EDF), di una quota azionaria del 20% nel capitale della MONTEDISON. La EDF ha iniziato da

4.6- Il sistema tariffario

Nonostante i progressi registrati, ancora limitati risultano i benefici in termini di prezzi agli utenti finali e in parte riconfermate le distorsioni di prezzo legate a vecchie logiche tariffarie. I prezzi dell'elettricità per utente domestico risultano superiori a quello di tutte le altre realtà nazionali: rispetto ad un prezzo medio di 0,146 euro per kwh, la media europea è di poco superiore a 0,10 (la nazione più vicina ai risultati italiani è nel 2001 la Germania con 0,12 euro per kwh). Pur se in misura più ridotta lo stesso risultato è riscontrabile nel caso delle tariffe per uso industriale: il prezzo in Italia è nel 2001 uguale a 0,08 euro a kwh contro la media europea di 0,06.

Le tariffe elettriche (Fonte Eurostat)

(costo in euro per kwh)

Paesi	Le tariffe elettriche per gli utenti industriali					Le tariffe elettriche per le utenze domestiche				
	1995	1997	1999	2000	2001	1995	1997	1999	2000	2001
Belgio	0,08	0,07	0,07	0,08	0,08	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Germania	0,10	0,08	0,08	0,07	0,07	0,12	0,13	0,13	0,12	0,12
Grecia	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Spagna	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,11	0,10	0,09	0,09	0,09
Francia	0,07	0,06	0,06	0,05	0,06	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09
Irlanda	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
Italia	0,06	0,06	0,07	0,08	0,08	0,14	0,17	0,16	0,16	0,15
Olanda	0,06	0,06	0,06	0,08	0,06	0,09	0,09	0,08	0,11	0,09
Austria	0,08	0,08	0,07	-	-	-	0,10	0,10	0,10	0,09
Portogallo	0,08	0,07	0,06	0,06	0,07	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12
Finlandia	0,05	0,04	0,04	-	0,04	0,07	0,07	0,06	0,06	0,07
Svezia	-	0,04	0,04	0,04	0,04	-	0,07	0,06	0,07	0,07
UK	0,05	0,06	0,06	0,07	0,06	0,09	0,11	0,10	0,10	0,10
EU15	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10

tempo una strategia di partecipazione in società straniere, mirando a diventare il principale fornitore di elettricità e servizi in Europa.

Nel settore elettrico la regolazione della tariffa all'utenza finale è finalizzata, oltre che a garantire la tariffa unica sul territorio nazionale, soprattutto a evitare che le imprese di distribuzione sfruttino il loro potere di monopolio locale a danno dei consumatori.

La tariffa di vettoriamento sottopone a regolazione il segmento di mercato subito a monte, con effetti positivi sulla tariffa all'utenza finale ma anche con l'obiettivo di evitare che le tariffe di accesso alla rete di trasporto ad alta tensione mettano fuori mercato le imprese concorrenti nella generazione di energia elettrica.

Le tre componenti della tariffa di vettoriamento – corrispettivi per la potenza impegnata, corrispettivi per l'uso del sistema e corrispettivi di copertura delle perdite sulla rete – sono regolate dall'Autorità in modo da risultare orientate ai costi di produzione del servizio di trasporto.

A sua volta, la tariffa utenti è la risultante di tre distinte componenti: prezzo di generazione, oneri di sistema e tariffa di distribuzione e fornitura (tariffa base). Solo quest'ultima componente è sottoposta a un regime di price cap[13]. Il prezzo di generazione si forma

[13] Si tratta di una metodologia che punta a ricostituire un regime di prezzo parametrico per l'impresa, analogo per quanto possibile a quella che si avrebbe in un mercato concorrenziale, così da scremare la rendita del monopolista a favore dei consumatori e da spingere l'impresa a guadagnare

liberamente sul mercato e il suo riversamento in tariffa finale è regolato da un meccanismo di indicizzazione simmetrico - in aumento e in diminuzione - che ne consente un aggiornamento a scadenza bimestrale, qualora si verifichi una variazione superiore al 2 per cento nel prezzo di un paniere di combustibili fossili sui mercati internazionali. Gli oneri di sistema sono stabiliti dall'Autorità e si riferiscono a rimborsi all'ENEL di oneri straordinari ai costi per la produzione di energia con nuovi impianti da fonti rinnovabili, al finanziamento dell'attività di ricerca.

Sempre per quanto riguarda il sistema tariffario, l'Autorità, nella sua annuale relazione (luglio 2002) rappresenta che l'insieme delle misure dalla stessa adottate, unitamente alla diminuzione delle imposte sui consumi di energia elettrica stabilita dalla legge finanziaria, avrebbero determinato a fine 2001 una riduzione media del 5% del prezzo pagato dai consumatori finali rispetto alla fine del 2000 e ciò in quanto nel 2001 le tariffe..... per i clienti domestici sono lievemente aumentate nella media europea, ma diminuite in Italia". Le tariffe per le utenze industriali hanno fatto segnare una diminuzione sia nella media europea che in Italia.

---

efficienza e a ridurre i costi (si usa dire che il price cap è uno schema di incentivazione "ad alto potenziale").

E' ancora da tenere presente, in base ai dati ENEL riportati nella relazione della Corte dei conti al Parlamento,[14] che nell'arco temporale compreso fra il gennaio 1996 ed il novembre 2001, il prezzo medio dell'energia elettrica è cresciuto, in valori nominale, del 6%, ma in termini reali e tenuto conto di un tasso medio annuo di inflazione del 2,4%, è diminuito dell'1,2%. In particolare, mentre la tariffa base è stata ridotta, in valori nominali, del 24,4%, sono aumentate le componenti relative al costo dei combustibili (+78,2%) ed alle imposte ed oneri di sistema (+14,8%).

Da ciò può dedursi che l'incremento del prezzo medio nominale è imputabile in misura preponderante all'andamento fortemente negativo, specie in alcuni anni, del prezzo del combustibile, ma anche al peso crescente degli oneri di sistema, fra i quali emerge in particolare il sostegno alle fonti rinnovabili ed agli impianti c.d. assimilati; si è invece ridotta la componente tariffaria che va ad alimentare il conto economico delle aziende elettriche. Nei bilanci ENEL tale riduzione è stata calcolata nella misura del 10,7% nel 2000 e del 20% nel 2001.

Per quanto riguarda poi il differenziale di costo dell'energia elettrica fra l'Italia e gli altri principali Paesi europei (peraltro non

[14] Vedasi Relazione della Corte dei conti sui risultati della gestione ENEL S.p.A. per gli esercizi 2000-2001.

esteso a tutte le tipologie di utenze) esso deriva - com'è generalmente noto - da fattori strutturali del nostro sistema, che in particolare si riferiscono: a) all'assoluta prevalenza, tra le fonti di produzione di energia elettrica, del petrolio e del gas naturale, che coprono oltre il 70% del nostro fabbisogno, vale a dire la stessa quota che nel resto d'Europa deriva dall'uso di carbone e nucleare, con costi nettamente inferiori; b) alla diversa incidenza del carico fiscale; c) all'elevato livello degli oneri generali di sistema; d) alla scarsa efficienza di un parco di generazione in parte obsoleto e con rendimenti di conversione modesti.

In ordine ai fattori ora indicati che determinano il differenziale di costi dell'energia elettrica, questo potrà essere modificato in misura significativa soltanto nel medio periodo e soltanto agendo su tutti i fattori causali predetti, a cominciare dal favorire un riequilibrio del mix di combustibili utilizzati, privilegiando le fonti più economiche e/o approvvigionabili in mercati più aperti ed affidabili (come il carbone e le energie derivanti da fonti rinnovabili).

Come sopra accennato, tra gli oneri generali di sistema (una delle componenti della tariffa elettrica) sono compresi i rimborsi per i c.d.

stranded cost ("costi incagliati"). Tali rimborsi, la cui ammissibilità è stata prevista sia dalla Direttiva 96/92/CE del 19 dicembre 1996 che dal decreto legislativo n. 79/99, sono mirati alla reintegrazione alle imprese elettriche degli investimenti operati e degli impegni assunti, anche a seguito di scelte governative di politica economica, prima della liberalizzazione del mercato e che, recuperabili in regime di monopolio, non lo sono più nel mercato concorrenziale.

Per la definizione e la quantificazione degli *stranded cost* sono intervenuti i decreti ministeriali (industria di concerto con il Tesoro) del 26 gennaio 2000 e del 17 aprile 2001. Tali decreti prevedono – tra l'altro – che i produttori di energia da fonti idro e geotermoelettriche corrispondano una maggiorazione per la trasmissione dell'elettricità da loro prodotta, a motivo del vantaggio che essi ricevono per l'applicazione dei nuovi prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, comprensivi della componente relativa ai costi variabili di combustibile, dai medesimi non sopportati (c.d. "rendita idroelettrica"); la maggiorazione (c.d. "penale idroelettrica") rappresenta un meccanismo di parziale compensazione del rimborso degli stranded cost e si applica a partire dal 2001 in una misura che va gradualmente a ridursi negli anni successivi fino a tutto il 2006.

Considerazioni conclusive

Nei capitoli precedenti sono state espresse valutazioni sui dati gestionali, nel complesso positivi, relativi al bilancio di esercizio 2000, primo anno di operatività del GRTN e, in via preliminare, è stato seguito nelle linee essenziali il percorso di liberalizzazione e di promozione della concorrenza del settore elettrico intrapreso in Europa e negli Stati membri dell'Unione europea a partire dagli anni '90.

In Italia tale percorso si è avviato nell'aprile '99 con l'entrata in vigore del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79 di recepimento della direttiva comunitaria 96/92, il quale ha assegnato alla S.p.A. Gestore Rete Trasmissione Nazionale il compito di gestire la rete medesima e di esercitare le funzioni necessarie alla sicurezza e alla continuità del servizio nel sistema elettrico italiano.

Il percorso di liberalizzazione, riassumendo elementi in precedenza esposti, presuppone: il graduale ridimensionamento della quota di produzione dell'operatore monopolista (ENEL) al fine di ridurne il potere di mercato; l'obbligo da parte del Gestore di garantire ai terzi (produttori, distributori, utenti) condizioni di equità e di non discriminazione nell'accesso e nell'uso della rete, dovendosi esse ritenere imprescindibili per lo sviluppo della concorrenza e per l'avvio del mercato dell'energia elettrica.

I meccanismi volti ad implementare la concorrenza si inseriscono nell'insieme delle attività esercitate dal GRTN in quanto lo stesso, nel determinare le condizioni tecniche di accesso e dell'uso della rete e nell'applicare, in base alle regolamentazioni dell'Autorità, le tariffe di connessione alla rete e di trasporto-vettoriamento dell'energia, ha precostituito le condizioni strutturali del mercato elettrico (di prossimo avvio) sia sul versante dell'offerta che della domanda.

L'attuale fase del percorso di liberalizzazione e di attuazione della riforma dovrebbe trovare sbocco in tempi ormai prossimi nell'avvio operativo del mercato organizzato dell'energia elettrica, considerato che il periodo della "lunga transizione" può farsi risalire alla costituzione (marzo-maggio 2000), in applicazione dell'art.5, comma 1, del decreto legislativo n.79/99, della s.p.a. Gestore del mercato elettrico(GME). Tale società già da tempo dispone di una propria struttura organizzativa (Consiglio di amministrazione, Collegio sindacale) e fin dall'esercizio 2000 ha dovuto sostenere costi per interventi sul capitale o per l'avvio delle attività che sono stati coperti dal GRTN in quanto socio unico illimitatamente responsabile. Il Gestore del mercato elettrico ha infine avuto una sua disciplina con l'emanazione del decreto Ministro delle attività produttive 9 maggio 2001 che ha posto le premesse necessarie per l'avvio operativo della

borsa elettrica. Approssimandosi tale evenienza, è da auspicare che vi sia una stretta collaborazione tra GRTN e il GME per realizzare, nei fatti, quell'equilibrio unitario del sistema che è delineato dal decreto di riforma.

L'esperienza applicativa dirà, in concreto, se vi saranno imperfezioni e limiti del sistema da correggere in una borsa elettrica che per la prima volta viene a far parte del sistema stesso.

Sul buon esito del mercato elettrico, unitamente alle altre misure indicate nel disegno di legge governativo sulla riforma e riordino del settore energetico, approvato dal Consiglio dei Ministri del 19 luglio 2002 si fondano molte attese che dovrebbero portare ad un alleggerimento della bolletta elettrica per famiglie e imprese.

L'ampiezza del mercato devesi rapportare, come appare evidente, al grado di apertura della domanda alla concorrenza che, al momento, viene ad essere solo parziale, stante la separazione del mercato dei clienti vincolati e dei clienti idonei, questi ultimi facultati a scegliere autonomamente il proprio fornitore e ad approvvigionarsi direttamente sulla borsa elettrica. La platea dei clienti idonei è in via di espansione: rappresentano all'incirca il 40% del fabbisogno complessivo di elettricità. In sostanza il mercato elettrico riguarderà detta quota già di

per sé consistente di clienti idonei, con prospettiva di una ulteriore estensione della domanda da parte di tale clientela.

Quanto poi al mercato vincolato, esso sarà regolato dall'attività di negoziazione dell'Acquirente unico, s.p.a. che il decreto legislativo n.79 ha demandato alla competenza dell'omonima società, già costituita, come innanzi detto, sin dal novembre 1999 e anch'essa dotata di propri organi istituzionali (Consiglio di amministrazione, Collegio sindacale). Anche per tale struttura societaria il GRTN, in quanto socio illimitatamente responsabile, ha dovuto coprire i costi per interventi sul capitale o per l'avvio delle attività, ancorché il mercato vincolato sia rimasto nelle condizioni strutturali di partenza, da un lato perché l'Acquirente unico ha ricevuto le direttive cui uniformare le proprie funzioni soltanto con il decreto del Ministro delle attività produttive del 3 maggio 2001, dall'altro perché, in base a tali direttive, la società è tenuta ad assicurare la copertura del fabbisogno del mercato vincolato di norma attraverso il sistema di negoziazione del mercato elettrico e solo in via subordinata potrà ricorrere alla contrattazione bilaterale.

Sul versante dell'offerta nuovi soggetti potranno intervenire per implementare la concorrenza, a seguito della cessione degli impianti di proprietà ENEL e delle partecipazioni azionarie detenute in EUROGEN e

in ELETTROGEN,mentre sono in corso le procedure per la cessione della Soc. INTERPOWER.

La produzione di energia si è incrementata, sopratutto nel 2001,di una potenza nominale di 800 MW e numerose richieste di operatori per la connessione alla rete sono all'esame del GRTN.

La legge 9 aprile 2002, n.55, di conversione al decreto legge 7 febbraio 2002, n.7 (c.d. legge sblocca centrali), avendo semplificato i criteri e le procedure di autorizzazione relativi alla costruzione e all'esercizio di impianti di potenza superiore ai 300 MW dovrà, almeno negli intendimenti del legislatore, favorire l'avvio per la realizzazione di nuove centrali e quindi per l'incremento della produzione di energia, anche se i tempi non potranno essere brevi, al fine di scongiurare il pericolo di interruzioni di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale.

L'incremento dell'offerta che presuppone **nuovi investimenti** dipende non solo dalla realizzazione di nuovi impianti di produzione o dall'ammodernamento di quelli esistenti ma anche dalla costruzione di **linee elettriche** alle quali potrebbero applicarsi le procedure semplificate previste dalla legge n.55, al fine di accelerare l'operatività delle nuove opere e rafforzare l'intero sistema elettrico nazionale.

In sostanza la liberalizzazione del mercato elettrico, con l'approssimarsi della sua apertura, presenta ancora notevoli nodi da sciogliere, dato che, al momento, è da registrare una situazione di squilibrio fra domanda e offerta.

La domanda, come si è detto, è in fase espansiva e ad essa occorre fare fronte, almeno nei primi periodi, mediante un aumento della quota di importazione dall'estero, spostando al livello massimo, nelle condizioni tecniche attualmente consentite, la capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero.

Un'altra opportunità per accrescere l'offerta e incrementare il numero delle transazioni può derivare da una disciplina puntuale in materia di produzione vincolata di energia da fonti rinnovabili e assimilate, rivedendo il sistema di incentivi esistenti e rendendo operativo il mercato dei certificati verdi quale strumento di incentivazione alla produzione di energia verde e alla diversificazione degli impianti.

Nella organizzazione del settore elettrico, come disegnato dal decreto di riferimento, le attività di dispacciamento attribuite al GRTN sono determinate ai fini di mantenere l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica sul territorio nazionale. Esse comportano il monitoraggio dello stato del sistema elettrico nel suo insieme, il che

significa: controllare l'andamento della produzione e del consumo dell'energia; garantire la sicurezza e l'affidabilità degli approvvigionamenti in tempo reale; proporre e attuare le misure necessarie nei casi in cui si riveli scarsa la produzione degli impianti di generazione e inadeguato alle esigenze del momento l'esercizio della rete di trasmissione.

Il programma di sviluppo triennale predisposto dal GRTN (ne sono stati finora elaborati due, l'ultimo dei quali prevede investimenti per il triennio 2002-2004 per 1.400 milioni di euro) tiene conto di tali esigenze, soprattutto in considerazione che, con l'entrata in funzione del mercato, sarà necessario predisporre strumenti per accrescere la capacità di flessibilità e di adattamento della rete, in relazione alle richieste di accesso e di utilizzo della stessa provenienti dai soggetti terzi operanti nel mercato.

Nel corso dell'esposizione è stata evidenziata la separazione esistente, nel sistema elettrico nazionale, tra la gestione della rete che il decreto di riforma affida al GRTN e la proprietà della stessa, attualmente appartenente a 13 società, tra le quali occupa un posto preminente la Soc-TERNA (gruppo ENEL) che detiene circa il 94% della rete.

La separazione tra proprietà e gestione determina aspetti di criticità nelle attività di esercizio degli impianti e di conduzione degli stessi, quest'ultima effettuata dai proprietari su richiesta del Gestore. Di tale situazione risentono anche le attività di manutenzione, a motivo delle possibili asintonie tra gli obiettivi di sicurezza e quelli di costo dell'attività.

In presenza di tali inconvenienti, la Corte ritiene che sussistano le condizioni per addivenire, in tempi brevi, alla riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in un unico soggetto, come del resto già indicato tra gli obiettivi del documento di programmazione economico-finanziario del luglio 2002 e, da ultimo, nel disegno di legge (governativo) di riforma e riordino del settore energetico.

Per quanto riguarda i risultati economici della gestione, essi sono stati rassicuranti nel 2000: l'esercizio si è chiuso con un utile netto di 44,5 miliardi, il margine operativo lordo (122 miliardi) si è attestato su un livello pari al 6,2%dei ricavi e il risultato operativo ha raggiunto i 95,8 miliardi. Trattasi, comunque, di risultati, come già evidenziato,

che non danno un quadro economico significativo circa la stabilità dell'andamento della gestione.

Per i necessari raffronti si rinvia alla prossima relazione in cui saranno esaminati i dati di bilancio dell'esercizio 2001. Un elemento, comunque sul quale sembra doversi riprendere, a giudizio della Corte, il discorso con l'azionista unico (Tesoro) riguarda la consistenza del capitale sociale (Euro 26.000.000) che appare inadeguato alle attività e alle accresciute funzioni del Gestore, soprattutto in relazione alla piena operatività, ormai prossima, delle due Società controllate Gestore del mercato elettrico e Acquirente unico.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2000

BILANCIO D'ESERCIZIO 1999

INDICE

Premessa

Relazione sulla gestione

Quadro normativo di riferimento
Sintesi dei risultati di esercizio
Principali attività svolte nel corso dell'esercizio
Personale ed organizzazione
Attività di ricerca e sviluppo
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio
Prevedibile evoluzione della gestione

Bilancio di esercizio al 31 dicembre 1999

Stato patrimoniale e conto economico
Nota integrativa
- Struttura e contenuto del bilancio
- Principi contabili
- Stato patrimoniale:
  - Attivo
  - Patrimonio netto e passivo
- Impegni e rischi non risultanti dallo Stato Patrimoniale
- Conto economico

PREMESSA

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA è stato costituito il 27 aprile 1999 ed è diventato operativo dal 2 agosto 1999 data del conferimento del ramo di azienda necessario all'esercizio delle attività di propria competenza.

In questi primi cinque mesi di attività, caratterizzati da un notevole impegno per l'avvio della piena operatività di tutte le funzioni indispensabili alla vita di una società autonoma, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale ha assicurato al sistema elettrico italiano la piena ed efficiente garanzia del servizio, in linea con i più elevati standard europei anche in presenza di una crescita dell'energia elettrica richiesta sulle reti; ha, inoltre, avviato numerose iniziative per l'assolvimento dei diversi compiti a lui riservati dalla normativa di riassetto del settore elettrico.

In data 1° aprile 2000 il Gestore assumerà la titolarità e le funzioni che gli sono proprie e contestualmente le sue azioni saranno assegnate a titolo gratuito al Ministero del Tesoro.

Il presente progetto di bilancio è stato redatto ancorchè non sia stata predisposta la relazione degli Amministratori sul conferimento prevista dall'art.2343 del Cod.Civ.

In base ad una scelta di opportunità, i componenti il Consiglio di Amministrazione nominati nell'ambito di amministratori e dirigenti della stessa Società conferente, hanno deliberato di rinviare ai nuovi amministratori la valutazione sulla relazione predisposta dai periti nominati dal Tribunali al fine di verificare se sussistono fondati motivi per procedere ad una revisione della stima, da rendersi entro sei mesi dal conferimento, in base all'articolo 2343 c.c.

Lo stesso Collegio Sindacale, considerato che al mancato rispetto del termine di sei mesi consegue unicamente l'inalienabilità delle azioni - che, nel caso di specie, dipende dal decreto del Ministro dell'industria e che quindi anche la tempestiva valutazione nei termini codicistici da parte degli organi sociali non rimuoverebbe tale vincolo posto dal decreto legislativo 79/99 - ha condiviso la scelta degli Amministratori.

Di tale orientamento è stato reso edotto lo stesso Azionista Unico nell'Assemblea del 24 gennaio u.s. quale interessato al rispetto di predetto termine.

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Quadro normativo di riferimento

In attuazione della Direttiva dell'Unione Europea 96/92 recante norme comuni per il mercato interno dell'energia, il 16 marzo 1999 è stato emanato il D. Lgs 79/99 (il "Decreto Bersani") con il quale si è proceduto a ridefinire un nuovo assetto del settore elettrico in Italia.

L 'art. 3, comma 4 del Decreto Bersani ha assegnato a Enel SpA il compito di costituire una società per azioni, il "Gestore della rete di trasmissione nazionale" (il "Gestore") che esercita in concessione le attività di trasmissione e dispacciamento di energia, inclusa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, senza averne la proprietà; tale Società è stata costituita il 27 aprile 1999.

In data 31 maggio 1999 l'Enel SpA, in ottemperanza all'art.3, comma 7 del citato decreto, ha costituito la società TERNA SpA cui ha conferito la proprietà della rete di trasmissione; in data 25 giugno 1999 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (il "MICA") ha determinato, con proprio decreto, l'ambito della rete medesima.

In data 12 novembre 1999, il Gestore, in base all'art.4, comma 1 del Decreto Bersani, ha costituito la società per azioni Acquirente Unico (lo"A.U".) avente lo scopo di stipulare e gestire contratti di fornitura e di garantire al mercato vincolato la disponibilità della capacità produttiva e la fornitura di energia in condizioni di sicurezza, efficienza, nonché di parità di trattamento, anche tariffario. Al momento la Società non svolge alcuna attività in attesa sia del provvedimento con il quale il MICA adotterà gli indirizzi cui deve attenersi l'A.U. per salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti di energia destinata ai clienti vincolati e per garantire la diversificazione delle fonti, sia del provvedimento che definisce la data di assunzione, da parte dell'A.U. stesso, della funzione di garante della fornitura ai clienti vincolati.

Sarà, infine, l'Autorità ad adottare le direttive sulla base delle quali l'A.U. stipula contratti di vendita con i distributori per consentire l'applicazione della tariffa unica; sino a quella data, Enel SpA assicurerà la fornitura ai distributori sulla base dei vigenti contratti e modalità.

Il Decreto Bersani prevede, inoltre, che il Gestore costituisca, entro il 1° gennaio 2000, una società per azioni – il "Gestore del mercato" - cui è assegnato il compito di organizzare e gestire il mercato elettrico. La Società in argomento dovrà essere operativa al 1° gennaio 2001 (dalla quale data il dispacciamento dovrà essere effettuato con criteri di merito economico), e dovrà predisporre, entro un anno dalla costituzione, la disciplina del mercato che sarà poi oggetto di approvazione da parte del MICA, sentito il parere dell'Autorità. Al momento, la società non è stata costituita, considerata la natura non perentoria del termine all'uopo indicato da Decreto Bersani e in attesa della effettiva separazione societaria del Gestore dal Gruppo Enel.

In data 11 novembre 1999 il Mica, con proprio decreto, ha adottato le direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'art.11 del Decreto Bersani: dal 2001 è istituito un sistema di obblighi di acquisto e di generazione di tale energia da attuarsi mediante la negoziazione dei cosiddetti "certificati verdi". In relazione a ciò viene attribuito al Gestore della rete un ruolo fondamentale che comporterà, tra l'altro:

- la verifica dei requisiti e dei documenti di cui devono essere in possesso i produttori di energia rinnovabile per essere destinatari dei certificati;
- l'emissione dei certificati;
- l'attività di monitoraggio delle produzioni "verdi" con eventuale compensazione delle fluttuazioni produttive rilevate;
- il controllo del rispetto, da parte dei produttori e/o importatori di energia non rinnovabile, dell'obbligo di immettere in rete una quota di energia "verde";
- l'emissione a proprio favore, e la relativa collocazione sul mercato, dei certificati verdi inerenti l'energia "CIP 6" di cui il Gestore è titolare.

Nell'ambito dell'attività di regolamentazione del settore elettrico l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato nel corso del 1999 le seguenti delibere :

- Deliberazione n.13/99 con la quale ha disciplinato le condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia e di alcuni servizi di rete relativamente al mercato libero, a quei clienti cioè che possono stipulare contratti di fornitura di energia con un qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

Nell'ambito dei vari adempimenti previsti a carico del Gestore, la nostra Società ha provveduto a predisporre una proposta di Regolamento che definisce i criteri per la verifica di compatibilità delle richieste di vettoriamento con la salvaguardia di funzionamento del sistema elettrico.

Con successiva delibera n. 194/99 l'Autorità, in deroga a quanto previsto nella delibera n.13/99, ha sospeso il meccanismo previsto in tema di autorizzazione dei contratti di vettoriamento in deroga snellendone la procedura ed i tempi.

- Deliberazione n.157/99 con la quale ha determinato, in via provvisoria, il corrispettivo da riconoscere al Gestore con decorrenza dalla data di assunzione della titolarità e delle funzioni, cioè dal 1° aprile 2000, per la sola attività di dispacciamento fissandolo in Lire 0,3 per ogni kWh fornito ai clienti idonei o vincolati; l'Autorità ha rinviato ad un successivo provvedimento la deteminazione della componente per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale destinata a garantire al Gestore le risorse finanziarie necessarie allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica.

- Deliberazione n.162/99 (integrata e modificata dalla successiva deliberazione n.172/99 e dalla comunicazione datata 11 novembre 1999), con la quale ha dettato disposizioni urgenti in tema di importazioni, ha ripartito la capacità tra mercato libero e mercato vincolato, ha indicato le modalità per la verifica delle richieste di vettoriamento internazionale e quelle per la assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2000.

- Deliberazione n. 180/99 con la quale, a seguito della verifica effettuata dal Gestore di cui al punto precedente, ha aumentato la quota di importazioni destinata al mercato libero, ha definito i limiti alla capacità di trasporto disponibile - in presenza di congestione - in una percentuale pari al 15 % per singola frontiera e al 20% per singolo soggetto importatore e ha determinato la misura del corrispettivo destinato al Gestore per la copertura dei costi sostenuti per l'acquisto di energia da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (Lire 0,6 per kWh di energia importata destinata sia al mercato libero che al vincolato).

- Delibera n. 205/99, recante norme in materia di cessioni di energia elettrica alle imprese distributrici, che regola le tariffe per l'acquisto di energia e per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale per le forniture al mercato vincolato.

Sintesi dei risultati di esercizio

Come precedentemente detto, il Gestore è divenuto operativo a partire dal 2 agosto 1999 (data di conferimento del ramo di azienda) e pertanto il periodo di attività si limita agli ultimi cinque mesi dell'anno 1999.

La gestione economica di questo periodo è così sintetizzabile :

	Lire milioni
Ricavi di competenza :	
- per vendite e prestazioni	63.105
- altri ricavi	21
Valore della produzione	**63.126**
Costi operativi :	
- costo del lavoro	(32.957)
- prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(21.147)
- materiali	(148)
Totale costi operativi	(54.252)
Margine operativo lordo	**8.874**
Ammortamenti	3.581
Risultato operativo	**5.293**
- Oneri finanziari netti	(161)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	5.132
- Oneri straordinari netti	(2.524)
Risultato ante imposte	**2.608**
- Imposte sul reddito	2.608
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	0

I ricavi di competenza sono da ricondurre principalmente all'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica. Il corrispettivo per tale attività è riconosciuto al Gestore, in base ad una specifica convenzione transitoria, dalla società Enel Distribuzione SpA nella misura di Lire 0,55 per ogni kWh di energia fatturata all'utenza finale e comunque sino alla copertura di tutti i costi sostenuti dal Gestore. In base a tale accordo, la remunerazione in questione verrà corrisposta però solo sino alla data di assunzione da parte della nostra Società della effettiva titolarità e delle funzioni di gestore della rete.

A fronte di tali ricavi si sono sostenuti costi operativi per il personale e per risorse esterne relative alla acquisizione dei fattori produttivi come meglio precisato nella nota integrativa.

La gestione finanziaria evidenzia oneri netti per Lire 161 milioni quale saldo tra gli oneri dell'indebitamento a medio lungo termine e gli interessi attivi sulle disponibilità di breve termine.

Gli oneri straordinari ammontano a Lire 2.524 milioni e sono relativi ai costi connessi all'esodo anticipato di personale.

Le imposte sul reddito relative a Irpeg ed Irap includono Lire 3.549 milioni per imposte correnti sul risultato di esercizio oltre all'effetto positivo di Lire 921 milioni per imposte anticipate su componenti di reddito a deducibilità differita.

Relativamente alla situazione patrimoniale al 31 dicembre 1999 si riporta la seguente sintesi:

	Lire milioni
Immobilizzazioni Nette	102.198
Capitale Circolante Netto	(2.764)
Capitale Investito Lordo	99.434
Fondi Diversi	(37.038)
Capitale Investito Netto	**62.396**
Copertura	
Patrimonio Netto	50.907
Indebitamento Finanziario Netto	11.489
Totale	**62.396**

Il patrimonio netto, inizialmente di Lire 200 milioni, si è incrementato a seguito del conferimento del ramo di azienda da parte dell' unico azionista Enel SpA che ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale di Lire 50 miliardi. Al riguardo è da segnalare che l'analisi dei valori patrimoniali conferiti, per la quale non è stata predisposta la relazione degli amministratori ex art.2343 del Cod. Civ., ha evidenziato un maggior valore di Lire 707 milioni rispetto al valore netto del ramo di azienda stimato dai periti ai sensi dello stesso articolo del Cod. Civ.. Tale maggior valore è stato rilevato nella voce di patrimonio netto "Altre riserve – Riserva di conferimento".

L'indebitamento finanziario netto è costituito dal finanziamento a tasso variabile, con scadenza 2009, conferito dall'Enel SpA al netto delle disponibilità esistenti nel conto intersocietario intrattenuto con la Capogruppo.

Si riporta qui di seguito una sintesi dei flussi finanziari per la rilevazione dei quali si è fatto riferimento, come confronto, alla situazione patrimoniale di conferimento riclassificato:

	Lire milioni
A. (Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette iniziali	**5.218**
B. Flussi monetari generati/(assorbiti) dall'attività corrente :	
- Ammortamenti	3.581
- Variazione fondi	(11.396)
- Variazione del capitale circolante	(2.258)
- **Totale**	**(10.073)**
C. Flussi monetari impiegati nell'attività di investimento in:	
- Impianti	(5.744)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie, ecc.	(890)
- **Totale**	**(6.634)**
D. Saldo flussi monetari generati/(assorbiti) dalla gestione (B+C)	**(16.707)**
F. (Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette finali (A+D)	**(11.489)**

La gestione finanziaria è stata caratterizzata principalmente dagli esborsi relativi all'utilizzo del Fondo di Trattamento di fine rapporto di lavoro per la sottoscrizione da parte dei dipendenti di azioni Enel SpA per circa Lire 13.400 milioni, dal pagamento dei debiti commerciali - sia quelli conferiti che quelli sorti successivamente al conferimento - e dagli investimenti relativi, principalmente, all'avvio del progetto Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato (il "SCTI").

Principali attività svolte nel corso dell'esercizio

Le principali attività svolte nel periodo agosto - dicembre 1999, alla luce anche degli adempimenti richiesti dal Decreto Bersani, sono così riassumibili:

- *Definizione, individuazione e sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale*

  A seguito dell'attività svolta per la definizione ed individuazione della Rete di trasmissione Nazionale la stessa è praticamente raddoppiata in quanto comprende ora, oltre alla rete a 380 e 220 kV, circa la metà dell'intera rete nazionale a 130 - 150 kV.

  E' stata quindi avviata un'intensa attività volta alla acquisizione dei dati ed alla messa a punto di nuovi modelli per la simulazione della rete di trasmissione da sviluppare ed all'analisi delle esigenze di riallineamento delle procedure di calcolo utilizzate per il planning del sistema elettrico tenuto conto delle numerose richieste di allacciamento da parte di produttori come conseguenza della liberalizzazione della produzione di energia elettrica. Nel secondo semestre 1999 sono, infatti, pervenute al Gestore circa 100 richieste, di potenza unitaria compresa fra pochi MW e 1.200 MW, per una potenza complessiva di 15.000 MW.

- *Contratti di vettoriamento*

  Nazionale - Nel 1999 sono stati stipulati due contratti di vettoriamento nazionale ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. 13/99.

  L'esiguità del numero di contratti di vettoriamento stipulati e stipulandi dal Gestore è dovuta al fatto che la maggior parte dei clienti idonei che utilizzano il servizio di vettoriamento non sono allacciati alla rete elettrica gestita dalla nostra Società il cui ambito è fissato dal MICA secondo principi legati ai livelli di tensione e alla potenza nominale delle fonti di produzione.

  Internazionale - Le richieste di vettoriamento in importazione dall'estero ricevute dal Gestore sono state per una quantità notevolmente superiore alla effettiva capacità di trasporto complessiva sull'interconnessione, pari a 5000 MW.

  Al fine di palesare la propria predisposizione all'apertura del mercato ed in considerazione del fatto che, ad anno già iniziato, si trattava di accogliere richieste di vettoriamento limitate nel tempo, il Gestore ha ritenuto opportuno accogliere (in funzione dei margini di potenza disponibili) due delle numerose richieste pervenute, in attesa

della adozione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, dei provvedimenti di cui all'art.10 del Decreto Bersani, intervenuti peraltro nel mese di novembre 1999.

Per la allocazione dei margini suddetti, su indicazione della Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Gestore ha applicato, il criterio del "first come-first served", che consiste nell'accettazione delle richieste secondo l'ordine cronologico di arrivo fino alla saturazione della capacità.

In ottemperanza a quanto disciplinato dall'art. 10 comma 2 del Decreto Bersani l'Autorità ha, nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno 1999, disciplinato con varie deliberazioni le condizioni per l'allocazione della capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per l'anno 2000.

In base a quanto previsto nelle succitate deliberazioni il Gestore ha allocato circa 2.600 MW per circa 20.000 GWh (49 % della capacità complessiva disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero) a 24 operatori con i quali ha stipulato i previsti contratti di vettoriamento internazionale con decorrenza 1° gennaio 2000.

- *Accordi per la ripartizione delle perdite sulle linee internazionali*

Prima della stipula dei nuovi contratti di vettoriamento internazionale per l'anno 2000, sono stati contrattualmente definiti con i gestori della rete svizzera ed austriaca i criteri per ripartire le perdite di trasmissione sulla linea di frontiera in funzione della effettiva pertinenza territoriale.

Tali accordi di principio, ora in corso di definizione per la effettiva applicazione tecnica, consentiranno di recuperare circa 40 GWh di perdite sulla frontiera svizzera e circa 20 GWh di perdite su quella austriaca.

- *Attività diverse richieste dal Decreto Bersani per la transizione verso un assetto del settore elettrico compatibile con la Direttiva Europea 96/92*

Dopo la definizione ed individuazione della Rete di Trasmissione Nazionale, il Gestore si è dedicato alla stesura delle regole tecniche di Connessione e Dispacciameto (GRID CODE) - che il Gestore deve adottare sulla base di direttive dell'Autorità e del MICA - e che, con l'adozione del Regolamento del Sistema di Misura predisposto nell'ambito del progetto Metering & Settlement, risulta di importanza fondamentale per il funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Inoltre, in attesa della deliberazione in materia da parte dell'Autorità, il Gestore ha concordato con gli altri gestori di rete, i criteri per la ripartizione provvisoria dei proventi ed oneri derivanti dall'applicazione della Deliberazione n. 13/99.

Sono state sviluppate le attività istruttorie per la definizione della convenzione-tipo fra Gestore e proprietari di reti di trasmissione, da definire con decreto del MICA.

E' stata attivata la stesura delle modalità transitorie (ante "mercato elettrico") per la regolazione dei rapporti tra il Gestore ed i produttori di energia elettrica: inizialmente l'attività ha interessato le società di produzione del Gruppo Enel SpA per proseguire, quindi, con gli altri produttori nazionali.

Si è provveduto, infine, a svolgere tutte le attività preliminari finalizzate alla verifica di compatibilità delle richieste di vettoriamento con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

- *Metering & Settlement*

Il sistema di Metering & Settlement consiste nella rilevazione degli scambi fisici di energia nei punti di interconnessione con altri operatori nazionali e con l'estero, nella loro trasmissione ad un sistema centrale di acquisizione dati e nella successiva scomposizione in partite commerciali attivate. Il sistema è fondamentale nel processo commerciale per la corretta gestione dei nuovi rapporti tra operatori elettrici che si determinano con l'apertura del mercato.

Le attività progettuali iniziate con la costituzione del Gestore hanno consentito - previa accurata ricognizione dello stato dell'arte con numerosi contatti a livello nazionale ed internazionale - di individuare l'architettura tipo del sistema e le principali caratteristiche dei suoi componenti e la predisposizione del Regolamento del Sistema di Misura dell'energia elettrica di interesse del Gestore, che costituisce il documento di riferimento che dovrà essere adottato nel quadro delle regole tecniche per la connessione.

- *Attività informatica*

L'attività informatica è stata orientata ad acquisire ed isolare, nell'ambito del sistema ENEL, i moduli del sistema informativo del Gestore, ad aggiornare le reti locali, i server, le stazioni di lavoro – anche in relazione ai problemi di compatibilità con l'anno 2000 - ad impostare servizi di base quali la posta elettronica MS Exchange, il sistema di gestione integrata dei documenti in formato elettronico e il sistema WEB Intranet.

Sono state, altresì, avviate le attività propedeutiche alla sostituzione delle attuali applicazioni informatiche con un nuovo sistema integrato (ERP) prevedendo anche il passaggio all'Euro all'inizio del 2001.

- *Investimenti di particolare importanza*

Progetto SCTI

Sono stati avviati i primi interventi nel nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato - che ha l'obiettivo di riorganizzare le funzioni di controllo e teleconduzione nel sistema elettrico nazionale. Il progetto prevede la fornitura in opera di 3 Centri di Controllo Integrato che sostituiranno tutti gli attuali centri operativi e che verranno allocati a Torino Venezia e Napoli determinando, quindi, una volta a regime, la graduale dismissione dei cinque restanti centri attualmente operanti a Milano, Firenze, Roma, Palermo e Cagliari.

Altri investimenti

Comprendono investimenti di natura informatica, di adeguamento degli impianti presso i Centri di Ripartizione, di sostituzione di postazioni di lavoro, di avvio del progetto per le funzioni fuori linea del dispacciamento e di adeguamento dei sistemi informatici per la problematica di compatibilità con l'anno 2000.

- *Progetto Gestore del Mercato*

In attesa della definizione della disciplina del mercato e della sua approvazione da parte del MICA ,sentita l'Autorità, è stata svolta una indagine conoscitiva nei paesi - California (USA), Inghilterra, Portogallo, Scandinavia e Spagna - che hanno già avviato il processo di liberalizzazione dell'energia elettrica, allo scopo di acquisire elementi utili che potranno orientare le scelte future.

- *Partecipazione ad attività di Organismi Internazionali*

E' da segnalare, infine, la partecipazione da parte dei rappresentanti del Gestore alle attività svolte da organismi internazionali per l'esercizio dei sistemi elettrici interconessi quali l'ETSO(European Transmission System Operators Association), l'UCTE(Unione per il Coordinamento della trasmissione dell'Elettricità in Europa) e la SUDEL (Organizzazione Regionale Sistemi Elettrici Sud Europa).

Personale e organizzazione

Sulla scorta dello schema organizzativo predisposto nel luglio 1999 dall'azionista unico ENEL SpA, è stato effettuato il conferimento del personale che è confluito oltre che dalle precedenti Unità Dispacciamento, Commerciale e dagli 8 Centri di Ripartizione della Trasmissione anche da diverse Divisioni e Direzioni ENEL per consentire al Gestore di svolgere tutte le attività indispensabili alla vita di una società autonoma: al 31 dicembre 1999 il personale in forza, sostanzialmente stabilizzato, è risultato pari a 644 unità.

In tema di sviluppo delle risorse umane è iniziata, quindi, la progettazione di un programma di formazione che tenga conto della specificità delle attività svolte dalla Società e che coinvolgerà, nel tempo, tutto il personale dell'azienda mentre per quanto riguarda le relazioni industriali è stato avviato il progetto - che dovrà essere presentato e discusso con le OO.SS. nazionali - di ristrutturazione organizzativa degli 8 Centri di Ripartizione al fine di ottimizzare l'utilizzo delle risorse nei Centri da potenziare e di minimizzare l'impatto in quelli da dismettere.

Attività di ricerca e sviluppo

Relativamente alle attività connesse a progetti innovativi, il Gestore è subentrato in quelli già avviati dalla Divisione Trasmissione dell'ENEL SpA oltre a definire nuovi progetti di ricerca scientifica e interventi tecnici specialistici finalizzati all'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, stipulando contratti con la Struttura Ricerca dell'ENEL SpA e con la Società CESI SpA.

L'onere complessivo rilevato nell'esercizio in chiusura ammonta a circa Lire 5 miliardi.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 21 gennaio 2000 con decreto del MICA ai sensi dell'art. 3, comma 4 del Decreto Bersani è stato definito che a decorrere dal giorno 1°aprile 2000 il Gestore assumerà la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale. Dalla stessa data le azioni del Gestore sono assegnate a titolo gratuito al Ministero del Tesoro, del Bilancio e della Programmazione Economica.

Sempre in data 21 gennaio 2000 sono state emanate dal Ministro dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato le direttive contenenti i primi indirizzi strategici ed operativi cui deve conformarsi l'attività del Gestore.

In data 11 febbraio 2000 la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Venezia ha provveduto a notificare, nei confronti dell'Amministratore Delegato del Gestore S.p.A., una Informazione di Garanzia e contestuale richiesta del Pubblico Ministero, d'incidente probatorio (artt. 393, 369 c.p.p.).

Il procedimento è stato avviato a seguito di esposti di cittadini e di gruppi di cittadini, residenti nel Comune di Mirano, che hanno inteso ricondurre la causa di alcuni decessi e patologie insorte nel comune stesso all'induzione magnetica prodotta dagli elettrodotti Scorzè – Camposampiero (piloni 23, 24, 25) – linea a 132 kV inserita dal D.M. 25 giugno 1999 nell'ambito della rete di trasmissione nazionale – e Scorzè/Dolo - per il tratto di linea di proprietà dell' ENEL Distribuzione S.p.A. con riferimento al sostegno che insiste nell'area della Scuola Materna "Santa Bernadetta" .

Al momento si è in attesa dell'ordinanza con cui il Giudice provvederà alla fissazione dell'udienza relativa all'incidente probatorio.

In occasione dell'Assemblea del 15 febbraio 1999, tutti i componenti il Consiglio di Amministrazione – nominati nell'ambito di amministratori e dirigenti dell'Azionista Unico Enel SpA con l'atto costitutivo della Società del 27 aprile 1999 e, con riferimento al Dott. Fulvio Conti, ai sensi dell'articolo 2386, comma 1, del codice civile, mediante cooptazione confermata dall'Assemblea – al fine di evidenziare il ruolo neutrale della Società nei confronti di tutti gli operatori del mercato elettrico, hanno rassegnato le proprie dimissioni per consentire all'Azionista Unico di provvedere alla nomina di nuovi componenti diversamente qualificati.

La medesima Assemblea ha proceduto al rinnovo del Consiglio.

Prevedibile evoluzione della gestione

Sempre in applicazione del Decreto Bersani nel corso del 2000 verrà reso operativo il funzionamento della società Acquirente Unico SpA e dovrà essere costituita la società Gestore del Mercato.

In vista di queste scadenze il Gestore ha avviato un'attività preparatoria di analisi e progettazione organizzativa necessaria a rendere operative queste due società non appena saranno noti gli indirizzi generali da parte del MICA. Pertanto non è possibile allo stato attuale quantificare l'impegno finanziario connesso con l'organizzazione e l'operatività di tali società.

Relativamente agli investimenti proseguirà invece l'implementazione del progetto SCTI, avviato nel corso del 1999, che prevede la fornitura in opera di tre centri di controllo integrato a Torino, Venezia e Napoli.

Il data base del nuovo sistema di controllo verrà quindi, integrato – con l'implementazione di un progetto "ad hoc" – con le funzioni fuori linea del dispacciamento.

Per quanto riguarda il progetto Metering & Settlement verrà realizzato il sistema centrale e verranno installate le apparecchiature di misura sul campo per quanto di responsabilità del Gestore.

Per quanto riguarda l'attività informatica verranno implementati: un nuovo sistema integrato (ERP) in sostituzione delle applicazioni attuali, un nuovo sistema di supporto delle attività commerciali del Gestore, un Portale Internet e relativo supporto Call Center, un nuovo sistema di gestione dei dati statistici sull'energia elettrica oltre all'adeguamento del sistema informativo del Gestore in senso lato.

Inoltre, il Gestore dovrà, comunque sostenere gli oneri connessi alla necessità di disporre (affitto o acquisto) di immobili ugualmente indispensabili per le attività istituzionalmente attribuitegli e più precisamente:

- un immobile nel Comune di Napoli in cui allocare il nuovo Centro di Controllo Integrato ivi previsto (l'immobile relativo al centro attualmente in funzione – che non è di proprietà del Gestore- non è, comunque, idoneo ad ospitare detto nuovo Centro);

- un immobile nel comune di Roma in cui ospitare alcune attività del Gestore che allo stato attuale vengono svolte in un edificio al di fuori della sede nonché le attività dell'Acquirente Unico e del costituendo Gestore del Mercato.

L'entità del fabbisogno finanziario per far fronte ai surricordati investimenti è particolarmente elevata date le dimensioni del Gestore: appare, quindi, in tutta evidenza l'importanza che riveste la misura dei corrispettivi che l'Autorità fisserà per remunerare le attività istituzionalmente richieste al Gestore, così come le relative modalità e tempi di acquisizione da parte del Gestore stesso.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

VERBALE N. 2

VERBALE DELLA RIUNIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

L'anno 2000, il giorno 10 del mese di febbraio, alle ore 09,15 presso gli uffici della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" in Roma, Via G.B. Martini n. 3, su convocazione del Presidente del Collegio, si riunisce il Collegio Sindacale del "Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.", per adempimenti di competenza.

Sono presenti tutti i sindaci; assiste alla riunione il Dott. Luigi De Francisci, responsabile della Segreteria societaria e legale del Gestore ed il Dott. Gianni Di Rito con funzione di segretario.

Il Collegio procede alla verifica degli adempimenti tributari e previdenziali della società, con particolare riferimento alla situazione al 31 dicembre 1999.

1. Liquidazione IVA al 31 dicembre 1999

La liquidazione del mese di dicembre dell'anno 1999 si chiude con un debito di lire 4.626.214.333, riportato a pag. 5 del libro riepilogativo ed è così composto:

IVA a debito	L.	8.681.550.092
IVA a credito	L.	3.488.067.931
IVA a credito periodo precedente	L.	567.267.828
IVA da versare	L.	4.626.214.333

Il versamento è stato così effettuato:

- con delega in favore dell'Ufficio IVA di Roma presso la Banca Commerciale Italiana il giorno 17 gennaio 2000 a mezzo Mod. F24 per L. 4.596.714.000;
- con delega in favore dell'Ufficio IVA di Roma presso la Banca Commerciale Italiana il giorno 17 gennaio 2000 a mezzo Mod. F24 per L. 29.500.000.

L'esposizione debitoria trova riscontro nelle evidenze contabili di cui al

c/PDO.52.72.000 -Erario per IVA a versare.

2. Versamenti ritenute fiscali

Relativamente al mese di dicembre 1999, sono stati effettuati i seguenti versamenti delle ritenute fiscali IRPEF operate nello stesso mese sui redditi di lavoro dipendente e autonomo:

Cod. 1001 (ritenute su retribuzioni, pensioni, trasferte, mensilità aggiuntive e relativo conguaglio)	L.	305.407.000
Cod. 1001 (ritenute su retribuzioni, pensioni, trasferte, mensilità aggiuntive e relativo conguaglio)	L.	1.546.739.000
Cod. 1601 (ritenute su retribuzioni, pensioni, trasferte, mensilità aggiuntive e relativo conguaglio Impianti in Sicilia)	L.	103.599.000
Cod. 1901(ritenute su retribuzioni, pensioni, trasferte, mensilità aggiuntive e relativo conguaglio Impianti in Sardegna)	L.	4.204.000
Cod. 1901(ritenute su retribuzioni, pensioni, trasferte, mensilità aggiuntive e relativo conguaglio Impianti in Sardegna	L.	84.522.000
Totale versamento	L.	2.044.471.000

Tale versamento trova riscontro, al netto dell'arrotondamento di L. 1.067, con quanto rilevato sul c/PDO.58.41- Ritenute su redditi di lavoro dipendente di L. 2.044.469.933.

Cod. 1002 (ritenute su emolumenti arretrati)	L.	194.000

Tale versamento trova riscontro, al netto dell'arrotondamento di L. 12, con quanto rilevato sul c/PDO.58.42- Ritenute emolumenti arretrati di L. 194.012.

Cod. 1012 (ritenute su indennità per cessazione di rapporto di lavoro)	L.	99.812.000
Cod. 1012 (ritenute su indennità per cessazione di rapporto di lavoro)	L.	50.615.000
Totale versamento	L.	150.427.000

Tale versamento trova riscontro, al netto dell'arrotondamento di L. 723, con quanto

rilevato sul c/PDO.58.43. Ritenute su TFR di L. 150.427.723.

Cod. 3802	(Addizionale Regionale all'IRPEF - sostituto d'imposta - (Codice Regione 08)	L.	1.709.000
Cod. 3802	(Addizionale Regionale all'IRPEF - sostituto d'imposta - (Codice Regione 10)	L.	1.275.000
Cod. 3802	(Addizionale Regionale all'IRPEF - sostituto d'imposta - (Codice Regione 08)	L.	24.000
	Totale versamento	L.	3.008.000

Tale versamento trova riscontro, al netto dell'arrotondamento di L. 509, con quanto rilevato sul c/PDO.58.48- Ritenute Addizionale Regionale IRPEF di L. 3.008.509

Cod. 1040	(ritenute su redditi di lavoro autonomo)	L.	690.000

La differenza tra il saldo di L. 709.000 al 31 dicembre 1999 del c/PDO.58.61 e l'importo versato (L. 690.000) relativo al mese di dicembre, è dovuto ad un omesso versamento della ritenuta di L. 19.000 sulla fattura n. 541 del Notaio Alberto Degli Esposti relativa al mese di settembre 1999, regolarizzato - senza corresponsione di interessi e sanzioni - con ravvedimento il 5 gennaio 2000 effettuando il versamento a mezzo Mod. F24 presentato alla Banca Commerciale Italiana.

Cod. 1041	(ritenute su collaborazioni coordinate e continuative)	L.	6.920.000

Tale versamento trova riscontro, con quanto rilevato sul c/PDO.58.63- Ritenute IRPEF collaborazioni coordinate e continuative di L. 6.920.000.

I versamenti sono stati tutti effettuati (tranne il summenzionato ravvedimento effettuato in data 5 gennaio 2000) con n. 4 deleghe presso la Banca Commerciale Italiana il giorno 17 gennaio 2000 a mezzo Mod. F24.

3. Versamenti contributi previdenziali e assistenziali

Relativamente al mese di dicembre 1999, sono stati effettuati i seguenti

versamenti:

1) all'INPDAI, mediante delega alla Banca Commerciale Italiana Mod.F24 è stato versato l'importo complessivo di L. 279.056.000 di cui L. 275.726.000 per la contribuzione ordinaria gravante sulle retribuzioni del personale dirigente del mese di dicembre 1999 e L. 3.330.000 per contributo di solidarietà per il mese di novembre 1999.

   I valori e i dati di riferimento sono stati riscontrati con il mod. GV93, presentato alla Banca di Roma il 14 gennaio 2000 e con le evidenze contabili di cui ai conti PDO.61.00.000 e PDO.61.00.001.

2) all'INPS, mediante deleghe alla Banca Commerciale Italiana, sono stati versati i seguenti importi:

- contributi previdenziali per Dirigenti	L.	38.831.000
- contributi previdenziali per quadri, impiegati ed operai	L.	2.326.818.000
- contributi previdenziali per prestatori di lavoro autonomo	L.	1.273.000
- Totale	L.	2.366.922.000

I valori e i dati di versamento sono stati così riscontrati:

- per i contributi ai dirigenti con il Mod. DM 10 regolarmente quietanzato dalla Banca Commerciale Italiana, per l'importo di L. 38.831.000;
- relativamente agli operai, impiegati e quadri, il Collegio prende atto che la società ha dato mandato alla Banca Commerciale Italiana di consegnare il Mod. DM 10 su supporto magnetico alla sede INPS competente e ha provveduto alla presentazione del Mod. F24 per L. 2.326.818.000 il 17 gennaio 2000;
- relativamente ai collaboratori coordinati e continuativi, con il Mod. GLAD/D relativo al IV° trimestre 1999, spedito a mezzo raccomandata il 31 gennaio

2000, per l'importo complessivo di L. 3.243.000, di cui L. 1.273.000 per mese di dicembre 1999.

I versamenti sono stati effettuati entro il termine previsto e sono in linea con le evidenze al 31 dicembre 1999 dei seguenti conti:

c/PDO.60	debiti v/INPS per contributi previdenziali Q-I-O	L.	1.960.787.542
c/PDO.62.02	debiti v/INPS per contributi previdenziali Q-I-O	L.	366.032.612
c/PDO.62.01	debiti v/INPS per contributi assistenziali Dirigenti	L.	38.830.731
c/PDO.62.03	debiti v/INPS per contributi previdenziali lav. autonomo	L.	1.273.000
	arrotondamento in sede di versamento	L.	(1.885)
	Totale	L.	2.366.922.000

4. Versamento Imposta Comunale sugli Immobili-ICI anno 1999

In data 20 dicembre 1999 sono stati versati a mezzo conto corrente postale i seguenti importi:

L 8.531.000 - per n. 1 fabbricato ubicato nel Comune di Torino

L. 85.042.000 - per n. 1 fabbricato ubicato nel Comune di Roma

L. 1.967.000 -per n. 1 fabbricato ubicato nel Comune di Scorzè

Il Collegio prende atto che:

- in data 28 ottobre 1999, prot. 49033, la società ha presentato al Comune di Roma - Dipartimento U.O. Tributi - la comunicazione di acquisto dell'immobile sito in Roma Via Palmiano n. 101, avvenuta con atto Notaio Matilde Atlante Rep. 8593 del 2 agosto 1999 (atto di conferimento),
- in data 20 dicembre 1999 a mezzo raccomandata la società ha spedito al Comune di Scorzè - Ufficio Tributi - la comunicazione di acquisto dell'immobile sito in Scorzè Via A. Volta n. 32, avvenuta con atto Notaio Matilde Atlante Rep. 8593 del 2 agosto 1999 (atto di conferimento).

- in data 31 gennaio 2000 a mezzo raccomandata la società ha spedito al Comune di Torino - Ufficio Tributi - la comunicazione di acquisto dell'immobile sito in Torino Via Botticelli n. 139, avvenuta con atto Notaio Matilde Atlante Rep. 8593 del 2 agosto 1999 (atto di conferimento).

5. Controllo dei saldi bancari

La società intrattiene un rapporto di conto corrente bancario con la Banca Commerciale Italiana - c/c ordinario n. 4903141/01/67.

Il Collegio prende atto che l'estratto conto rilasciato dalla banca al 31 dicembre 1999 porta un saldo attivo di L. 84.815.915; la scheda contabile (AC4.11.02.001) in pari data porta un saldo attivo di L. 52.219.527. La società in merito ha provveduto alla riconciliazione tra il saldo contabile al 31 dicembre 1999 e quello riportato, alla stessa data, sull'estratto conto inviato dalla Banca.

6. Fondo spese

Presso la funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" viene gestito un fondo spese di L. 4.000.000, utilizzato per la copertura di piccole spese.

Alla data odierna il fondo è così composto:

- Valori numerari	L.	2.464.000
- Ricevute per spese effettuate	L.	1.536.000
- Totale	L.	4.000.000

Il Collegio rileva che tra le spese effettuate è ricompreso l'importo di L. 1.221.200 relativo a spese di taxi e di rappresentanza di tre dirigenti distaccati presso il Ministero dell'Industria; al riguardo il Collegio richiede all'Amministratore Delegato una esaustiva relazione in ordine all'imputabilità del costo alla società. In ogni caso osserva che il dirigente interessato è tenuto a indicare la circostanza in relazione alla quale ha sostenuto le spese di cui richiede il rimborso. Il Dott. De Francisci

rappresenterà tale richiesta all'Amministratore Delegato. Il Collegio si riserva di esaminare il problema dei distacchi di personale presso il Ministero dell'Industria.

7. Libri sociali e registri obbligatori

Per i seguenti libri il Collegio verifica la regolare tenuta ed annota gli estremi dell'aggiornamento alla data odierna.

Libri Sociali

- libro soci, aggiornato alla data del 12 novembre 1999, pagina 2;
- libro verbali assemblee, aggiornato alla data del 24 gennaio 2000, pagina n. 40;
- libro verbali consiglio di amministrazione, aggiornato alla data del 10 gennaio 2000, pagina n. 44;
- libro verbali collegio sindacale, aggiornato alla data del 14 settembre 1999, pagina n. 4.

Libri contabili

- libro giornale, aggiornato alla data del 30 dicembre 1999, pagina n. 523/1999, con un totale di L. 812.176.472.591;
- libro inventari, aggiornato con l'inventario iniziale, pagina n. 1. Il Collegio chiede che nel libro inventari vengano annotati i dati relativi al conferimento del ramo d'azienda da parte dell'ENEL-S.p.A.
- registro delle fatture emesse, aggiornato alla data del 31 dicembre 1999, pagina n. 7;
- registro delle fatture ricevute, aggiornato alla data del 31 dicembre 1999, pagina n. 39;
- registro dei corrispettivi, aggiornato alla data del 27 gennaio 2000, pagina n. 3;

- registro riepilogativo IVA, aggiornato alla data del 31 dicembre 1999, pagina n. 5.

Per quanto esaminato non risultano osservazioni da formulare.

La riunione termina alle ore 10,30.

Dott. Bruno DE LEO

Prof. Avv. Gustavo MINERVINI

Dott. Oreste PIEMONTESE

BILANCIO CONSUNTIVO

Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale - S.p.A.

STATO PATRIMONIALE

Lire

ATTIVO	Esigibili entro 12 mesi	Al 31 dicembre 1999 Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI			-
B) IMMOBILIZZAZIONI			
I. *Immateriali*			
1) Costi d'impianto e d'ampliamento		7.780.000	
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		138.722.667	
6) Immobilizzazioni in corso e acconti		317.445.786	
7) Altre		19.518.519	
			483.466.972
II. *Materiali*			
1) Terreni e fabbricati (65/1)		39.204.000.000	
2) Impianti e macchinario		51.792.767.269	
3) Attrezzature industriali e commerciali		375.873.498	
4) Altri beni		1.885.041.568	
5) Immobilizzazioni in corso e acconti		3.269.472.620	
			96.527.154.955
III. *Finanziarie*			
1) Partecipazioni in:			
a) imprese controllate (AV)		200.000.000	
c) altre imprese		3.300.000.000	
		3.500.000.000	
2) Crediti:			
d) verso altri	679.000.000	1.687.006.045	
		1.687.006.045	
			5.187.006.045
Totale Immobilizzazioni			**102.197.627.972**
C) ATTIVO CIRCOLANTE	Esigibili oltre 12 mesi		
I. *Rimanenze*			-
II. *Crediti*			
1) Verso clienti		45.624.942.402	
4) Verso impresa controllante		13.446.226.261	
5) Verso altri	540.000.000	2.082.618.982	
			61.153.787.645
IV. *Disponibilità liquide*			
1) Depositi bancari e postali		52.219.527	
3) Danaro e valori in cassa		13.469.916	
			65.689.443
Totale attivo circolante			61.219.477.088
D) RATEI E RISCONTI			
Ratei attivi		-	
Risconti attivi		18.940.000	18.940.000
Totale ratei e risconti			18.940.000
TOTALE ATTIVO			163.436.045.060

Lire

PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	Al 31 dicembre 1999		
	Esigibili oltre 12 mesi	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO			
I. *Capitale*			50.200.000.000
IV. *Riserva legale*		-	
VII. *Altre riserve:*			
Riserva da conferimento			707.235.052
IX. *Risultato d'esercizio 1999*			-
Totale			50.907.235.052
B) FONDI PER RISCHI ED ONERI			
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		1.094.355.106	
3) Altri		5.172.140.569	
Totale			6.266.495.675
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO			30.771.921.131
	Esigibili oltre 12 mesi		
D) DEBITI			
3) Debiti verso banche:			
- per finanziamenti a medio e lungo termine	25.000.000.000	25.000.000.000	
6) Debiti verso fornitori	3.949.490	17.244.954.083	
10) Debiti verso impresa controllante		14.624.824.406	
11) Debiti tributari		10.364.123.769	
12) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale.		3.299.723.528	
13) Altri debiti		4.630.354.916	
Totale debiti			75.163.980.702
E) RATEI E RISCONTI			
Ratei passivi		323.212.500	
Risconti passivi:			
- altri		3.200.000	
Totale ratei e risconti			326.412.500
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO			163.436.045.060
CONTI D'ORDINE			
Garanzie prestate			
Garanzie ricevute			981.266.000
Altri Conti d'ordine			67.733.976.985
Totale conti d'ordine			68.715.242.985

Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale - S.p.A.

CONTO ECONOMICO

Lire

	Al 31 dicembre 1999	
	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE		
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	63.105.483.123	
5) Altri ricavi e proventi	20.672.854	
Totale valore della produzione		63.126.155.977
B) COSTI DELLA PRODUZIONE		
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		147.808.307
7) Per servizi		19.312.080.891
8) Per godimento di beni di terzi		1.565.727.868
9) Per il personale:		
a) Salari e stipendi	22.693.944.318	
b) Oneri sociali	7.016.808.827	
c) Trattamento di fine rapporto	2.085.958.494	
d) Trattamento di quiescenza e simili	131.933.474	
e) Altri costi	1.028.113.302	
		32.956.758.415
10) Ammortamenti e svalutazioni:		
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	81.065.593	
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	3.499.950.633	
		3.581.016.226
14) Oneri diversi di gestione		269.505.656
Totale costi della produzione		57.832.897.363
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		5.293.258.614
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI		
16) Altri proventi finanziari:		
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:	20.119.996	
d) proventi diversi dai precedenti		
- da imprese controllante	15.551.169	
- altri	179.206.594	
		214.877.759
17) Interessi e altri oneri finanziari:		
- da imprese controllante	52.454.278	
- altri	323.228.798	
		-375.683.076
Totale Proventi e oneri finanziari		-160.805.317
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE		-
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		

CONTO ECONOMICO

Lire

	Al 31 dicembre 1999	
	Parziali	Totali
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI		
21) Oneri:		
- varie	2.524.189.793	
		2.524.189.793
Totale delle partite straordinarie		-2.524.189.793
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		2.608.263.504
22) Imposte sul reddito dell'esercizio		2.608.263.504
Risultato dell'esercizio		-

NOTA INTEGRATIVA

Nota integrativa

Struttura e contenuto del bilancio

L'esercizio chiuso al 31 dicembre 1999 ha rappresentato il primo periodo di attività della Società avviata il 2 agosto 1999 con il conferimento del ramo di azienda.

La struttura, la composizione, nonché la classificazione delle voci dello stato patrimoniale, del conto economico e della nota integrativa sono conformi a quanto previsto dal D. Lgs. 9 aprile 1991, n. 127.

Vengono inoltre fornite tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a dare una rappresentazione veritiera e corretta, anche se non richieste da specifiche disposizioni di legge.

Non sussistono situazioni per le quali si è reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma del Codice Civile.

Come meglio specificato nella relazione sulla gestione, la Società è stata costituita in data 27 aprile 1999 ed in data 2 agosto 1999 gli è stato conferito dall'Enel SpA, il ramo d'azienda necessario per le attività di competenza. Pertanto tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 1999 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze risultanti dalla situazione di conferimento che è stato effettuato a saldi chiusi; mentre le voci di conto economico, non sono confrontate con il corrispondente periodo dell'esercizio precedente, in quanto la società è stata costituita nell'esercizio corrente.

Si evidenzia che, allo scopo di facilitare la lettura dello Stato Patrimoniale e del Conto Economico, sono state eliminate le voci di bilancio precedute da numeri arabi il cui saldo risulta pari a zero.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico sono espresse in Lire milioni.

Principi contabili

Per la redazione del bilancio dell'esercizio 31 dicembre 1999 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Cod. Civ. i più significativi dei quali sono qui di seguito illustrati.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo e riflettono il residuo da ammortizzare delle spese ad utilità pluriennale.

L'ammortamento viene calcolato sistematicamente a quote costanti ed è determinato in base alla prevista utilità economica.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al costo di acquisizione o di produzione, inclusivo anche dei costi accessori direttamente imputabili.

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.

Dal valore delle immobilizzazioni materiali sono esclusi i costi sostenuti per il mantenimento o per il ripristino dello stato di efficienza e del buon funzionamento degli impianti; tali costi, in quanto non modificativi della consistenza o della potenzialità degli stessi impianti, vengono posti a carico dell'esercizio nel corso del quale si svolgono i relativi interventi.

Le immobilizzazioni in oggetto sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio a quote costanti sulla base delle aliquote economico-tecniche determinate in relazione alla residua possibilità di utilizzo dei beni, sulla base di uno specifico studio elaborato dalla Capogruppo Enel SpA.

	Aliquote economico-tecniche
Fabbricati	2,5%
Impianti di controllo	9,8%
Impianti di trasmissione	20,0%
Attrezzature industriali e commerciali	10,0%
Macchine d'ufficio	19,6%
Stazioni di lavoro	20%

Le suddette aliquote sono applicate in misura dimezzata sugli incrementi patrimoniali dell'esercizio.

Come consentito dalla normativa sul bilancio ed esclusivamente in applicazione di norme tributarie, sono inoltre stanziati ulteriori ammortamenti fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie.

Immobilizzazioni finanziarie

Le "partecipazioni in imprese controllate, imprese collegate ed altre imprese" sono iscritte al costo di acquisto (valore di conferimento) o di sottoscrizione, eventualmente ridotto in presenza di perdite durevoli di valore.

Crediti

Sono iscritti al valore di presumibile realizzazione e classificati fra le "Immobilizzazioni finanziarie" e "Attivo circolante" in relazione alla loro natura e destinazione.

I crediti comprendono inoltre le attività per imposte anticipate, limitatamente a quelle per le quali sussiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

Ratei e risconti

Sono determinati in funzione del principio della competenza temporale.

Fondi per rischi e oneri

Per trattamento di quiescenza ed obblighi simili

Accoglie 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.

Altri fondi per rischi ed oneri

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.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

E' 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.

Debiti

Sono iscritti al valore nominale.

Ricavi

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.

STATO PATRIMONIALE

COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DELL'ATTIVO

IMMOBILIZZAZIONI – Lire 102.198 milioni

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, sono stati predisposti appositi prospetti che indicano per ciascuna voce: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (acquisizioni, riclassifiche) e il saldo finale, come previsto dall'art. 2427, 2° comma.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI – Lire 484 milioni

I movimenti intervenuti nel corso dell'esercizio nonché la composizione delle voci sono qui di seguito riportate:

Lire milioni	Costi di impianto	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale generale
Saldo di conferimento	-	-	**318**	**29**	**347**
Movimenti del periodo					
1. Acquisizioni dell'esercizio	10	208			218
2. Ammortamenti	(2)	(69)		(10)	(81)
Saldo movimenti del periodo	**8**	**139**	**318**	**19**	**484**
Situazione al 31.12 .1999	**8**	**139**	**318**	**19**	**484**

I *costi di impianto* di Lire 8 milioni riguardano le spese sostenute per la costituzione della società e sono ammortizzati in cinque esercizi.

La voce *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno* per Lire 139 milioni include costi per acquisizione di sistemi di software applicativo per la gestione di archivi documentali e progettazione tecnica e sono ammortizzati in tre anni .

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di Lire 318 milioni riguardano le spese capitalizzate relative all'implementazione di due progetti per la gestione amministrativa e per la gestione dei contratti nazionali, che non hanno subito variazioni rispetto ai valori conferiti.

La *altre immobilizzazioni immateriali* di Lire 19 milioni riguardano le spese per lo sviluppo di software applicativo, ammortizzato in tre anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI – Lire 96.527 milioni

Le immobilizzazioni materiali ammontano a Lire 96.527 milioni. La consistenza e la movimentazione per singola categoria sono evidenziate nel prospetto di seguito riportato:

Lire milioni	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso ed acconti	Totale
1. Saldo di conferimento	**39.600**	**43.550**	**336**	**1.188**	**9.609**	**94.283**
Movimenti del periodo						
2. Investimenti	-	1.705	53	831	3.155	5.744
3. Passaggi in esercizio	-	9.494	-	-	(9.494)	-
4. Ammortamenti	(396)	(2.957)	(13)	(134)	-	(3.500)
5. Saldo movimenti dell'esercizio al 31.12.1999	**(396)**	**8.242**	**40**	**697**	**(6.339)**	**(2.244)**
6. Valore lordo	39.600	54.749	389	2.019	3.270	100.027
7. Fondo ammortamento	(396)	(2.957)	(13)	(134)	-	(3.500)
8. Saldo al 31.12.1999	**39.204**	**51.792**	**376**	**1.885**	**3.270**	**96.527**

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 1999, sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti; inoltre, sono state stanziate ulteriori quote fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie per Lire 274 milioni.

Allo scopo di evidenziare le interferenze derivanti dall'applicazione della normativa tributaria, qualora gli ammortamenti fossero stati stanziati sulla scorta delle sole aliquote economico-tecniche, il patrimonio netto e l'utile dell'esercizio sarebbero superiori di circa Lire 161 milioni al netto dell'effetto fiscale teorico previsto.

Al 31 dicembre 1999, il Fondo ammortamento nel suo complesso rappresenta il 3,6% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE – Lire 5.187 milioni

Partecipazioni – Lire 3.500.milioni

In imprese controllate – Lire 200 milioni

Ai sensi e per gli effetti dell'art.4, comma 1, del D.Lgs 16 marzo 1999 n. 79 il Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA ha costituito, in data 12 novembre 1999, la società per azioni "Acquirente Unico SpA" con capitale sociale di Lire 200 milioni interamente sottoscritto dal Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa.

La società ha per oggetto la stipula e la gestione di contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, nonché di parità del trattamento, anche tariffario.

In altre imprese – Lire 3.300 milioni

E' costituita dalla partecipazione nella società CESI SpA pari al 10% del capitale, il cui pacchetto di maggioranza è posseduto dall'ENEL Spa.

La società opera nella realizzazione e gestione di laboratori ed impianti per prove, collaudi, studi e ricerche sperimentali interessanti l'elettrotecnica in generale ed il progresso tecnico e scientifico.

Si evidenzia che il valore di iscrizione a bilancio è rimasto invariato rispetto a quello determinato dalla perizia giurata di stima effettuata in base all'art 2343 Cod.Civ in sede di conferimento del ramo aziendale, non esistendo al momento condizioni durevoli per eventuali rettifiche.

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1 punto 5 c.c. si evidenzia:

Lire

Partecipazione	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.99	Patrimonio netto al 31.12.99	Utile d'esercizio (Perdita) al 31.12.99	Quota % possesso	Valore attribuito
a. Imprese controllate						
Acquirente Unico S.p.A.	Roma	200.000.000	187	(13)	100%	200.000.000
b. Altre imprese						
CESI S.p.A. (*)	Milano	16.000.000.000	n.d.	n.d.	10%	3.300.000.000

(*) I valori relativi al patrimonio netto e al risultato di esercizio della società CESI SpA non sono indicati in quanto, al momento, il bilancio della partecipata non è stato ancora approvato.

Con riferimento all'unica partecipazione di controllo, nella società Acquirente Unico SpA, non si procede alla redazione del bilancio consolidato di gruppo stante la inattività della controllata nell'anno 1999 e di conseguenza l' irrilevanza della sua eventuale inclusione nell'ambito del bilancio consolidato (art. 28 , comma 2° lett. A) D.Lgs 9 aprile 1991 n. 127).

Non si procede alla svalutazione della partecipazione nella controllata non esistendo al momento condizioni durevoli per eventuali rettifiche .

Crediti verso altri – Lire 1.687 milioni

La voce è costituita prevalentemente dai "prestiti ai dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari. Rispetto al valore di conferimento (Lire 1.215 milioni) si è verificato un incremento di Lire 472 milioni.

ATTIVO CIRCOLANTE – Lire 61.219 milioni

CREDITI – Lire 61.154 milioni

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Crediti verso Clienti – Lire 45.625 milioni

Tale voce si riferisce per Lire 45.114 milioni a crediti verso la società Enel Distribuzione SpA per prestazione del servizio di trasmissione e dispacciamento, di cui Lire 19.199 milioni per fatture ancora da emettere. L'importo residuo per Lire 511 milioni si riferisce principalmente a prestazioni di servizio effettuate nei confronti della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

I suddetti crediti non presentano importi esigibili oltre l'esercizio successivo.

Crediti verso impresa controllante – Lire 13.446 milioni

Si riferiscono al "Credito per rapporto di conto corrente" per Lire 13.440 milioni che, viene regolato ad un tasso di interesse in linea con le condizioni di mercato e per Lire 6 milioni a prestazioni diverse.

Crediti verso altri – Lire 2.083 milioni

La composizione del saldo al 31 dicembre 1999 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori di conferimento sono qui di seguito indicati:

Lire milioni.	Saldo di Conferimento	Valore al 31.12.1999	Variazione
Partite da regolare con fornitori	-	901	+901
Crediti per imposte anticipate	-	920	+920
Crediti vs Erario per imposte	-	48	+48
Crediti vs Istituti previdenziali e assicurativi	124	28	-96
Prestiti e anticipi ai dipendenti	68	27	-41
Partite diverse	-	159	+159
	-		
Totale	**192**	**2.083**	**+1.891**

L'importo di Lire 901 milioni rappresenta rapporti con fornitori per i quali si è in attesa di note di credito.

I crediti per imposte anticipate per Lire 920 milioni accolgono le imposte anticipate calcolate su componenti di reddito a deducibilità differita.

Le partite diverse riguardano principalmente partite da definire relative al personale.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE – Lire 65 milioni

Il saldo a fine esercizio è composto da depositi bancari per Lire 52 milioni, che accolgono le normali giacenze liquide connesse alla gestione operativa e per Lire 13 milioni denaro in cassa.

Il valore conferito di Lire 30.000 milioni è stato acquisito e versato sul conto corrente intersocietario in essere presso la Capogruppo Enel SpA. Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

RATEI E RISCONTI ATTIVI – Lire 19 milioni

La voce evidenzia la quota di competenza del successivo esercizio dell'attività di servizio di "*in housing*" effettuata da parte dell'Enel SpA.

A tale titolo sono stai conferiti risconti attivi per Lire 1.418 milioni.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei crediti e dei ratei e risconti attivi in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Lire milioni	Entro l'anno Successivo	Dal 2° al 5° anno Successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle Immobilizzazioni Finanziarie				
Crediti verso altri	191	679	817	1.687
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	**191**	**679**	**817**	**1.687**
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	45.625	-	-	45.625
Crediti verso controllante	13.446	-	-	13.446
Crediti verso altri	1.543	540	-	2.083
Totale crediti del circolante	**60.614**	**540**	**-**	**61.154**
Ratei e risconti attivi	**19**	**-**	**-**	**19**
TOTALE	**60.824**	**1.219**	**817**	**62.860**

COMMENTI ALLE PRINCIPALI VOCI DEL PASSIVO

Patrimonio Netto – Lire 50.907 milioni

Lire milioni	Capitale sociale	Riserva Legale	Altre Riserve	Risultato del periodo	Totale
Costituzione	200	-	-	-	200
Aumento del capitale sociale	50.000	-	-	-	50.000
Riserva da conferimento	-	-	707	-	707
Risultato dell'esercizio	-	-	-	-	-
Al 31.12.1999	**50.200**	-	**707**	-	**50.907**

Capitale sociale – Lire 50.200 milioni

Il capitale sociale è rappresentato da n. 50.200.000 azioni da nominali L. 1.000 ciascuna interamente sottoscritte da Enel SpA per complessive L. 50.200.000.000

La delibera assembleare del 16 Luglio 1999 omologata dal Tribunale di Roma in data 13 ottobre 1999 ha approvato l'aumento del capitale sociale per Lire 50 000 milioni avvenuto con conferimento di ramo aziendale da parte dell'Enel SpA come disposto dal art.3, comma 4 del Decreto Bersani.

Altre riserve– Lire 707 milioni

Nella voce *"Riserva da conferimento"* è riportato l'importo di Lire 707 milioni relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel SpA a seguito dell'atto di conferimento del 2 agosto 1999, rispetto a quello di Lire 50.000 milioni sottoscritto dalla conferente in sede di aumento di capitale sociale.

Le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di impianto e di ampliamento e dei costi di ricerca e di sviluppo come previsto dall'art. 2426, comma 1°, n. 5 Cod.Civ..

FONDO PER RISCHI ED ONERI – Lire 6.266 milioni

Il dettaglio dei fondi qui ricompresi è :

Lire milioni	Valore di conferimento	Accantonamenti	Utilizzi	Altre Variaz.	Valore al 31.12.1999
Fondi per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.482	131	519		1.094
Altri:					
- fondo vertenze e contenzioso	74		23		51
- fondo oneri per incentivi all'esodo		2.500	1.154	3.775	5.121
Totale	74	2.500	1.177	3.775	5.172
Totale fondi per rischi e oneri	**1.556**	**2.631**	**1.696**	**3.775**	**6.266**

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili - Lire 1.094 milioni

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso relativa al personale in servizio che ha maturato il diritto ai sensi dei contratti collettivi di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Altri Fondi –Lire 5.172 milioni

- Fondo vertenze e contenzioso – Lire 51 milioni

Il fondo è destinato a coprire le potenziali passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso connesse a rapporti di lavoro, 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 è ragionevolmente quantificabile. Per queste ultime si rinvia al paragrafo "Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale". 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 in capo alla società conferente.

- Fondo oneri per incentivi all'esodo – Lire 5.121 milioni

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.

La quota di accantonamento di Lire 2.500 milioni è rilevata in conto economico fra gli oneri straordinari.

La voce altre variazioni accoglie la riclassifica dell'importo rilevato dalla conferente nella voce altri debiti verso il personale.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO – Lire 30.772 milioni

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 1999 è così rappresentata:

Lire milioni	
Saldo conferimento	43.103
Accantonamenti	2.086
Utilizzi per erogazioni e altri movimenti	14.417
Totale	**30.772**

Si segnala che gli utilizzi sono per circa Lire 13.400 milioni dovuti alla sottoscrizione da parte dei dipendenti di azioni emesse dalla Capogruppo.

DEBITI – Lire 75.164 milioni

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio inserito a completamento del commento del passivo.

Debiti verso banche – Lire 25.000 milioni

La voce si riferisce al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato dalla banca CREDIOP SPA conferitoci dalla Capogruppo.

Debiti verso fornitori – Lire 17.245 milioni

Accolgono principalmente debiti verso altre imprese del Gruppo Enel SpA per fatture già ricevute (Lire 10.408 milioni) e debiti da parte di altri fornitori per acquisto di beni e prestazioni di servizi (Lire 6.837 milioni). Si rileva che in sede di conferimento sono stati trasferiti debiti per Lire 2.418 milioni.

Debiti verso controllante– Lire 14.625 milioni

I debiti verso la controllante riguardano debiti verso strutture di servizio tecnico gestionali della capogruppo ENEL SpA per acquisti e prestazioni di servizi e più precisamente:

Lire milioni

Descrizione	Valore al 31.12.1999
Debiti per fatture da ricevere	3.415
Debiti per fatture ricevute	11.210
Totale	**14.625**

Debiti tributari – Lire 10.364 milioni

Accolgono il debito per IVA per Lire 4.629 milioni, il debito verso l'Erario a titolo di sostituto di imposta per Lire 2.205 milioni per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e imposte di competenza dell'esercizio per Lire 3.530 milioni.

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Lire 3.300 milioni

Trattasi di debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico della Società gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente.

La composizione della voce è la seguente:

Lire milioni

Descrizione	Valore di conferimento	Valore al 31.12.1999
Debiti vs fondo previdenza elettrici	-	1.961
Debiti vs INPS	-	406
Debiti vs INPDAI	-	284
Debiti vs FONDENEL	-	81
Debiti diversi	454	568
Totale	**454**	**3.300**

Per quanto riguarda il debito verso Fondenel, esso deriva dall'adeguamento alle nuove discipline legislative che in materia di previdenza complementare hanno trasformato la forma pensionistica interna in un fondo pensione esterno di natura associativa.

Altri debiti – Lire 4.630 milioni

Gli altri debiti riguardano essenzialmente debiti verso il personale dipendente per Lire 4.279 milioni per il controvalore delle ferie e festività abolite non godute e altre competenze da corrispondere. Per tale voce sono stati conferiti importi per Lire 1.380 milioni.

RATEI E RISCONTI PASSIVI – Lire 326 milioni

Lire milioni	Valore di conferimento	Valore al 31.12.1999
Ratei passivi :		
13^ mensilità e relativi oneri	1.796	-
Altri ratei	582	-
Interessi passivi su finanziamento	-	323
Altri risconti passivi	-	3
Totale	**2.378**	**326**

I ratei passivi essenzialmente rilevano la quota di interessi sul mutuo contratto con CREDIOP di competenza dell'esercizio.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti e dei ratei passivi in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Lire milioni	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche per finanziamenti a medio e lungo termine	-	-	25.000	25.000
Totale debiti finanziari	**-**	**-**	**25.000**	**25.000**
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	17.242	-	3	17.245
Debiti verso imprese controllante	14.625	-	-	14.625
Debiti tributari	10.364	-	-	10.364
Debiti verso Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	3.300	-	-	3.300
Altri debiti	4.630	-	-	4.630
Totale altri debiti	**50.161**	**-**	**3**	**50.164**
Ratei passivi	**326**	**-**	**-**	**326**
TOTALE	**50.487**		**25.003**	**75.490**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE – Lire 68.715 milioni

I conti d'ordine accolgono gli ammontari del valore delle fidejussioni, degli impegni e rischi e altre partite di memoria come di seguito evidenziato:

Lire milioni	Valore al 31.12.1999
Garanzie ricevute:	
- Fidejussioni ricevute per conto di altre imprese e di terzi	981
Altri conti d'ordine:	
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	67.734
TOTALE	**68.715**

Impegni e rischi non risultanti dallo Stato Patrimoniale

In relazione all'assunzione di eventuali oneri futuri in materia di campi elettromagnetici, si sottolinea l'assoluta indeterminabilità degli stessi in considerazione di una completa rivisitazione del quadro normativo di riferimento da parte del Parlamento e del Governo mediante i seguenti atti:

- Disegno Legge A.S. n. 4273;
- Schema di DPCM relativo ai limiti di esposizione.

Qualora nei presenti atti normativi verrà confermata l'impostazione già esplicitata dal MICA nelle Direttive del 21 gennaio 2000, il Gestore dovrà farsi carico della deliberazione dei piani di risanamento degli elettrodotti così come individuati necessari dai proprietari delle reti e della successiva verifica delle opere approntate dai soggetti proprietari.

E' interesse specifico del Gestore, in relazione ai riflessi relativi alla sicurezza, all'affidabilità e all'efficienza della rete, intervenire nei giudizi promossi dai cittadini avverso l'ENEL S.p.A. in cui si discute in merito alle modalità di esercizio degli elettrodotti.

Sulla base di tali considerazioni, il Gestore ha ritenuto opportuno intervenire, sottolineando le proprie funzioni e le responsabilità tecniche affidategli dal Decreto Bersani, in alcuni giudizi relativi a richieste di disattivazione, di riduzione del carico di energia elettrica ovvero di spostamenti di elettrodotti ad alta tensione, instaurati con ricorso ex art. 700 avverso l'ENEL S.p.A..

L'esame di tali vertenze fa ritenere in linea generale remoti eventuali esiti negativi e non sussistono giudizi sfavorevoli definiti con sentenze passate in giudicato, per cui non si è ritenuto di dover effettuare accantonamenti in bilancio.

Con riferimento invece a tale contenzioso non è possibile, allo stato, quantificare gli oneri economici che il Gestore dovrà assumersi in caso di disattivazione o riduzione del carico di un elettrodotto, né si è in possesso di una mappatura delle situazioni "a rischio" sul territorio nazionale.

Per ciò che attiene, invece, una eventuale copertura assicurativa, considerata l'incertezza della materia, non è ravvisabile un criterio di quantificazione del valore delle conseguenze derivanti dal contenzioso le quali dovrebbero soppesare valore economico e quantificazione numerica dei danni alla persona, nonché valutare una difficile distinzione di responsabilità tra Gestore e Proprietari.

CONTO ECONOMICO

VALORE DELLA PRODUZIONE – Lire 63.126 milioni

Comprende le seguenti voci:

Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Lire 63.105 milioni

Si riferiscono alla remunerazione dell'attività di trasmissione e di dispacciamento per Lire 62.548 milioni, alla quota di competenza per l'attività di vettoriamento svolta per Lire 56 milioni ed il residuo a prestazioni effettuate nei confronti della Cassa Conguaglio.

Altri ricavi e proventi – Lire 21 milioni

Si riferiscono a sopravvenienze attive legate alla definizione di contenzioso con il personale per il quale erano stati conferiti dei fondi.

COSTI DELLA PRODUZIONE – Lire 57.833 milioni

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Lire 148 milioni

Si riferiscono ad acquisti di materiali e apparecchi vari necessari per lo svolgimento dell'attività operativa (in particolare forniture di cancelleria e stampati).

Per servizi - Lire 19.312 milioni

La voce comprende le seguenti principali tipologie di costi:

Lire milioni

Descrizione	1999
Trasmissione dati	7.753
Studi e ricerche	5.237
Assistenza sistemistica	1.793
Spese telefoniche	1.146
Vigilanza	1.072
Acqua, luce e riscaldamenti	935
Manutenzioni e riparazioni	585
Altre	791
Totale	**19.312**

Per godimento beni di terzi – Lire 1.566 milioni

La voce è riferita ai costi sostenuti per la locazione di fabbricati ed ai canoni di noleggio.

Per il personale – Lire 32.957 milioni

Si riporta, nel prospetto seguente la consistenza dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 1999:

Numero	Consistenza al 31.12.1999
Dirigenti	39
Quadri	175
Impiegati	426
Operai	4
Totale	**644**

Si rileva che del personale esistente al 31 dicembre 1999, 14 unità hanno lasciato la società il 1° gennaio 2000. Considerato il limitato periodo di attività della società la consistenza media è in linea con i valori puntuali al 31.12.1999.

Ammortamenti e svalutazioni – Lire 3.581 milioni

Le quote di ammortamento di competenza calcolate come precedentemente descritto sono portate a diretta rettifica sia delle immobilizzazioni materiali che di quelle immateriali.

Non sono state operate svalutazioni delle immobilizzazioni per perdita durevole di valore.

Oneri diversi di gestione – Lire 269 milioni

Gli oneri diversi di gestione riguardano essenzialmente costi per imposte comunali, quote associative, acquisti di libri e giornali.

La voce comprende anche gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda del Collegio Sindacale ammontanti a Lire 90.028.428. Non sono stati erogati compensi agli Amministratori.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – Lire (161) milioni

Altri proventi finanziari – Lire 215 milioni

Il dettaglio è il seguente:

Lire milioni

Descrizione	1999
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	179
Interessi attivi su conto corrente con la controllante	16
Altri proventi finanziari	20
Totale	215

Interessi e altri oneri finanziari – Lire 376 milioni

La voce è così composta:

Lire milioni

Descrizione	1999
Interessi passivi su mutui	323
Interessi passivi su conto corrente con la controllante	53
Totale	376

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI –Lire 2.524 milioni

Gli oneri straordinari includono essenzialmente i costi per incentivi all'esodo personale dipendenti a seguito di interventi di riorganizzazione.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO –Lire 2.608 milioni

Lire milioni

Descrizione	1999
Imposte correnti:	
- Irpeg	1.924
- Irap	1.605
Imposte anticipate differite attive	(921)
Totale dovute all'accantonamento di 2500 milioni	2.608

dovuto all'esodo incentivato

GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(G.R.T.N. S.p.A.)

BILANCIO D'ESERCIZIO 2000

Indice

5 La società
7 Organi societari
9 Poteri degli organi societari
11 Struttura organizzativa

13 Assemblea
15 Convocazione dell'Assemblea
17 Lettera all'Azionista

21 Relazione sulla gestione
23 Premessa
24 Quadro macroeconomico di riferimento e sintesi dei risultati
27 Quadro normativo di riferimento
30 Principali attività svolte nel corso dell'esercizio
35 Risorse umane
36 Investimenti
37 Attività di ricerca e sviluppo
37 Andamento delle società controllate
38 Risultati economico-finanziari
43 Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio e prevedibile evoluzione della gestione

49 Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2000 Stato patrimoniale e Conto economico

54 Nota integrativa

57 Sezione I
58 Struttura e contenuto del bilancio
59 Criteri di valutazione

63 Sezione II
64 Stato patrimoniale
64 ◦ Attivo
71 ◦ Passivo
78 Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale
80 Conto economico

85 Stato patrimoniale e Conto economico in Euro

91 Relazione del Collegio Sindacale

97 Relazione della Società di revisione

101 Allegati
102 Bilancio esercizio 2000 Acquirente unico SpA
110 Bilancio esercizio 2000 Gestore del mercato elettrico SpA

LA SOCIETÀ

Organi societari

Consiglio di Amministrazione

	
Presidente	Dott. Ing. Salvatore Machì
	
Vice Presidente	Avv. Matelda Grassi
	
Amministratore Delegato	Dott. Pier Luigi Parcu
	
Consiglieri	Ing. Tullio Maria Fanelli
	
	Dott. Augusto Zodda

Collegio Sindacale

Presidente	Dott. Francesco Massicci
Sindaci effettivi	Dott. Giampietro Brunello Prof. Andrea Eugenio Settimo Paci
Sindaci supplenti	Dott. Umberto Aprea Dott. Francesco Bilotti
Segretario del Consiglio	Dott. Luigi De Francisci

Corte dei Conti

Magistrato Delegato	Dott. Rosario Elio Baldanza

Società di revisione	PricewaterhouseCoopers SpA

Poteri degli organi societari

Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito per statuto dei più ampi poteri per l'amministrazione ordinaria e straordinaria della Società e, in particolare, ha facoltà di compiere tutti gli atti che ritenga opportuni per l'attuazione ed il raggiungimento dell'oggetto sociale, esclusi soltanto gli atti che la legge e lo statuto riservano all'Assemblea degli Azionisti.

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso.

Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Vice Presidente, in caso di assenza o impedimento del Presidente, ha per statuto la rappresentanza legale della Società e la firma sociale. La firma del Vice Presidente fa fede di fronte ai terzi dell'assenza o dell'impedimento del Presidente.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato, oltre ad avere anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, è investito, in base a deliberazione consiliare dell'8 marzo 2000, di tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Struttura organizzativa

Direzione Strategie di Gruppo	Sebastiano Basso
Direzione Legale e Segreteria Societaria	Luigi De Francisci
Direzione Rapporti Istituzionali	Stefano Conti
Direzione Amministrazione, Finanza e Controllo	Luigi Giovannelli
Direzione Personale, Organizzazione e Servizi	Fulvio Rossi
Direzione Audit	Antonio Tomassi
Direzione Pianificazione e Sviluppo del Sistema Elettrico	Gerardo Montanino
Direzione Commerciale	Mauro Valeriani
Direzione Dispacciamento	Antonio Serrani
Direzione Ingegneria dei Sistemi	Carlo Sabelli
Direzione Sistemi Informatici	Gaetano Brusati

ASSEMBLEA

Convocazione dell'Assemblea

Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA
R.E.A. di Roma n. 918934
Codice fiscale e Partita IVA 05754381001

L'Assemblea degli azionisti è convocata presso la sede della Società in Roma, viale Maresciallo Pilsudski n. 92, in prima convocazione il giorno 27 giugno 2001 alle ore 10 ed, occorrendo, in seconda convocazione il giorno 28 giugno 2001, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

ordine del giorno

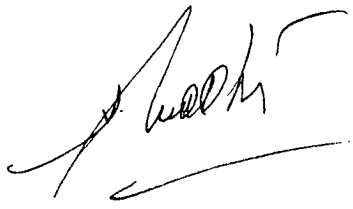
parte ordinaria

1. Bilancio dell'esercizio 2000, relazioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio sindacale e conseguenti deliberazioni;
2. Eventuali varie.

parte straordinaria

1. Aumento di capitale gratuito, ai sensi dell'articolo 2442 del Codice civile e deliberazioni conseguenti;
2. Raggruppamento dei titoli azionari e deliberazioni conseguenti;
3. Conversione del capitale sociale in Euro e modifica dell'art. 5 dello statuto sociale.

Il presidente del Consiglio di Amministrazione
dott. ing. Salvatore Machì



Lettera all'Azionista

Signori,
nel 1999, l'Italia ha avviato il percorso di liberalizzazione del mercato dell'energia secondo le linee tracciate dalla Commissione europea. Il decreto n. 79/99, oltre ad eliminare i diritti esclusivi in alcune aree del mercato ed aprire tali aree alla concorrenza (liberalizzazione), ha costruito l'impalcatura delle condizioni per la realizzazione e l'affermazione del mercato concorrenziale dell'energia (regolamentazione). Di tale impalcatura fanno parte i soggetti economico-istituzionali del nuovo panorama del mercato elettrico nazionale. La legge ha in tal senso istituito: l'operatore indipendente di sistema, il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), incaricato della gestione della trasmissione di energia elettrica dagli impianti di generazione alle società di distribuzione del servizio ai consumatori nonché della garanzia della sicurezza del sistema elettrico a livello nazionale; il Gestore del mercato elettrico (GME), incaricato dell'allocazione di energia elettrica al mercato; l'Acquirente unico (AU), incaricato di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati a condizioni non discriminatorie. Soggetti dotati di specifici obiettivi istituzionali e che operano quindi autonomamente nella propria sfera di competenza, la cui costituzione e il cui controllo sono stati affidati al GRTN anche al fine di ridurre i costi organizzativi del cambiamento.

Il 2000 è l'anno che segna la nascita dei nuovi soggetti economico-istituzionali. È innanzitutto l'anno di avvio del funzionamento del Gestore della rete in qualità di SpA.
Nel marzo 2000 è stato rinnovato il Consiglio di Amministrazione del Gestore della rete e il 1° aprile segna l'avvio del funzionamento della società come SpA controllata dal Ministero del Tesoro d'intesa con il Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato. La società pertanto si trasforma da ramo d'azienda dell'Enel, dopo il primo passaggio che vede il conferimento dei beni e del capitale relativo alle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale precedentemente svolte dall'ex monopolista integrato, a società pubblica autonoma ed indipendente che opera in regime di concessione esclusiva sul mercato nazionale della trasmissione di energia. La gestione della trasmissione di energia elettrica viene esercitata dal GRTN usufruendo di infrastrutture di terzi avendo il legislatore italiano optato, almeno nella fase iniziale della riforma, per un modello strutturale del mercato della trasmissione che vede la separazione della proprietà dell'asset di rete dalla gestione dell'esercizio, manutenzione e sviluppo della rete stessa.
Sempre nel 2000 si è completata la costituzione dei rispettivi Consigli di Amministrazione dell'AU e del GME e sono state messe a punto le basi per l'organizzazione delle relazioni tra GRTN e società controllate salvaguardando le rispettive autonomie funzionali, sempre in un'ottica di minimizzazione dei costi complessivi del gruppo societario nell'attuazione della riforma.

La costruzione di un mercato europeo dell'energia elettrica aperto alla concorrenza rappresenta un cambiamento rivoluzionario di cui i percorsi di liberalizzazione dei singoli mercati nazionali costituiscono presupposti fondamentali. Le trasformazioni e le tappe del cambiamento del settore elettrico italiano verso l'affermazione di benefici concorrenziali nel lungo periodo sono complesse e numerose. I risultati di questo percorso non sono prevedibili a priori e le soluzio-

ni possibili spesso nascono e migliorano attraverso le azioni di volta in volta messe in atto. La volontà di azione e la non interruzione del percorso intrapreso sono e saranno, quindi, condizioni essenziali per la realizzazione degli obiettivi della liberalizzazione. L'anno 2000 ha visto il Gestore fortemente impegnato nell'attuazione del cambiamento e gli sforzi in questa direzione sono stati numerosi.
Innanzitutto il Gestore ha svolto con impegno ed efficacia le attività di esercizio legate alla propria missione istituzionale. La trasmissione e il dispacciamento di energia elettrica, sebbene in una fase delicata di trasformazione, non hanno fatto registrare incidenti o discontinuità nella fornitura dei servizi sul territorio nazionale e la corretta gestione di tali attività ha garantito la sicurezza del sistema elettrico nazionale durante l'intero arco temporale. Oltre al profilo operativo, durante tutto l'anno sono proseguite le attività per la messa a punto delle condizioni e delle specifiche tecniche per la connessione e per l'utilizzazione della rete al fine di garantire condizioni eque di accesso alla rete da parte di terzi così come previsto dalla normativa di liberalizzazione.

Nell'esercizio del ruolo di operatore indipendente di sistema il Gestore della rete ha proseguito la propria attività finalizzata alla gestione delle relazioni con i soggetti terzi sul mercato attraverso la realizzazione di contratti di vettoriamento per la fornitura sul mercato libero e l'organizzazione delle relazioni con i distributori per la fornitura sul mercato vincolato.
Azioni nuove sono derivate dal processo di liberalizzazione e, in particolare, dalla necessità di garantire al mercato libero condizioni competitive per l'approvvigionamento di energia. Nel corso dell'anno il Gestore della rete ha pertanto determinato la capacità di trasporto di energia elettrica sulle linee di interconnessione della rete nazionale con le reti di gestori esteri al fine di verificare i vincoli fisici all'importazione di energia dall'estero per gli anni 2000 e 2001. In una fase successiva il Gestore ha provveduto a svolgere le procedure concorsuali per l'allocazione dell'energia disponibile per il mercato libero. Per consentire una maggiore efficienza nell'utilizzo dell'energia disponibile dall'estero, inoltre, il Gestore ha assegnato su base mensile, ai titolari di contratti di vettoriamento e per esigenze di riconciliazione, energia elettrica acquistata spot sul mercato europeo.

A fine 2000, un decreto del Ministero dell'Industria trasferiva – come previsto dalla riforma – al Gestore della rete la titolarità dei contratti per la disponibilità di energia generata da impianti c.d. CIP 6. Nell'arco di poco più di un mese tale energia veniva allocata sul mercato libero dal Gestore della rete.
Alle attività di esercizio si aggiungono le attività di pianificazione degli interventi di manutenzione, razionalizzazione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Nel corso del 2000 è stato predisposto pertanto il "Piano triennale di sviluppo" che tiene conto di diversi fattori tra i quali: la necessità di maggiori investimenti non solo di modernizzazione ma anche di potenziamento della rete nazionale e della rete di interconnessione con l'estero al fine di migliorare la capacità di trasporto di energia elettrica; la risposta alle numerose richieste di connessione di nuovi impianti di generazione alla rete di trasmissione da parte degli operatori sul mercato; l'opportunità di migliorare qualitativamente la rete di trasmissione tenendo conto dei problemi legati alla tutela dell'ambiente.

Tutto ciò è stato possibile grazie al lavoro e alla passione degli uomini e delle donne che compongono il Gestore della rete e che svolgono la propria attività sia nella sede centrale sia sul territorio nelle otto sedi decentrate. L'affermazione della nuova entità GRTN costituisce un impegno e una sfida per la società. Nel 2000 sono pertanto state messe a punto numerose iniziative a tal fine rivolte sia all'esterno (comunicazione e trasparenza sulle attività attraverso informazioni diffuse sul sito Internet, organizzazione di seminari e di incontri aperti al pubblico, elaborazione e diffusione del Rapporto annuale sulle attività svolte), sia all'interno con l'avvio di programmi di formazione del personale e la spinta ad una maggiore interazione e collaborazione tra persone e uffici.

Sotto il profilo economico-finanziario, la situazione della società e del gruppo risente della delicata situazione di avvio del percorso di trasformazione del settore elettrico. Le società controllate fino alla piena operatività non avranno ricavi propri. La fonte principale di ricavi del Gestore deriva dai corrispettivi derivanti dall'accesso e dall'uso della rete di trasmissione nazionale da parte degli operatori sul mercato. Hanno contribuito al positivo risultato dell'esercizio anche le vendite di energia acquistata spot sul mercato europeo per fini di riconciliazione.
Nel corso dell'anno il Consiglio di Amministrazione ha segnalato all'azionista l'esigenza di una maggiore capitalizzazione della società e delle controllate in rapporto ai compiti sempre più ampi e complessi a cui è chiamato il gruppo GRTN. L'esercizio 2000 si conclude comunque con un utile di bilancio di 44,5 miliardi di lire che, portato a riserva, aumenta i mezzi propri della società.

Il 2001 si apre all'insegna di nuovi impegni e sforzi per proseguire nel cammino intrapreso ed è necessario, in tal senso, un continuo coordinamento tra le esigenze dell'azionista e le azioni di gestione della società nell'ottica dell'obiettivo comune di perseguire le finalità della liberalizzazione con la massima efficienza.

Roma, 27 giugno 2001

L'Amministratore Delegato
dott. Pier Luigi Parcu



RELAZIONE SULLA GESTIONE



Premessa

L'anno 2000, primo anno di piena operatività per la società, è stato caratterizzato da un forte impegno di tutte le aree aziendali nel mettere a punto l'organizzazione, le modalità e le procedure necessarie ad ottemperare all'esercizio delle attività che il Decreto legislativo n. 79/99 (di seguito il "Decreto Bersani") e l'atto di concessione del 17 luglio 2000 attribuiscono al Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA (di seguito il "Gestore" ovvero il "GRTN") relativamente alle attività di trasmissione e dispacciamento e di gestione unificata della rete di trasmissione nazionale (di seguito "RTN") di competenza della società.

Con riferimento ai citati atti normativi il GRTN è difatti chiamato a:

- gestire in maniera non discriminatoria la RTN;
- stabilire le regole per il dispacciamento nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito "Autorità") e degli indirizzi del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato (di seguito "Ministero dell'Industria");
- deliberare gli interventi di sviluppo e di manutenzione della rete garantendo la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti e lo sviluppo della rete stessa;
- connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, nel rispetto delle regole tecniche e delle condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione;
- gestire i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari;
- garantire la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo sia del servizio che degli approvvigionamenti.

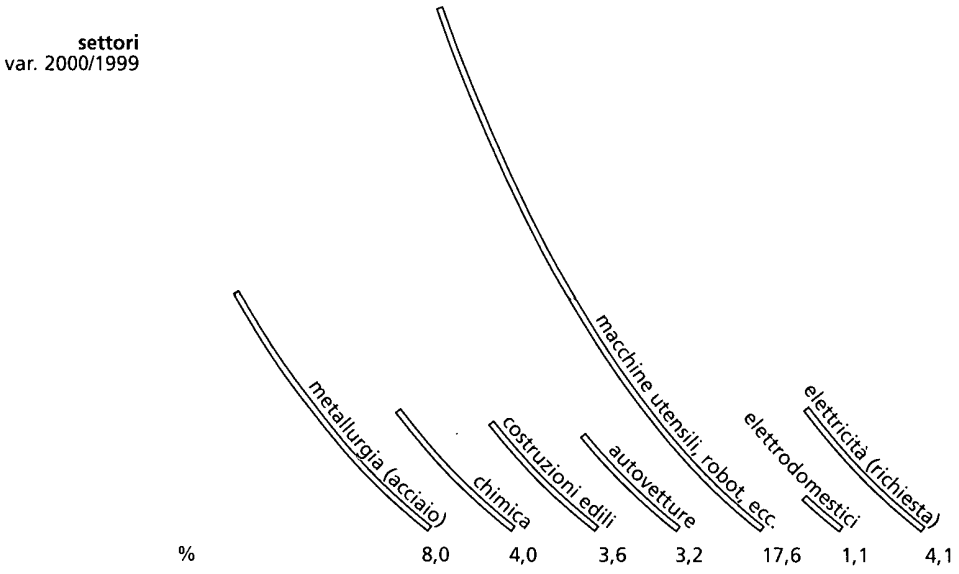
Inoltre, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, il GRTN adotta regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette al fine di garantire la giusta connessione alla rete di trasmissione nazionale, nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. È chiamato, altresì, a stipulare convenzioni con i proprietari della RTN per l'esercizio e la manutenzione della stessa nel rispetto di una "convenzione tipo" definita con decreto del Ministro dell'Industria.
Infine il Gestore si fa carico della responsabilità – ritenendola essenziale al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico italiano – di verificare la compatibilità delle proposte dei piani di manutenzione dei generatori e degli elementi della RTN, forniti dagli operatori del sistema elettrico, con la previsione del fabbisogno in potenza ed energia elaborata autonomamente dal Gestore stesso.

Dell'organizzazione di cui si è dotato così come delle funzioni ed iniziative realizzate il Gestore ha dato – fin da subito – tempestiva e trasparente comunicazione all'esterno con utilizzo dei principali strumenti di comunicazione disponibili (siti Internet, comunicati, relazioni e seminari ecc.).

Quadro macroeconomico di riferimento e sintesi dei risultati

Quadro macroeconomico anno 2000 e previsioni anno 2001

Il 2000 è stato un anno particolarmente positivo per l'economia italiana. Secondo le più recenti stime, la crescita del prodotto interno lordo è stata valutata in un +2,9% rispetto al 1999. Tale risultato è frutto di una fase espansiva protrattasi fino all'autunno e di una rapida inversione del ciclo. Nella tabella sottostante sono riportati i consuntivi provvisori delle variazioni percentuali della produzione nei principali settori industriali dell'economia italiana.



Relativamente alle previsioni congiunturali è da rilevare che il quadro internazionale dei primi mesi dell'anno 2001 si è inizialmente presentato incerto per l'economia degli Stati Uniti e del Giappone e, di riflesso, per l'economia mondiale. Dopo i primi allarmi, tuttavia, sembrerebbe evitata una crisi dell'economia statunitense ma si stima comunque una marcata revisione al ribasso delle previsioni del prodotto lordo per il 2001. Dopo l'inversione del ciclo economico avvenuta lo scorso anno, si ipotizza per il nostro Paese il raggiungimento del minimo nel corrente anno 2001 ed il superamento della fase di rallentamento solo tra il 2002 ed il 2003. In questo scorcio dell'anno la previsione di crescita del PIL per l'Italia si colloca attorno al +2,3% rispetto al 2000. La variazione della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana nel 2001 è stata stimata al +3,2%.

La stretta correlazione esistente tra l'andamento dell'economia e quello dei consumi elettrici e la positiva intonazione congiunturale dell'anno 2000 hanno determinato un forte incremento della richiesta di energia elettrica, pari al 4,1% rispetto al 1999, spinta soprattutto dai consumi elettrici del terziario (+5,3%) e dell'industria (+5,2%). È da rilevare che per trovare un valore più alto della variazione percentuale della domanda occorre risalire all'indietro fino al lontano 1988.
I flussi di energia elettrica in Italia nel corso dell'anno 2000, raffrontati con quelli dell'anno precedente, sono rappresentati nel seguente prospetto:

Bilancio dell'energia elettrica in Italia

anno 2000 (valori provvisori)

	Bilancio		Variazioni	
	2000	1999	GWh	%
Produzione lorda	275.881	265.657	10.224	3,8
Servizi ausiliari	(13.455)	(12.920)	(535)	4,1
Produzione netta	**262.426**	**252.737**	**9.689**	**3,8**
Ricevuta da fornitori esteri	44.831	42.538	2.293	5,4
Ceduta a clienti esteri	(484)	(528)	(-44)	-8,3
Destinata ai pompaggi	(9.067)	(8.903)	(164)	1,8
Richiesta Totale Italia	**297.706**	**285.844**	**11.862**	**4,1**
Mercato Vincolato	207.600	n.d.	-	-
Mercato Libero	71.000	n.d.	-	-
di cui: Autoconsumi	25.800	26.641	-	-
Totale consumi	**278.600**	**267.284**	**11.316**	**4,2**
Perdite	**19.106**	**18.560**	**546**	**2,9**
in % della richiesta	(6,4%)	(6,5%)		
Richiesta Totale Italia	**297.706**	**285.844**	**11.862**	**4,1**

n.d. = non disponibile

Il confronto del 2000 con il 1999 evidenzia in particolare quanto segue:

- l'energia richiesta sulla rete ha registrato un incremento del 4,1 % attestandosi a 297.706 GWh;
- la produzione lorda di energia ha registrato un aumento del 3,8%, come pure la produzione netta destinata al consumo;
- il saldo dell'energia da fornitori esteri (44.347 GWh) ha registrato un incremento del 5,6%.

Per quanto riguarda la richiesta in potenza, la punta di fabbisogno nell'anno è stata registrata il 20 dicembre alle ore 17.00 ed ha raggiunto i 49.019 MW, risultando più elevata di quella dell'anno precedente (47.871 MW).

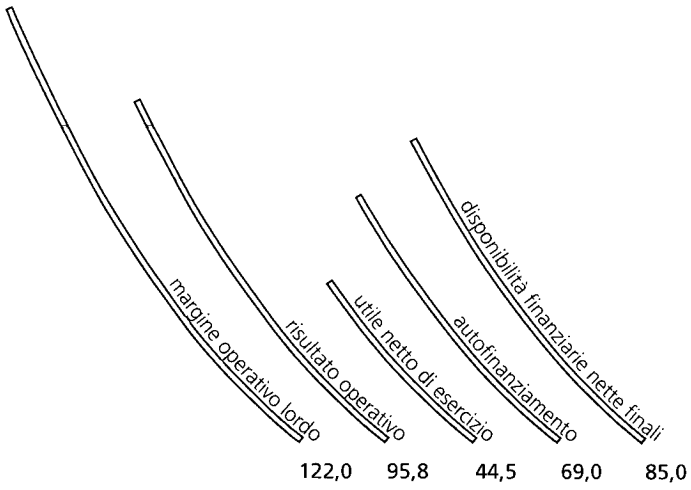
Sintesi dei risultati

I *risultati economico-finanziari* dell'anno 2000 danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato il primo anno di gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

Lire miliardi

	al 31.12.2000
Margine operativo lordo	122,0
Risultato operativo	95,8
Utile netto di esercizio	44,5
Autofinanziamento	69,0
Disponibilità finanziarie nette finali	85,0

Lire miliardi
anno 2000



Quadro normativo di riferimento

Nel corso dell'anno 2000 sono stati adottati numerosi provvedimenti normativi e di carattere regolamentare di diretto interesse della Società o che comunque hanno riflessi notevoli sulle sue attività. Qui di seguito vengono brevemente illustrati i principali provvedimenti.

Con decreto del Ministro dell'Industria 21 gennaio 2000 è stata stabilita, ai sensi dell'art. 3, comma 4 del Decreto Bersani, la data di assunzione da parte del Gestore della titolarità e delle funzioni di Gestore della rete di trasmissione nazionale fissata al 1° aprile 2000.
Alla stessa data, le azioni della società sono state assegnate a titolo gratuito al Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Con provvedimento emanato dal Ministro dell'Industria in pari data (21 gennaio 2000) sono state dettate le prime direttive per il Gestore che, in particolare, prevedono l'adozione da parte del Gestore stesso di un Codice di trasmissione e dispacciamento che disciplini le relative attività e i rapporti con gli utenti della rete e definiscono, altresì, i criteri ai quali deve essere informata l'attività del Gestore in materia di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

In data 17 luglio 2000 il Ministro dell'Industria ha emanato il decreto con il quale è stata approvata la convenzione tra lo stesso Ministero e il Gestore per la disciplina della concessione.
Il provvedimento fissa in primo luogo gli obiettivi generali ai quali deve essere informata l'attività del Gestore e qualifica espressamente come "pubblico servizio" il servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica.
Il disciplinare di concessione, oltre a specificare puntualmente tutti i poteri, i compiti e le funzioni che il Decreto Bersani attribuisce al Gestore, regola, in particolare, l'attività di programmazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale prevedendo che il Gestore della rete predisponga, entro il 31 dicembre di ciascun anno, un programma triennale scorrevole contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Tale programma deliberato dal GRTN viene approvato dal Ministero dell'Industria entro 60 giorni dall'inoltro da parte del GRTN.

In data 7 agosto 2000 il Ministro dell'Industria ha emanato un decreto contenente ulteriori direttive per il Gestore: in particolare, il decreto prevede che il Gestore individui le esigenze di riserva di potenza sul territorio nazionale, definisca le caratteristiche degli impianti idonei al servizio di riserva di potenza e stipuli, fino all'operatività della "borsa elettrica", contratti con i produttori per acquisire la disponibilità di capacità di generazione. Inoltre, con riferimento alla situazione particolare della regione Sardegna, ove la riserva di potenza assume carattere strategico, il decreto ministeriale stabilisce che il Gestore, nella programmazione dei contratti di riserva di potenza, deve assegnare la priorità a nuove realizzazioni di impianti che utilizzano carbone e che non godono degli strumenti di incentivazione in conto produzione energia.

In data 21 novembre 2000 è stato emanato il decreto del Ministro dell'Industria,

con il quale vengono ceduti, a far data dal 1° gennaio 2001, da Enel SpA al GRTN *"i diritti e le obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali"*, vale a dire l'energia prodotta dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili e assimilate, cosiddetta energia CIP 6.
Il decreto prevede che, fino all'operatività della "borsa elettrica" di cui all'art. 5 del Decreto Bersani, l'energia così acquisita venga ceduta dal GRTN al mercato "libero" mediante apposite procedure concorsuali e che l'energia non collocata attraverso tali procedure venga offerta e ceduta direttamente al mercato "vincolato".
In particolare, in relazione al mercato "libero", il decreto ministeriale ha riservato una quota di potenza pari complessivamente a 1.500 MW a *"clienti disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale ovvero con preavviso"*.

Con decreto del Ministro dell'Industria, in data 22 dicembre 2000 è stata approvata la convenzione tipo, di cui all'art. 3, comma 8 del Decreto Bersani, che disciplina i rapporti tra il Gestore e i proprietari o comunque coloro che hanno ad altro titolo la disponibilità di porzioni di rete di trasmissione nazionale.
In particolare, la convenzione tipo disciplina le attività di manutenzione e sviluppo della rete di trasmissione nazionale e dei dispositivi di interconnessione con altre reti.

In data 21 dicembre 2000 il Ministro dell'Industria, nella definizione degli indirizzi strategici ed operativi per il GRTN, ha emanato ulteriori direttive per l'avvio di un programma di sperimentazione che consenta di individuare l'eventuale incremento della capacità di interconnessione con l'estero, conseguibile, nel rispetto della sicurezza del sistema elettrico nazionale, nel caso in cui uno o più utenti si rendano disponibili a distacchi di carico istantanei.

Oltre ai provvedimenti del Ministro dell'Industria va segnalato che nel corso dell'anno 2000, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato una serie di deliberazioni di interesse per il Gestore. In particolare:
- Deliberazione n. 52/00 con la quale l'Autorità ha emanato le direttive al Gestore per l'adozione delle regole tecniche di connessione, ai sensi dell'art. 3, comma 6 del Decreto Bersani;
- Deliberazioni n. 63/00 e n. 241/00 in materia di finanziamento al Gestore e adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale;
- Deliberazione n. 108/00 che ha esteso anche ai corrispettivi di vettoriamento l'applicazione delle maggiorazioni A2, A3, A4 ed A5 a copertura degli oneri generali di sistema;
- Deliberazione n. 119/00 con la quale l'Autorità ha approvato lo schema di contratto tipo di vettoriamento di cui alla deliberazione n. 13/99 e ha apportato modifiche ed integrazioni alla medesima Deliberazione;
- Deliberazione n. 138/00, con la quale l'Autorità ha emanato le direttive per il Gestore per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio ai sensi dell'art. 17, comma 17.1 della Deliberazione della medesima Autorità n. 52/00;
- Deliberazione n. 140/00 e seguenti nonché Deliberazione n. 219/00 in materia di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero ai sensi dell'art. 10,

comma 2 del Decreto Bersani. In particolare, con la Deliberazione 140/00 del 3 agosto 2000, l'Autorità ha previsto per l'allocazione della capacità di interconnessione con l'estero un meccanismo di asta competitiva basata sul prezzo che ciascun partecipante è disposto ad offrire per vedersi assegnata la capacità di interconnessione. A seguito della pronuncia del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia e del Consiglio di Stato, in merito ai ricorsi presentati da alcuni operatori avverso la Deliberazione, l'efficacia della Deliberazione n. 140/00 è stata sospesa. Successivamente, con Deliberazione n. 219/00 del 6 dicembre 2000, l'Autorità ha dettato nuove regole per l'allocazione della capacità di interconnessione nell'anno 2001. Abbandonato il criterio dell'asta competitiva, l'Autorità ha optato per un meccanismo basato su un criterio di ripartizione *pro quota* della capacità disponibile, in proporzione alle quantità richieste e senza la corresponsione di un prezzo a fronte dell'assegnazione;

- Deliberazione n. 223/00 con la quale sono state definite, in base a quanto previsto nel D.M. 21 novembre 2000, le procedure concorsuali per la cessione al mercato libero dell'energia cosiddetta CIP 6 secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione.

Sulla base del quadro normativo sopra sinteticamente riportato il Gestore dal 1° aprile 2000 ha, dunque, assunto la titolarità e le funzioni che gli sono proprie.
In data 27 giugno 2000 il Gestore ha costituito ai sensi dell'art. 5, comma 1 del Decreto Bersani una società per azioni denominata "Gestore del mercato elettrico SpA" (di seguito il "GME").
Il GME ha per oggetto la gestione economica del mercato elettrico, provvedendo in particolare a:

- organizzare il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, assicurando altresì la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza;
- predisporre la disciplina del mercato, nel rispetto dei sopracitati criteri, determinando i propri compiti in ordine al bilanciamento della domanda e dell'offerta e gli obblighi dei produttori ed importatori di energia elettrica;
- assumere la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

La disciplina del mercato doveva essere predisposta dal GME entro un anno dalla data della sua costituzione e doveva essere approvata dal Ministro dell'Industria sentita l'Autorità.
Al riguardo, in data 8 maggio 2001, il GME ha trasmesso al Ministro dell'Industria, per l'approvazione, la Disciplina del mercato elettrico.
La Disciplina costituisce un aggiornamento dei testi già trasmessi il 21 novembre 2000 e il 27 marzo 2001, e recepisce le osservazioni formulate dall'Autorità per l'energia elettrica nel parere favorevole espresso con Deliberazione n. 97/01 del 30 aprile 2001.

Principali attività svolte nel corso dell'esercizio

La RTN ha un'estensione totale di circa 40.000 km ed include le reti a tensione pari a 220 e 380 kV e porzioni di rete, circa il 50% della loro estensione complessiva, con tensione tra 120 e 150 kV, ed è interconnessa con l'estero attraverso 15 linee.
L'esercizio del sistema elettrico italiano nel 2000 non ha presentato eventi ed anomalie di particolare rilievo. L'indice di disalimentazione si è attestato a 3' e 23", registrando un lieve incremento rispetto al valore del 1999 (2' e 49"), principalmente a causa di alcune carenze di produzione verificatesi in Sardegna durante l'estate.
Nel corso del 2000 sono entrati in servizio numerosi elementi sulla rete A T. In particolare: la S/E a 150 kV di Caltanissetta (PA) della società Terna, le linee a 150 kV Milazzo-Sorgente (PA) e Santa Giusta-CWF Italia (CA) della società Terna e la linea a 132 kV Piombino-Colmata (FI) della società ISE.
Le attivazioni di nuovi autotrasformatori 220/150-132 kV hanno comportato un incremento della potenza di trasformazione pari a 510 MVA. Numerosi infine sono stati i primi paralleli effettuati da gruppi di generazione dei produttori indipendenti: l'entità delle nuove installazioni è risultata pari a 1.267 MVA.

Trasporto e Vettoriamento energia

In applicazione della Deliberazione n. 13/99 il GRTN ha stipulato e gestito contratti di vettoriamento, nazionale ed internazionale, per il trasporto dell'energia destinata al mercato libero che – come evidenziato nel Bilancio energia – sono stati pari a circa il 25% dei consumi finali di energia. Il GRTN ha inoltre gestito i flussi di energia relativi al mercato vincolato pari al 75% dei consumi finali.

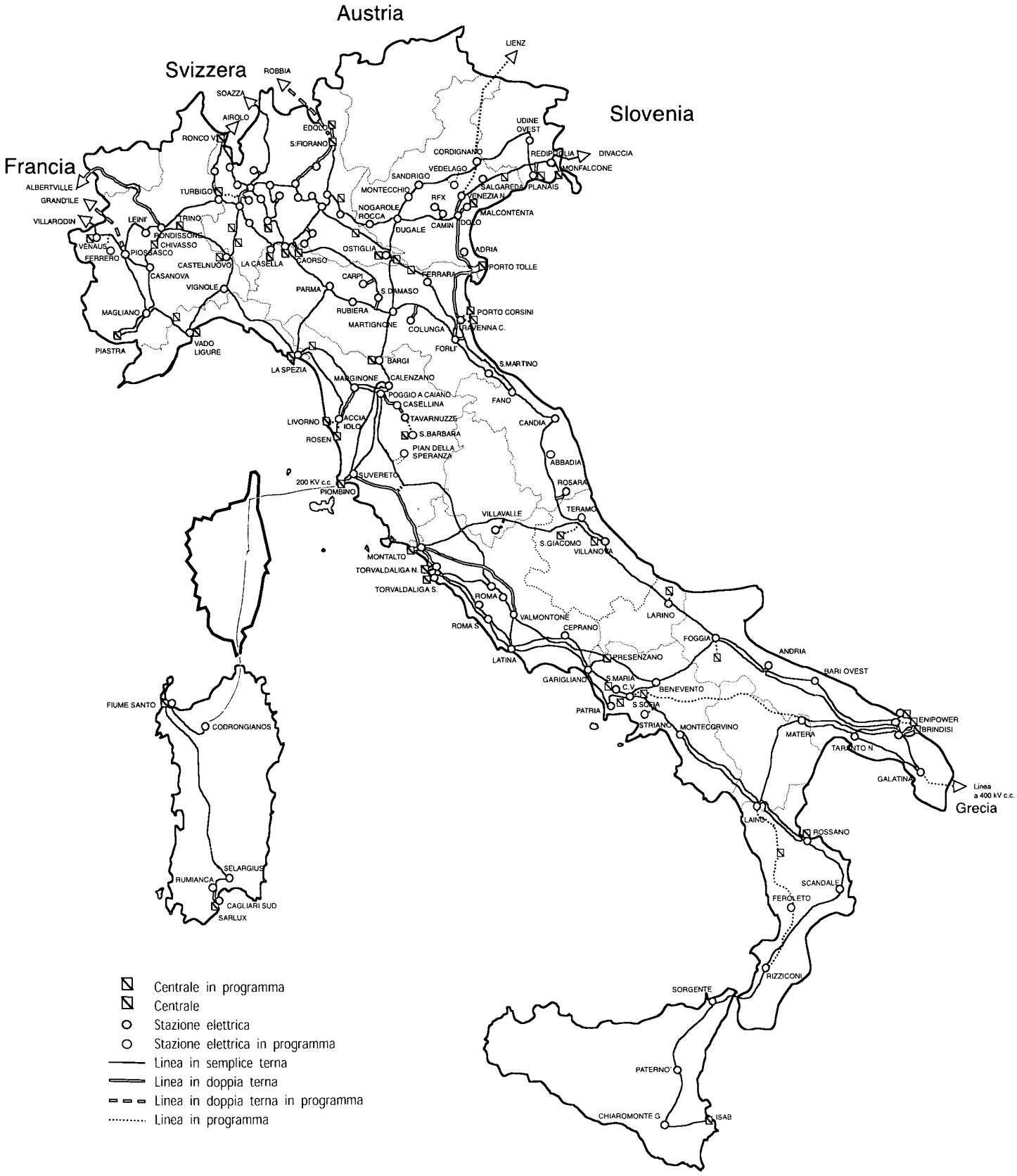
Definizione della capacità massima di trasporto di energia elettrica sulle linee di interconnessione con l'estero

Nel corso dell'anno si è avuto un notevole impegno per la predisposizione di procedure finalizzate alla determinazione sia della massima capacità di importazione con l'estero per la copertura delle richieste di vettoriamento da parte dei clienti idonei, sia della massima capacità di trasporto tra le aree geografiche del sistema elettrico italiano.

Allocazione della capacità di trasporto disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero

In applicazione delle deliberazioni emanate dall'Autorità il GRTN ha provveduto nel corso dell'anno ad allocare, agli operatori elettrici richiedenti, la capacità di trasporto disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero.
Inoltre, il GRTN ha provveduto ad assegnare la ulteriore capacità resasi disponibile nei mesi di ottobre, novembre e dicembre per effetto sia dei miglioramenti apportati sulla rete sia della modifica del periodo invernale – nel rispetto delle deliberazioni specifiche dell'Autorità – attraverso avvisi pubblicati sul proprio sito Internet.

Rete elettrica 380 kV



Assegnazione mensile di energia spot acquistata per finalità di riconciliazione

Dal mese di maggio 2000 il GRTN ha avviato, su autorizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, l'assegnazione di energia elettrica acquistata spot sul mercato europeo a titolari di contratti di vettoriamento esclusivamente per esigenze di riconciliazione.
A tal fine il GRTN ha utilizzato per l'importazione di energia elettrica la capacità di interconnessione assegnabile, rimasta non assegnata, e la capacità di interconnessione che si rendeva utilizzabile in maniera non prevedibile e discontinua in eccesso rispetto alla capacità di interconnessione disponibile.
L'assegnazione è stata effettuata sulla base di bandi mensili senza alcuna garanzia di fornitura.

Pubblicazione delle regole tecniche di connessione, dispacciamento e di misura dell'energia elettrica

Sulla base delle modalità e dei criteri definiti dall'Autorità in applicazione dell'art. 3 comma 6 del Decreto Bersani e della direttiva del Ministro dell'Industria del 21 gennaio 2000 art. 1 comma 2, il GRTN ha elaborato le regole tecniche di connessione, i cui contenuti e le specifiche sono stati messi a disposizione sul proprio sito Internet.
In data 13 giugno 2000 il GRTN ha adottato, ai sensi delle norme precedenti, le regole tecniche di dispacciamento in attesa del passaggio dall'attuale fase di dispacciamento passante alla fase di rispetto dell'ordine di merito economico nel dispacciamento delle produzioni.
In data 18 ottobre 2000 il GRTN ha adottato e pubblicato sul proprio sito Internet le regole di misura per la verifica, il controllo e la consuntivazione degli effettivi flussi di energia.

Organizzazione del sistema di gestione dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi, in accordo a quanto previsto dall'art. 11 del D. lgs. 79/99, costituisce il nuovo sistema di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
Il decreto del Ministero dell'Industria dell'11 novembre 1999 ha assegnato al GRTN compiti di organizzazione, gestione e controllo del sistema dei certificati verdi.
I certificati verdi sono titoli annuali attribuiti all'energia rinnovabile prodotta da impianti che abbiano completato collaudo ed avviamento dopo il 1° aprile 1999; ciascun impianto ha diritto ai certificati verdi solo per otto anni.
I certificati sono emessi dal Gestore in base alla produzione rinnovabile dell'anno precedente o, su richiesta del produttore, relativamente alla producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo, previa verifica della attendibilità dei dati forniti. Il singolo certificato è valido esclusivamente per l'anno di riferimento ed ha valore pari o multiplo a 100 MWh. I certificati, essendo titoli al portatore, saranno annullati dal Gestore alla presentazione, da parte di chi li ha acquistati per soddisfare l'obbligo del "portafoglio verde" (pari oggi al 2%), quale prova del rispetto di detto obbligo.

Il GRTN ha registrato fin dai primi mesi del 2000 un forte interesse sull'argomento da parte degli operatori ed ha fornito loro assistenza in merito alle problematiche connesse a questo meccanismo d'incentivazione che prevede la remunerazione degli investimenti attraverso la compravendita di titoli (certificati verdi) in un apposito mercato.

Nel corso dell'anno 2000 il GRTN ha predisposto, innanzitutto, un documento tecnico per la qualificazione e la certificazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. In tale documento, pubblicato sul sito del GRTN, vengono individuate le modalità procedurali per:

- il riconoscimento della qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili (qualifica riservata agli impianti che sono entrati, o che entreranno, in servizio in data successiva al 1° aprile 1999 e che hanno pertanto diritto al riconoscimento dei certificati verdi);
- il rilascio della certificazione di provenienza da fonti rinnovabili dell'energia prodotta (certificazione riservata agli impianti che ricadono fuori dall'ambito di applicazione dei certificati verdi).



Per l'espletamento di tali azioni il GRTN ha costituito un registro delle richieste e creato una apposita Commissione di Qualificazione degli Impianti alimentati con Fonti Rinnovabili.

Attualmente il GRTN è impegnato nel completamento delle procedure per l'attivazione vera e propria del mercato dei certificati verdi che avverrà nel 2002. In particolare si sta preparando il registro dei certificati verdi che sarà necessario al GRTN per l'espletamento della fase di emissione e di quella di annullamento di tali certificati, in funzione delle quote di rispetto per ciascun produttore termoelettrico tradizionale e/o importatore di energia elettrica dall'estero.

Attività ambientali svolte dal Gestore

Gli indirizzi strategici definiti dalla normativa richiamano più volte le finalità ambientali quali elementi di cui tenere conto nelle attività del GRTN. In particolare il GRTN deve:

- promuovere, nell'ambito delle proprie competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente e la sicurezza degli impianti (art. 4, lett. d. del disciplinare di concessione);
- assicurare che l'attività di sviluppo della RTN sia finalizzata anche al rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici (art. 4, c. 1, lett. f. della direttiva del Ministero dell'Industria del 21 gennaio 2000);
- formulare piani di risanamento delle tratte della RTN che si rendano necessari per ottemperare a disposizioni legislative di carattere ambientale o sanitario, verificandone la successiva attuazione da parte dei proprietari (art. 2, c. 1, lett. c. della direttiva del Ministero dell'Industria del 21 gennaio 2000).

Quest'ultima responsabilità è, inoltre, ribadita dalla "Legge Quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" del 22 febbraio 2001 n. 36.

Il GRTN, fin dall'inizio della propria operatività, ha dato importanza all'analisi delle tematiche ambientali. A tal fine, già nel luglio 2000 ha costituito un gruppo di lavoro interno, che ha unito le competenze delle varie aree operative, con l'obiettivo di monitorare ed analizzare le diverse tematiche di carattere ambientale. In particolare, tenendo conto della correlazione con le attività tipiche del GRTN,



il gruppo di lavoro ha concentrato l'attenzione sui seguenti aspetti:
- ricostruzione e analisi del quadro giuridico internazionale e nazionale in tema di campi elettromagnetici;
- analisi dei parametri di misura delle esposizioni ai campi elettromagnetici;
- valutazione degli effetti di specifiche soglie di attenzione delle esposizioni sull'esercizio del sistema elettrico;
- approfondimenti degli strumenti e della metodologia utilizzati per la rilevazione e la misura dei campi elettromagnetici;
- definizione di una procedura di raccolta e gestione dei dati per il calcolo del valore di corrente transitata sulle linee a livello territoriale.

Il GRTN ha quindi provveduto alla:
- elaborazione di un Position Paper sui Campi Elettrici e Magnetici (CEM) a 50 Hz in seguito ad un'attenta analisi della materia;
- messa a punto di strumenti di coordinamento con organismi in materia di Ambiente e CEM;
- gestione dei rapporti con il territorio per le problematiche ambientali e raccolta ed elaborazione di dati risultanti dall'analisi dei conflitti ambientali sul territorio.

Verifica di compatibilità degli scioperi del personale degli impianti di produzione

In ottemperanza alle Direttive del MICA il GRTN ha proceduto all'aggiornamento della Procedura tecnica di valutazione di compatibilità con la salvaguardia della sicurezza di esercizio degli scioperi riguardanti impianti di produzione.

Attività statistiche

Nel corso del 2000 è stata prodotta la consueta pubblicazione "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia – 1999" e, parallelamente, si è concluso il progetto di ristrutturazione delle statistiche del settore elettrico alla luce delle novità introdotte dal Decreto Bersani. A valle di quest'ultima attività si è sviluppato il progetto informatico denominato GSTAT per la acquisizione diretta tramite Internet dei dati dei vari operatori elettrici (il progetto è stato realizzato nel 2001 ed è funzionante). È continuata, inoltre, l'attività statistica dei bilanci mensili dell'energia elettrica.
Per quanto riguarda l'area previsionale, sono stati prodotti mensilmente, e pubblicati sul sito Internet, dei commenti sulla congiuntura elettrica basati sui bilanci appena citati. Sono state, inoltre, realizzate le previsioni della domanda in energia elettrica fino all'anno 2010 per regioni e per i principali settori di consumo.

Attività informatiche

Nell'anno che si sta commentando si è proceduto a definire le esigenze e ad impostare i progetti, applicativi e infrastrutturali, a supporto delle varie attività dell'azienda, assicurando nel contempo la continuità dei servizi informatici.
L'attività di esercizio corrente ha assicurato l'efficacia di tutte le attività di call center ed assistenza ai sistemi distribuiti, la disponibilità di un insieme di applicazioni informatiche per le varie aree aziendali nonché servizi trasversali quali posta elettronica, collegamento Internet ed a banche dati esterne.
Sono stati inoltre impostati ed avviati diversi progetti informatici per i quali è

prevista una fase di consolidamento entro l'anno 2001; tra questi ricordiamo:

- *l'impostazione ed avvio di una infrastruttura per la sicurezza informatica;*
- *l'attivazione del sito Internet GRTN e di applicazioni presso provider differenti;*
- *la predisposizione della procedura informatica per l'assegnazione di bande di interconnessione con l'estero;*
- *la predisposizione dell'asta telematica per la vendita di energia da fonti rinnovabili e cosiddetta CIP 6;*
- *la predisposizione delle applicazioni Internet per la raccolta di dati statistici.*

Partecipazione ad attività di organismi internazionali

È continuata anche nel 2000 la partecipazione alle attività svolte da organismi internazionali per l'esercizio dei sistemi elettrici interconnessi quali: l'ETSO (European Transmission System Operators Association); l'UCTE (Unione per il Coordinamento della Trasmissione dell'Elettricità in Europa) e la SUDEL (Organizzazione Regionale Sistemi Elettrici Sud Europa).

Risorse umane

Obiettivo primario della politica di sviluppo delle risorse del GRTN è il mantenimento e il rafforzamento delle "competenze distintive" del suo capitale umano, ovvero dell'insieme delle "conoscenze e capacità" che il suo personale ha accumulato ed attraverso le quali l'azienda viene riconosciuta ed apprezzata da coloro che entrano in contatto con essa.
Al fine di realizzare questo obiettivo, è stato predisposto ed avviato – già nel corso dell'anno 2000 – un "progetto sviluppo risorse" i cui ambiti riguardano fasi che coinvolgono:

- *il reclutamento e la selezione*: la ricerca e la selezione del personale vengono effettuate attraverso modalità snelle e dirette che, nel rispetto della trasparenza, possano garantire una efficiente ed economica gestione del sistema di acquisizione di nuove risorse, saldamente ancorata ad un impianto metodologico di elevata qualità;
- *la formazione*: viene realizzata attraverso fasi che prevedono un progressivo coinvolgimento di tutto il personale con interventi finalizzati a diffondere una cultura aziendale ed un sistema di valori condivisi nonché a sviluppare competenze sia tecnico-specialistiche che di natura manageriale.

Nella tabella che segue viene riportato il numero complessivo dei dipendenti in forza al 31 dicembre nonché la consistenza media dell'anno confrontate con i valori dell'anno precedente:

	al 31 dicembre		media
	2000	1999	2000
Dirigenti	44	39	41
Quadri	187	175	184
Impiegati	426	426	420
Operai	3	4	3
Totale	**660**	**644**	**648**

Si precisa che al 1° gennaio 2001 la consistenza si è ridotta di 19 unità

Investimenti

I principali investimenti effettuati nel corso dell'anno hanno riguardato quanto segue.

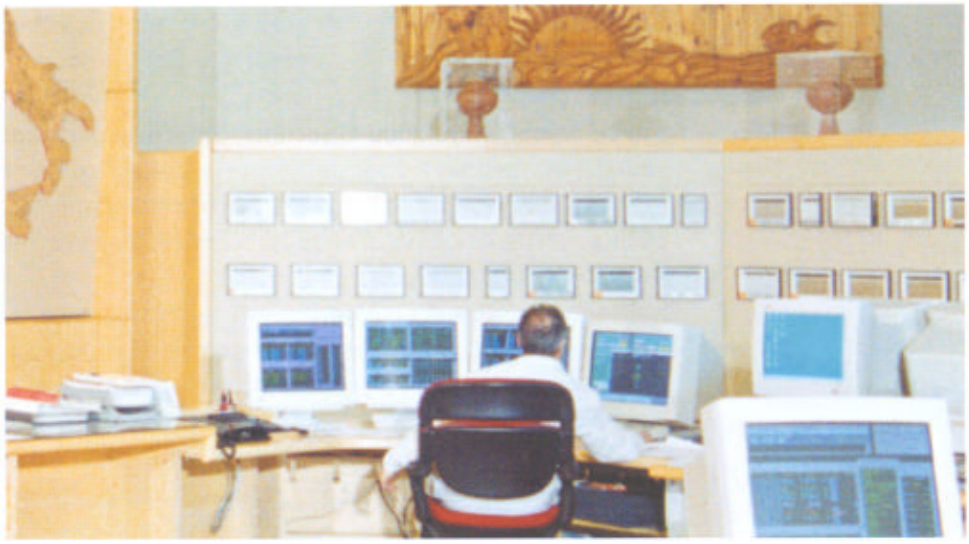
Acquisizione della nuova sede sociale

Al fine di ospitare gli organi sociali e diverse funzioni societarie tecniche e di staff – sia del Gestore sia delle due società controllate – si è reso necessario procedere all'acquisito di un fabbricato in Roma.

Progetto SCTI

Sono continuati nel corso dell'anno gli interventi nel nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato che ha l'obiettivo di riorganizzare le funzioni di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.
Detta riorganizzazione prevede:

- tre Centri di Controllo (CC) presso gli attuali Centri di Ripartizione (CR) di Torino, Venezia e Napoli, ciascuno con tre linee di turno e funzionalità operative complete;
- quattro Centri di Controllo Satelliti presso gli attuali CR di Milano, Firenze, Palermo e Cagliari, che opereranno mediante "console" collegate in modalità "remoto" ai tre CC sopra menzionati, ciascuno con una linea di turno e funzionalità operative ridotte;
- la dismissione dell'attuale CR di Roma.



Altri investimenti

Tra gli altri investimenti si evidenziano quelli relativi:

- alla realizzazione e messa in servizio della nuova rete di trasmissione dati (WAN) aziendale, che ha permesso di collegare tra loro tutte le sedi del GRTN sul territorio nazionale e soddisfare – svincolandosi oltretutto dalle infrastrutture Enel/WIND – sia le esigenze delle applicazioni in tempo differito del Dispacciamento sia le necessità dell'informatica gestionale;

- all'avvio del progetto (denominato FUL 2000) per l'integrazione del database del nuovo sistema di controllo in tempo reale del Dispacciamento di prossima attivazione (sistema SCTI) con quello delle funzioni in tempo differito. Ciò al fine di creare uno strumento più razionale ed efficace nell'ottica del nuovo scenario conseguente alla liberalizzazione del settore elettrico nazionale;
- all'acquisizione delle licenze necessarie per effettuare, quale attività propedeutica all'aggiornamento tecnologico dell'hardware, l'aggiornamento del sistema operativo e del software di base del sistema di controllo in tempo reale del CNC (sistema PASCAL).

Attività di ricerca e sviluppo

Nel corso dell'anno il Gestore ha portato avanti attività già avviate nel precedente anno ed ha intrapreso nuove iniziative per l'assolvimento ottimale delle funzioni affidate. In particolare sono state svolte attività finalizzate alla standardizzazione ed alla qualità del servizio e si è proceduto ad effettuare studi di fattibilità ed attività di finalizzazione di alcuni progetti quali quelli legati ad esempio al metering ed al simulatore per l'addestramento degli operatori di sala controllo ed ancora attività nel campo dei sistemi di misura, della qualità del prodotto energia con la identificazione dei disturbi propagazione effetti tollerabilità e filtri.
Per le attività di sviluppo, il 2000 ha visto un impegno di risorse dedicate allo sviluppo ed alla manutenzione evolutiva di pacchetti software necessari per le attività di previsione, gestione e controllo di pertinenza del Gestore.

Andamento delle società controllate

Acquirente unico SpA

Nel corso dell'anno 2000 la società – in attesa dell'adozione, da parte del Ministro dell'Industria, degli indirizzi cui dovrà attenersi nell'esercizio della propria attività (art. 4, c. 2, D.lgs. 79/99), nonché del provvedimento con il quale il medesimo Ministro stabilisce la data a decorrere dalla quale l'Acquirente unico assume la funzione di garante della fornitura di energia al mercato vincolato (art. 4, c. 8, D.lgs. 79/99) – non ha svolto alcuna attività operativa.
In data 3 maggio 2001 il MICA ha emanato una direttiva contenente tali indirizzi.
Tuttavia, l'adempimento delle attività minime di corrente gestione ha comportato il sostenimento di costi che hanno concorso, al netto dei proventi finanziari relativi alle disponibilità finanziarie, alla determinazione di un risultato di esercizio negativo che ammonta a circa Lire 593 milioni ed un patrimonio netto pari a circa Lire 4.454 milioni.

Gestore del mercato elettrico SpA

Per quanto riguarda i primi sei mesi di vita della società – costituita come già ricordato in data 27 giugno 2000 – l'adempimento delle attività minime di corrente gestione ha comportato il sostenimento di costi che hanno concorso, al netto dei proventi finanziari relativi alle disponibilità finanziarie, alla determinazione di un risultato di esercizio negativo che ammonta a circa Lire 362 milioni ed un patrimonio netto di Lire 4.638 milioni.

Risultati economico-finanziari

La gestione economica per l'esercizio è riportata in sintesi nel seguente prospetto ottenuto riclassificando con criteri conformi alla prassi nazionale ed internazionale i dati contabili del conto economico redatto secondo lo schema di legge:

Lire milioni

Conto economico riclassificato

	al 31.12.2000
Ricavi di competenza	
Vendite e prestazioni:	1.972.109
- trasporto energia mercato vincolato	1.262.463
- vettoriamento energia mercato libero	501.504
- vendita energia spot	142.756
- assegnazione bande interconnessione	31.615
- corrispettivo garanzia interconnessione	25.714
- altri	8.057
Altri ricavi	152
Valore della produzione	**1.972.261**
Costi operativi	
Costo del lavoro	(82.253)
Acquisti energia	(80.259)
Prestazioni di servizi:	
- oneri per vettoriamenti	(198.639)
- oneri assegnazione bande interconnessione	(15.808)
- altri	(43.412)
Godimento beni di terzi	(1.428.720)
Altre risorse esterne	(1.128)
Totale costi operativi	**(1.850.219)**
Margine operativo lordo	**122.042**
Ammortamenti	(12.430)
Accantonamenti e svalutazioni	(13.808)
Risultato operativo	**95.804**
Proventi (Oneri) finanziari netti	2.672
Svalutazione partecipazione	(60)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	**98.416**
Proventi (Oneri) straordinari netti	(8.407)
Risultato ante imposte	**90.009**
Imposte sul reddito dell'esercizio	(45.551)
Utile netto del periodo	**44.458**

Non è stato indicato l'esercizio 1999 in quanto si riferisce ad un periodo di gestione di soli 5 mesi nei quali, tra l'altro, non si era ancora pienamente avviata l'attività caratteristica del Gestore, per cui non vengono commentate le variazioni.
La gestione economica dell'esercizio che riflette, come già in precedenza accennato, l'avvio della piena operatività della società, si chiude con un utile netto di Lire 44.458 milioni dopo lo stanziamento di imposte per Lire 45.551 milioni.
Nell'ambito dei ricavi di competenza sono da segnalare le seguenti componenti:

• **"Ricavi delle vendite e prestazioni" – Lire 1.972.109 milioni** – si riferiscono principalmente:

- per *Lire 1.262.463 milioni* ai corrispettivi, di cui alla Deliberazione dell'Autorità n. 205/99, dovuti dalle imprese distributrici a copertura dei costi di trasporto sulla RTN dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato;
- per *Lire 501.504 milioni* alla fatturazione per l'attività di vettoriamento a clienti idonei remunerata in base alla Deliberazione n. 13/99 dell'Autorità secondo le varie componenti in essa previste (il relativo dettaglio viene riportato di seguito nella nota integrativa dove vengono anche evidenziate quelle destinate alla remunerazione del GRTN);
- per *Lire 142.756 milioni* alla vendita di energia elettrica derivante da acquisizioni "spot" sul mercato europeo. A fronte di tali ricavi sono rilevati tra i costi di acquisto di energia Lire 54.859 milioni per le relative forniture dall'estero.
  Tale attività, intrapresa dal GRTN su specifiche autorizzazioni dell'Autorità, rientra tra quelle precedenti l'avvio del mercato organizzato dell'energia elettrica ed è stata effettuata sulla base di contratti di brevissima durata, qualora risulti economicamente conveniente per il sistema elettrico nazionale, utilizzando capacità che si rende disponibile in modo non prevedibile sulla rete di interconnessione con l'estero;
- per *Lire 31.615 milioni* agli introiti relativi alla assegnazione della capacità di interconnessione con l'estero resasi disponibile a seguito di interventi sulla RTN (Deliberazione dell'Autorità n. 140/00 e n. 219/00). Così come disposto dalle deliberazioni citate, un ammontare pari al 50% di tale importo è stato riconosciuto ai gestori esteri confinanti (Lire 15.808 milioni);
- per *Lire 25.714 milioni* al corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal GRTN a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (Deliberazione dell'Autorità n. 180/99). A fronte di tali corrispettivi sono stati accertati costi per acquisto energia per Lire 25.400 milioni.

I *Costi operativi* ammontano a Lire 1.850.219 milioni e sono costituiti dai seguenti principali componenti:

◦ **Costo del lavoro – Lire 82.253 milioni** – La consistenza del personale in servizio passa da 644 unità al 31 dicembre 1999 a 660 unità al 31 dicembre 2000.

◦ **Prestazioni per servizi – Lire 257.859 milioni** – Si riferiscono:

- per *Lire 198.639 milioni* agli *oneri per vettoriamenti* che ricomprendono le diverse componenti di corrispettivo introitato dal GRTN e da riconoscere ai diversi operatori del mercato elettrico;
- per *Lire 43.412 milioni* all'acquisizione di risorse esterne relative principalmente a spese per trasmissione dati, spese telefoniche, servizi di edificio ed altre più specificamente indicate nella nota integrativa;

◦ **Godimento beni di terzi – Lire 1.428.720 milioni** – In tale importo è compreso l'ammontare riconosciuto dal GRTN quale corrispettivo dovuto ai diversi proprietari della RTN pari a Lire 1.426.213 milioni.

Il *Margine operativo lordo* per effetto delle su esposte partite economiche si attesta a Lire 122.042 milioni mentre il Risultato operativo – che sconta ammortamenti sia su immobilizzazioni materiali (Lire 11.788 milioni) sia su immobilizzazioni immateriali (Lire 642 milioni) nonché accantonamenti e svalutazioni (Lire 13.808 milioni), si attesta a Lire 95.804 milioni.

La *gestione finanziaria* ha beneficiato della opportuna gestione delle liquidità che di volta in volta si sono rese disponibili consentendo di avere un livello di proventi netti pari a Lire 2.672 milioni.
Nell'ambito delle partite straordinarie, che ammontano ad un importo netto di Lire 8.407 milioni, ha concorso per Lire 6.660 milioni la rilevazione di potenziali oneri e minusvalenze connessi a future dismissioni di cespiti non più utilizzabili nel ciclo produttivo.
Le imposte dell'esercizio includono Lire 596 milioni relativi al riversamento in questo esercizio di imposte anticipate in precedenti esercizi.
La situazione patrimoniale del Gestore confrontata con quella al 31 dicembre 1999 è sintetizzata nella tabella seguente:

Lire milioni

Sintesi della struttura patrimoniale

	al 31.12.2000	al 31.12.1999
Immobilizzazioni nette		
Immobilizzazioni immateriali	3.272	484
Immobilizzazioni materiali	165.195	96.527
Immobilizzazioni finanziarie:		
- partecipazioni	13.300	3.500
- altre	1.932	1.687
Totale	183.699	102.198
Capitale circolante netto		
Crediti verso clienti	1.893.790	45.625
Altre attività	13.533	1.202
Debiti verso fornitori	(1.936.953)	(16.349)
Debiti/crediti tributari	(44.147)	(10.364)
Debiti verso istituti previdenziali	(4.980)	(3.299)
Altre passività	(45.424)	(19.582)
Totale	(124.181)	(2.764)
Capitale investito netto	**59.518**	**99.434**
Fondi diversi	**(49.149)**	**37.038**
Fabbisogno di capitali	**10.369**	**62.396**
Copertura		
Patrimonio netto	**95.365**	**50.907**
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette		
Debiti vs banche	25.000	25.000
Crediti vs controllante Enel Spa per rapporto di c/c	0	(13.446)
Disponibilità liquide	(109.996)	(65)
Totale	(84.996)	11.489
TOTALE	**10.369**	**62.396**

Le *immobilizzazioni immateriali* si incrementano di Lire 2.788 milioni per effetto di nuovi investimenti (Lire 3.430 milioni) relativi principalmente all'acquisizione di software al netto degli ammortamenti di periodo (Lire 642 milioni).
Le *immobilizzazioni materiali* crescono di Lire 68.668 milioni per effetto principalmente dell'acquisto di un fabbricato in Roma, Viale Pilsudsky n. 92 destinato ad ospitare gli organi sociali e diverse funzioni societarie tecniche e di staff – sia del

Gestore sia delle due società controllate – per un ammontare di Lire 57.000 milioni, nonché dei costi, rilevati nell'ambito delle immobilizzazioni materiali in corso, sostenuti nel corso dell'anno per la realizzazione del nuovo Sistema di Controllo e Teleconduzione Integrato (SCTI) per circa Lire 15.000 milioni. A tali incrementi si contrappongono gli ammortamenti stanziati nella misura di Lire 11.788 milioni.

Nell'ambito delle *immobilizzazioni finanziarie* le partecipazioni si incrementano di Lire 9.800 milioni per effetto sia della costituzione del Gestore del mercato elettrico SpA (Lire 1.000 milioni) sia per la sottoscrizione di aumenti del capitale sociale delle due controllate Acquirente unico SpA (Lire 4.800 milioni) e Gestore del mercato elettrico SpA (Lire 4.000 milioni).

Nel *capitale circolante netto* sono da evidenziare, rispetto all'anno precedente, le poste relative ai *crediti verso clienti* (Lire 1.893.790 milioni) e i *debiti verso fornitori* (Lire 1.936.953 milioni) che risentono delle dinamiche conseguenti all'avvio della operatività del processo di liberalizzazione sia del mercato libero sia di quello vincolato.

Relativamente ai mezzi di copertura si evidenzia la crescita sia del *patrimonio netto* (Lire 44.458 milioni) per effetto del risultato di esercizio sia delle *disponibilità liquide* (Lire 109.931 milioni) connesse alla gestione.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2000 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario:

Lire milioni

Sintesi della gestione finanziaria

	al 31.12.2000	al 31.12.1999
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette iniziali	**(11.489)**	**5.218**
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
Utile netto di esercizio	44.458	-
Ammortamento	12.430	3.581
Variazione fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto	1.594	(12.331)
- Variazione netta altri fondi:		
F.do trattamento di quiescenza e obblighi simili	647	(388)
Altri	9.870	1.323
Autofinanziamento	**68.999**	**(7.815)**
Variazione del capitale circolante netto		
-(Incremento)/decremento dei crediti	(1.860.496)	(47.514)
-Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	1.981.589	45.909
-(Incremento)/decremento delle altre voci	324	(653)
Totale	121.417	(2.258)
Cash flow operativo	**190.416**	**(10.073)**
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
Impianti (investimenti)	(80.458)	(5.744)
Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(13.473)	(890)
Totale	(93.931)	(6.634)
Flusso monetario dell'esercizio	**96.485**	**(16.707)**
(Indebitamento)/disponibilità finanziarie nette finali	**84.996**	**(11.489)**

I risultati economici conseguiti nell'esercizio 2000 hanno determinato una crescita dei flussi di cassa che ha contribuito a rafforzare la struttura patrimoniale. La crescita dell'utile netto ha posizionato l'autofinanziamento a Lire 68.999 milioni al quale vanno aggiunto i benefici della positiva gestione del capitale circolante netto che si posiziona a Lire 121.417 milioni. Ciò ha permesso di disporre di un cash flow operativo di Lire 190.416 milioni con il quale si è potuto far fronte alle esigenze finanziarie connesse con le attività di investimento.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio e prevedibile evoluzione della gestione

Programma triennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale

In base a quanto previsto dall'atto di concessione del 17 luglio 2000, il GRTN ha predisposto il "Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale", che è stato deliberato e trasmesso al Ministero dell'Industria ed alle Regioni il 31 gennaio 2001, per i pareri di competenza.
Il Programma descrive le linee di sviluppo della rete, i criteri di pianificazione, la situazione delle richieste di connessione di nuovi impianti di produzione alla RTN, le previsioni della domanda di energia elettrica, nonché circa 500 interventi di sviluppo sulla RTN, in corso di realizzazione o da avviare nel triennio 2001-2003.
Gli interventi programmati comporteranno un incremento della consistenza delle linee elettriche di trasmissione per circa 1.200 km, la costruzione di 47 nuove stazioni ed il potenziamento di 32 stazioni esistenti. Essi sono riconducibili alle seguenti categorie:

- potenziamento dell'interconnessione con l'estero;
- realizzazione di nuovi elettrodotti e potenziamento di linee esistenti;
- realizzazione di nuove stazioni di trasformazione/smistamento e potenziamento di stazioni esistenti;
- connessione alla rete di nuovi impianti di produzione;
- attività di razionalizzazione della rete;
- installazione di dispositivi atti a sostenere il profilo delle tensioni (rifasamento).

Potenziamento dell'interconnessione con l'estero

Sono state pianificate attività finalizzate ad incrementare la possibilità di scambio di energia elettrica con i paesi confinanti mediante:

- interventi di adeguamento degli impianti esistenti;
- installazione di apparecchiature di flessibilizzazione di tipo PST (Phase Shifter), che consentiranno di migliorare la distribuzione dei flussi di potenza;
- realizzazione di nuovi collegamenti di interconnessione, sia in corrente continua – quale il collegamento in cavo sottomarino a 400 kV Galatina–Arachthos (Grecia) – sia in corrente alternata a 380 kV attraverso le frontiere settentrionali, quali le tre nuove linee San Fiorano-Robbia (Svizzera), Cordignano-Lienz (Austria) e Piossasco-Grand'Ile (Francia).

Sono stati, inoltre, avviati gli studi per rinforzare l'interconnessione con la Slovenia mediante un'ulteriore linea a 380 kV.



Realizzazione di nuovi elettrodotti e potenziamento di linee esistenti

L'esigenza di nuove linee della rete di trasmissione nazionale è stata individuata in base alla dinamica della domanda e alle nuove connessioni richieste dai produttori, dagli utenti passivi e dai distributori. Tuttavia, in attesa che si completi il quadro normativo, non è stato possibile definire tutte le nuove interconnessioni interne che si renderebbero necessarie qualora fossero realizzati i nuovi impianti di produzione per i quali sono state presentate al GRTN richieste di connessione alla rete.

Tra le nuove realizzazioni a 380 kV si segnalano le nuove linee Matera–Santa Sofia, Turbigo-Bovisio, Venezia Nord-Cordignano e Rizziconi-Feroleto-Laino.

È stato inoltre avviato lo studio preliminare di fattibilità di un nuovo collegamento in corrente continua tra la Sardegna e il continente.

Realizzazione di nuove stazioni di trasformazione/smistamento e potenziamento di stazioni esistenti

L'incremento della potenza di trasformazione programmata sulla RTN sarà in totale pari a circa 9.300 MVA, comprendendo sia la potenza installata su 14 nuove stazioni di trasformazione (di cui 11 a 380 kV e 3 a 220 kV), sia il potenziamento di 32 impianti esistenti.

In particolare le nuove stazioni di trasformazione saranno 11 a 380 kV (Montecchio, Vedelago, Carpi, Pian della Speranza, Santa Barbara, Casellina, Villavalle, Abbadia, Laino, Feroleto e Striano) e 3 a 220 kV (Villabona, San Benedetto del Querceto e Pietrafitta).



Saranno inoltre realizzate 33 nuove stazioni di smistamento, programmate al fine di migliorare la ripartizione dei flussi di potenza sulla rete oppure allo scopo di collegare nuovi utenti a linee esistenti.

Connessione alla rete di nuove centrali di produzione

Fino a tutto il 31 dicembre 2000 sono pervenute al GRTN richieste di connessione alla rete di oltre 200 nuovi impianti di generazione, per una potenza complessiva di 64.300 MW.

Tra gli interventi individuati per la connessione alla RTN di nuove centrali di produzione sono stati riportati nel Programma di sviluppo solo quelli per i quali l'accettazione della soluzione da parte del richiedente ha consentito di rimuovere il vincolo di riservatezza sulle informazioni tecniche.

Attività di razionalizzazione della rete

Tra gli interventi di razionalizzazione della rete di trasmissione, programmati allo scopo di ridurre l'impatto degli elettrodotti sul territorio e di migliorare l'efficienza del servizio, si segnalano:

- il riassetto della rete a 132 kV nell'area del Comune di Lucca;
- la dismissione di vecchie linee a 150 kV nel territorio del Comune di Benevento, in seguito all'entrata in servizio di due nuovi collegamenti a 150 kV;
- il potenziamento di alcuni elettrodotti a 132 kV e la demolizione di tratti di linee a 132 kV obsolete nel territorio compreso tra la Valle d'Aosta ed il Piemonte;
- la ristrutturazione della rete della Val d'Ossola;
- la modifica dell'assetto della rete a 132 kV nel Medio Adige;
- la razionalizzazione di una porzione rilevante della rete a 150 kV nell'area al confine tra la Calabria e la Basilicata;

- la realizzazione della nuova direttrice 380 kV Santa Barbara-Tavarnuzze-Casellina e la contestuale dismissione di alcuni tratti a 380 kV e di numerose linee a 220 kV.

Installazione di dispositivi atti a sostenere il profilo delle tensioni (rifasamento)
Al fine di sostenere la tensione su vaste aree della rete di trasmissione particolarmente critiche, soprattutto nel periodo estivo, è stata programmata l'installazione, entro l'estate 2001, di batterie di condensatori, per un totale di 378 MVAR, da collocare in punti strategici della rete.

Energia ritirata da impianti "Cip 6"

La disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate c.d. CIP 6 è passata, a partire dal 1° gennaio 2001, in carico al Gestore, in attuazione del D.M. 21 novembre 2000 e di quanto disposto all'art. 3 comma 8 del Decreto Bersani.
Gli impianti CIP 6 generano una produzione annua di circa 50 TWh, tenuto conto dell'entrata in esercizio commerciale di nuovi impianti e dell'apporto degli impianti delle aziende produttrici-distributrici.
Per il collocamento di tale energia il Gestore ha provveduto, in applicazione della Deliberazione 223/00, a mettere in atto una procedura concorsuale imperniata su bande di potenza da 10 MW con peculiarità diverse in relazione al tipo di clientela e sulla base di due ordini temporali annuale e mensile.
Il Gestore ha assegnato, per l'anno 2001, energia prodotta da impianti CIP 6 per una potenza complessiva di 3.600 MW pari a circa 32 TWh di energia.
In relazione a tale attività l'Autorità ha provveduto a formulare i meccanismi che regolano il rimborso al Gestore dell'eventuale differenza tra prezzo di acquisto e prezzo di vendita (Deliberazione n. 20/01).
Pertanto il Gestore sarà chiamato a gestire nel modo più efficace ed efficiente i vari flussi – fisici, economici e finanziari – che deriveranno dalla contrapposizione tra gli acquisti e le vendite di detta energia.

						Prezzo base assegnazione			Prezzo medio off. iniziale		Prezzo medio ass. finale	
Procedure concorsuali	Potenza disponibile MW	Potenza assegnata MW	Potenza non assegnata MW	Numero assegnatari	Prezzo base d'asta L/kWh	Componente variabile[1] L/kWh	Totale L/kWh	L/kWh	% su prezzo base d'ass.	L/kWh	% su prezzo base d'ass.
Interrompibili senza preavviso	500	500	0	21	11,6	66,5	78,1	78,3	0,2	85,1	8,9
Interrompibili con preavviso	1.500	440	1.060[2]	23	21,7	66,5	88,2	88,5	0,3	-	-
Assegnazione capacità su base annuale	500+1.060[2]	1.560	0	7	45,2	66,5	111,7	111,8	0,0	113,6	1,7
Assegnazione capacità differenziata per fasce orarie: F1	1.100	780	320	11	196,5	66,5	263,3	263,3	0,1	-	-
F2	1.100	970	130	14	87	66,5	153,7	153,7	0,1	-	-
F3	1.100	1.100	0	15	53,3	66,5	119,8	119,9	0,1	120,9	0,9
F4	1.100	1.100	0	11	13,4	66,5	79,9	80	0,1	82,9	3,7

[1] Pari al 68,8% di Ct assunto costante per tutto l'anno e pari al valore valido nel primo bimestre 2001 (99,6 L/kWh)
[2] Potenza resa disponibile nella procedura concorsuale per l'assegnazione di capacità su base annuale ai clienti idonei

Legge quadro in materia di campi elettromagnetici

In data 22 marzo è entrata in vigore la Legge 22 febbraio 2001 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici" che disciplina la materia introducendo una prima distinzione di competenze e responsabilità in materia di esercizio e risanamento degli elettrodotti.
In particolare, in materia di risanamento degli elettrodotti il GRTN presenterà i piani relativi, sulla base delle informazioni ricevute dai proprietari, i quali, a loro volta, dovranno provvedere ai relativi interventi.

Rapporto sull'attività del Gestore

Nel corso del mese di maggio 2001 il Gestore ha presentato il proprio "Rapporto sulle attività Aprile 2000-Marzo 2001" con il quale, oltre ad effettuare un bilancio delle proprie attività, si è fatta una riflessione sul percorso della riforma del settore elettrico avviata con il Decreto Bersani.

Rapporti con le società controllate

Relativamente ai rapporti con le società Acquirente unico SpA e Gestore del mercato elettrico SpA, il Gestore, è impegnato nella realizzazione delle forme più opportune di coordinamento organizzativo ed operativo.
In tale ottica nel corso dell'esercizio in chiusura il Gestore ha svolto attività preparatorie di valutazione dei diversi modelli di organizzazione del mercato.

Rapporti con clienti e fornitori

Relativamente alle posizioni di credito e di debito esistenti al 31 dicembre 2000 si precisa che nel corso del 2001 sono stati regolati rapporti verso Enel Distribuzione SpA per circa Lire 1.200 miliardi.

Introduzione all'Euro

Nel quadro della revisione delle proprie applicazioni informatiche che prevedono la trasformazione dei sistemi contabili la Società ha contemplato la predisposizione per il passaggio all'Euro nel corso dell'anno.



BILANCIO CONSUNTIVO

Lire

Stato patrimoniale

Attivo

		al 31.12.2000		al 31.12.1999	
		Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			-		-
B) Immobilizzazioni					
I. Immateriali					
- Costi d'impianto e d'ampliamento		5.835.000		7.780.000	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		1.179.938.641		138.722.667	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		47.934.645		-	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		2.028.620.786		317.445.786	
- Altre		9.759.267		19.518.519	
			3.272.088.339		483.466.972
II. Materiali					
- Terreni e fabbricati		94.236.066.850		39.204.000.000	
- Impianti e macchinario		45.382.059.500		51.792.767.269	
- Attrezzature industriali e commerciali		545.624.301		375.873.498	
- Altri beni		3.514.036.717		1.885.041.568	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		21.517.360.000		3.269.472.620	
			165.195.147.368		96.527.154.955
III. Finanziarie					
- Partecipazioni in:					
• imprese controllate		10.000.000.000		200.000.000	
• altre imprese		3.300.000.000		3.300.000.000	
		13.300.000.000		3.500.000.000	
	Esigibili entro 12 mesi				
- Crediti:					
• Verso altri	383.456.476	1.931.555.308		1.687.006.045	
		1.931.555.308		1.687.006.045	
			15.231.555.308		5.187.006.045
• Totale immobilizzazioni			**183.698.791.015**		**102.197.627.972**
C) Attivo circolante	Esigibili oltre 12 mesi				
I. Rimanenze		-	-	-	-
II. Crediti					
- Verso clienti		1.893.790.267.533		45.624.942.402	
- Verso imprese controllate		369.277.026		-	
- Verso impresa controllante		-		13.446.226.261	
- Verso altri		13.142.738.349		1.182.918.982	
			1.907.302.282.908		60.254.087.645
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni			-		-
IV. Disponibilità liquide					
- Depositi bancari e postali		109.971.758.865		52.219.527	
- Danaro e valori in cassa		24.695.561		13.469.916	
			109.996.454.426		65.689.443
• Totale attivo circolante			**2.017.298.737.334**		**60.319.777.088**
D) Ratei e risconti					
Ratei attivi			16.500.000		-
Risconti attivi			4.110.000		18.940.000
• Totale ratei e risconti			**20.610.000**		**18.940.000**
TOTALE ATTIVO			**2.201.018.138.349**		**162.536.345.060**

Lire

Passivo

		al 31.12.2000		al 31.12.1999	
		Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Patrimonio netto					
I. Capitale			50.200.000.000		50.200.000.000
IV. Riserva legale			-		-
VII. Altre riserve:					
Riserva da conferimento			707.235.052		707.235.052
IX. Utile d'esercizio			44.458.359.370		-
Totale patrimonio netto			**95.365.594.422**		**50.907.235.052**
B) Fondi per rischi ed oneri					
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		1.740.867.916		1.094.355.106	
- Altri		15.042.069.840		5.172.140.569	
Totale fondi per rischi ed oneri			**16.782.937.756**		**6.266.495.675**
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato			**32.365.784.244**		**30.771.921.131**
D) Debiti	Esigibili oltre 12 mesi				
- Debiti verso banche:					
• per finanziamenti a medio e lungo termine	25.000.000.000	25.000.000.000		25.000.000.000	
- Debiti verso fornitori	1.576.622	1.936.953.179.686		16.345.254.083	
- Debiti verso impresa controllante		-		14.624.824.406	
- Debiti tributari		44.146.785.144		10.364.123.769	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		4.979.665.581		3.299.723.528	
- Altri debiti		6.647.539.526		4.630.354.916	
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		38.126.320.581		-	
Totale debiti			**2.055.853.490.518**		**74.264.280.702**
E) Ratei e risconti					
Ratei passivi			646.207.451		323.212.500
Risconti passivi:					
• altri		4.123.958		3.200.000	
			4.123.958		3.200.000
Totale ratei e risconti			**650.331.409**		**326.412.500**
TOTALE PASSIVO			**2.201.018.138.349**		**162.536.345.060**
Conti d'ordine					
Garanzie prestate			-		-
Garanzie ricevute			1.273.216.543		981.266.000
Altri conti d'ordine			61.418.025.227		67.733.976.985
Totale conti d'ordine			**62.691.241.770**		**68.715.242.985**

Lire

Conto economico

	al 31.12. 2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Valore della produzione				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.972.108.786.252		63.105.483.123	
- Altri ricavi e proventi	152.237.865		20.672.854	
Totale valore della produzione		**1.972.261.024.117**		**63.126.155.977**
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		80.787.918.752		147.808.307
- Per servizi		257.858.612.169		19.402.080.891
- Per godimento di beni di terzi		1.428.719.896.984		1.565.727.868
- Per il personale:				
• salari e stipendi	56.925.330.453		22.693.944.318	
• oneri sociali	16.338.462.515		7.016.808.827	
• trattamento di fine rapporto	4.978.561.420		2.085.958.494	
• trattamento di quiescenza e simili	1.079.939.686		131.933.474	
• altri costi	2.931.161.830		1.028.113.302	
		82.253.455.904		32.956.758.415
- Ammortamenti e svalutazioni:				
• ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	641.680.309		81.065.593	
• ammortamento delle immobilizzazioni materiali	11.788.153.153		3.499.950.633	
• svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	9.449.000.000		-	
		21.878.833.462		3.581.016.226
- Accantonamenti per rischi		313.613.200		-
- Altri accantonamenti		4.045.000.000		-
- Oneri diversi di gestione		599.350.955		179.505.656
Totale costi della produzione		**1.876.456.681.426**		**57.832.897.363**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		**95.804.342.691**		**5.293.258.614**
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	60.508.766		20.119.996	
• proventi diversi dai precedenti:				
da impresa controllante	-		15.551.169	
altri	3.774.756.388		179.206.594	
		3.835.265.154		214.877.759
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• da impresa controllante	-		52.454.278	
• altri	1.163.036.122		323.228.798	
		(1.163.036.122)		(375.683.076)
Totale proventi e oneri finanziari		**2.672.229.032**		**(160.805.317)**

Lire

Conto economico

	al 31.12. 2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie				
- Svalutazioni:				
• di partecipazioni	59.954.300		-	
		(59.954.300)	-	-
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		**(59.954.300)**		
E) Proventi e oneri straordinari				
- Proventi:				
• vari	92.430.211		-	
		92.430.211		-
- Oneri:				
• vari	8.499.224.214		2.524.189.793	
		(8.499.224.214)		(2.524.189.793)
Totale delle partite straordinarie		**(8.406.794.003)**		**(2.524.189.793)**
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		**90.009.823.420**		**2.608.263.504**
- Imposte sul reddito dell'esercizio		45.551.464.050		2.608.263.504
Utile dell'esercizio		**44.458.359.370**		-

NOTA INTEGRATIVA

SEZIONE I
Parte generale

Struttura e contenuto del bilancio

La struttura, la composizione nonché la classificazione delle voci dello Stato patrimoniale, del Conto economico e della nota integrativa sono conformi a quanto previsto dal D.lgs. 9 aprile 1991, n. 127 e in ottemperanza alle norme del Codice Civile. Nel rispetto di quanto indicato dal documento I-1 interpretativo del Principio contabile n.12 del Consiglio nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri sono state opportunamente adattate alcune voci del bilancio e, ai fini di omogenei confronti, sono state apportate coerenti riclassifiche dei dati relativi al bilancio al 31 dicembre 1999.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società, sono stati predisposti – a corredo della relazione sulla gestione – lo Stato patrimoniale e il Conto economico riclassificati in forma sintetica nonché il Rendiconto finanziario.

Vengono, inoltre, fornite – ancorché non previste da specifiche disposizioni di legge – tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una completa informativa di bilancio.

I princípi contabili adottati e di seguito illustrati, uniformati ai princípi generali richiamati dagli art. 2423 e 2423-bis del Codice Civile, enunciano i criteri seguiti nella valutazione delle diverse voci di bilancio, nella determinazione degli ammortamenti e degli accantonamenti.

Non sussistono situazioni per le quali si è reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma del Codice Civile.

Si evidenzia che, allo scopo di facilitare la lettura dello Stato patrimoniale e del Conto economico, sono state eliminate le voci di bilancio precedute da numeri arabi il cui saldo risulta pari a zero.

Nello Stato patrimoniale le voci dell'attivo e del passivo sono state messe a confronto con le eventuali poste risultanti al 31 dicembre 1999.

Nel Conto economico invece non si sono effettuati confronti con le voci del periodo precedente poiché si riferiscono a soli cinque mesi di attività della società nei quali, tra l'altro, non si era ancora pienamente avviata l'attività caratteristica della stessa.

Le informazioni a commento delle voci dello Stato patrimoniale e del Conto economico sono espresse in lire milioni.

Al fine di agevolare il passaggio all'Euro i valori delle voci degli schemi di Conto economico e Stato patrimoniale dell'esercizio 2000 sono stati espressi anche in Euro applicando il tasso fisso di conversione pari a Lire 1.936,27.

Criteri di valutazione

Per la redazione del bilancio dell'esercizio 31 dicembre 2000 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Codice Civile omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai princípi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, i più significativi dei quali sono qui di seguito illustrati.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo, comprensive degli oneri e degli ammortamenti, ai sensi dell'art. 2426, 5° comma del Codice Civile.

I *costi di impianto e di ampliamento*, aventi utilità pluriennale, sono stati iscritti previo consenso del Collegio Sindacale e sono ammortizzati in un periodo di cinque anni.

I *diritti di utilizzazione delle opere di ingegno* includono il costo di acquisto delle licenze del software applicativo ammortizzato in tre esercizi.

I *marchi* si riferiscono ai costi sostenuti per il loro acquisto e sono ammortizzati in un arco temporale di 10 anni.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al costo di acquisizione o di produzione, inclusivo anche dei costi accessori direttamente imputabili.

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 della valutazione effettuata.

Gli ammortamenti sono calcolati sistematicamente in ogni esercizio a quote costanti sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi, sulla base di uno specifico studio.

Come consentito dalla normativa sul bilancio ed in applicazione di norme tributarie, sono inoltre stanziati ulteriori ammortamenti fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie. Non sono stati effettuati ammortamenti anticipati.

Sono di seguito indicate le aliquote di ammortamento economico-tecniche:

	Aliquote % economico-tecniche
Fabbricati	2,5
Impianti di controllo	9,8
Impianti di trasmissione	20
Attrezzature industriali e commerciali	10
Macchine d'ufficio	19
Stazioni di lavoro	20

Le immobilizzazioni acquisite nell'esercizio sono ammortizzate con aliquota pari al 50% dell'aliquota base sopra indicata.

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria, in quanto non modificativi della consistenza o della potenzialità delle immobilizzazioni, sono addebitati integralmente al conto economico dell'esercizio in cui sono sostenuti. I costi di manutenzione aventi, invece, natura incrementativa sono attribuiti ai relativi cespiti ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo del bene.

Immobilizzazioni finanziarie

Le *partecipazioni in imprese controllate, imprese collegate ed altre imprese* sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Il costo delle partecipazioni viene eventualmente ridotto nel caso in cui le partecipate conseguano perdite durevoli e non siano prevedibili nell'immediato futuro utili di entità tale da assorbire le perdite stesse; se vengono meno i motivi della svalutazione effettuata il valore originario viene ripristinato negli esercizi successivi.

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono inoltre i "crediti verso il personale" per prestiti ai dipendenti registrati al loro valore nominale residuo.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione e classificati fra le "Immobilizzazioni finanziarie" e "Attivo circolante" in relazione alla loro natura e destinazione.

I valori suddetti risultano dalla differenza tra il valore nominale dei crediti commerciali e il "fondo svalutazione crediti" portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I crediti comprendono, inoltre, le attività per imposte anticipate, limitatamente a quelle per le quali sussiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale.

Operazioni e partite in moneta estera

I crediti e debiti in moneta estera a breve termine, le quote correnti dei crediti e debiti in valuta a medio-lungo termine ed i fondi liquidi in moneta estera in essere alla chiusura dell'esercizio, iscritti al momento di effettuazione dell'operazione al cambio in vigore alla stessa data, sono esposti in bilancio al cambio della data del bilancio. Gli utili e le perdite che derivano dalla conversione dei singoli crediti e debiti a breve termine sono imputati al conto economico come componenti di reddito di natura finanziaria.

Ratei e risconti

Comprendono quote di proventi ed oneri, comuni a più esercizi in funzione del principio della competenza economica e temporale.

Fondi per rischi e oneri

Il Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili accoglie 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.

Gli altri fondi per rischi ed oneri 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.

Per l'accantonamento al fondo oneri per ripianamento fondo previdenza elettrici si è fatto riferimento per l'imputazione in bilancio ai criteri stabiliti dalla Legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria 2000).

Gli stanziamenti riflettono la migliore stima possibile sulla base degli elementi a disposizione.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

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.

Conti d'ordine

I criteri di valutazione ed il contenuto di tali conti sono conformi al Principio Contabile del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri n. 22.

Ricavi e costi

Sono rilevati in base al principio della prudenza e competenza economica e sono iscritti in bilancio al netto degli abbuoni e degli sconti.
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.

Imposte sul reddito d'esercizio

Le imposte sul reddito sono determinate, in conformità alle disposizioni in vigore, tenendo conto delle agevolazioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.
In applicazione del Principio contabile n. 25, vengono rilevate, qualora ne esistano i presupposti, imposte differite sulla base delle differenze di natura temporanea tra il risultato lordo civilistico e l'imponibile fiscale.
Se dal ricalcolo emerge un onere fiscale anticipato, esso viene iscritto in bilancio tra i crediti nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del suo futuro recupero.

SEZIONE II
Composizione e variazioni delle voci dello Stato patrimoniale e del Conto economico

Stato patrimoniale

Attivo

Immobilizzazioni

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, sono stati predisposti appositi prospetti che indicano per ciascuna voce: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (incrementi, riclassifiche) e il saldo finale, come previsto dall'art. 2427, 2° comma del Codice Civile.

Immobilizzazioni immateriali – Lire 3.272 milioni

La composizione di tale voce e i movimenti intervenuti nell'esercizio sono i seguenti:

Lire milioni

	Costi di impianto	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale generale
Situazione al 31.12.1999						
Costo originario	10	208	-	318	29	565
Ammortamenti	(2)	(69)	-	-	(10)	(81)
Situazione al 31.12 .1999	**8**	**139**	**-**	**318**	**19**	**484**
Movimenti esercizio 2000						
Incrementi	-	1.666	53	1.711	-	3.430
Ammortamenti	(2)	(625)	(5)	-	(10)	(642)
Saldo movimenti dell'esercizio 2000	**(2)**	**1.041**	**48**	**1.711**	**(10)**	**2.788**
Situazione al 31.12.2000						
Costo originario	10	1.874	53	2.029	29	3.995
Ammortamenti cumulati	(4)	(694)	(5)	-	(20)	(723)
Situazione al 31.12.2000	**6**	**1.180**	**48**	**2.029**	**9**	**3.272**

I *costi di impianto* (Lire 6 milioni) diminuiscono per effetto dell'ammortamento del periodo, che avviene in 5 anni a quote costanti, così come consentito dall'art. 2426 del Codice Civile. Si riferiscono, per la loro interezza, alla avvenuta capitalizzazione, previo consenso del Collegio Sindacale, delle spese notarili e degli altri oneri accessori sostenuti per la costituzione della società.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno* rilevano un incremento per Lire 1.666 milioni per acquisizione di software applicativi della società; a tale incremento si contrappone la riduzione per ammortamenti di Lire 625 milioni.

L'ammortamento viene effettuato in tre anni.

I *marchi* per Lire 48 milioni, al netto della quota di ammortamento dell'esercizio, rilevano le spese sostenute dalla società per la realizzazione del logo aziendale e vengono ammortizzati per un periodo di 10 anni.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* si incrementano di Lire 1.711 milioni per spese capitalizzate inerenti all'implementazione di progetti la cui entrata in esercizio è prevista nel corso del 2001.

La *altre immobilizzazioni immateriali* si decrementano per la quota di ammortamento dell'esercizio.

Immobilizzazioni materiali – Lire 165.195 milioni

La consistenza delle immobilizzazioni materiali, al netto del fondo ammortamento, è pari a Lire 165.195 milioni e rispetto all'esercizio precedente aumentano di Lire 68.668 milioni.

Nel prospetto di dettaglio riprodotto di seguito, sono riportati, per singola categoria, i movimenti intervenuti nell'esercizio, nonché la composizione delle consistenze a inizio anno e al 31 dicembre 2000:

Lire milioni

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.1999						
Costo originario	39.600	54.750	389	2.019	3.269	100.027
Fondo ammortamento	(396)	(2.957)	(13)	(134)	-	(3.500)
Saldo al 31.12.1999	**39.204**	**51.793**	**376**	**1.885**	**3.269**	**96.527**
Movimenti esercizio 2000						
Acquisizioni	57.076	2.551	224	2.244	18.363	80.458
Passaggi in esercizio	-	115	-	-	(115)	-
Riclassifiche	-	-	(5)	5	-	-
Dismissioni nette	-	(2)	-	-	-	(2)
Ammortamenti	(2.044)	(9.075)	(49)	(620)	-	(11.788)
Saldo movimenti dell'esercizio 2000	**55.032**	**(6.411)**	**170**	**1.629**	**18.248**	**68.668**
Situazione al 31.12.2000						
Costo originario	96.676	57.414	608	4.268	21.517	180.483
Fondo ammortamento	(2.440)	(12.032)	(62)	(754)	-	(15.288)
Saldo al 31.12.2000	**94.236**	**45.382**	**546**	**3.514**	**21.517**	**165.195**

Gli investimenti dell'anno, pari a Lire 80.458 milioni, si riferiscono a costi esterni imputati direttamente all'attivo patrimoniale:

- nella voce fabbricati, per Lire 57.076 milioni, dovuti quasi completamente all'acquisizione di un fabbricato destinato a ospitare gli organi sociali oltre a diverse funzioni di staff sia della società sia delle due controllate;
- nella voce immobilizzazioni in corso e acconti, per Lire 18.363 milioni, di cui circa Lire 15.000 milioni per spese inerenti alla realizzazione del nuovo sistema di controllo e teleconduzione integrato (sistema SCTI).

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2000 sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti.

Le immobilizzazioni materiali acquisite nell'esercizio sono ammortizzate con aliquota pari al 50% dell'aliquota base.

Inoltre, come consentito dall'art. 2426, comma 2 del Codice Civile, al fine di usu-

fruire delle possibilità offerte dalla normativa fiscale vigente, sono state stanziate ulteriori quote fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie per Lire 980 milioni.
In applicazione all'art. 2427, comma 14 del Codice Civile si fa presente che qualora gli ammortamenti fossero stati stanziati sulla scorta delle sole aliquote economico-tecniche, ipotizzando la loro costante applicazione nel tempo, il fondo e la quota degli ammortamenti sarebbero inferiori rispettivamente di Lire 1.254 milioni e Lire 980 milioni.
Conseguentemente il patrimonio netto e l'utile dell'esercizio sarebbero superiori rispettivamente di Lire 737 milioni e di Lire 576 milioni al netto dell'effetto fiscale teorico previsto (aliquota del 41,25%).
Al 31 dicembre 2000, il Fondo ammortamento nel suo complesso rappresenta l'8,5% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.
Alla data del 31 dicembre 2000 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

Immobilizzazioni finanziarie – Lire 15.232 milioni
Comprendono per Lire 13.300 milioni partecipazioni in imprese controllate e per Lire 1.932 milioni crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni – Lire 13.300 milioni
Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.
Le movimentazioni intervenute nell'esercizio alla voce partecipazioni sono le seguenti:

Lire milioni	al 31.12.1999	Movimenti dell'esercizio 2000					al 31.12.2000
	Valore di bilancio	Svalutazioni	Ricostituzione di capitale	Costituzioni	Aumenti di capitale	Saldo movimenti	Valore a fine periodo
Partecipazioni							
Imprese controllate							
Acquirente Unico SpA	200	(60)	60	-	4.800	4.800	5.000
Gestore del Mercato SpA	-	-	-	1.000	4.000	5.000	5.000
Totale imprese controllate	**200**	**(60)**	**60**	**1.000**	**8.800**	**9.800**	**10.000**
Altre imprese							
Cesi SpA	3.300	-	-	-	-	-	3.300
Totale altre imprese	**3.300**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**3.300**
Totale	**3.500**	**(60)**	**60**	**1.000**	**8.800**	**9.800**	**13.300**

In imprese controllate – Lire 10.000 milioni
In data 8 giugno 2000 l'Assemblea Straordinaria degli Azionisti della società Acquirente unico SpA, in relazione anche alla perdita in corso del 2000, ha deliberato la costituzione di un fondo a copertura della perdita futura di esercizio e l'incremento del capitale sociale da Lire 200 milioni a Lire 1.000 milioni; l'operazione sottoscritta interamente dalla società ha comportato un esborso pari a Lire 860 milioni.
In data 27 giugno 2000, ai sensi e per gli effetti dell'art. 5 del D.lgs. 16 marzo

1999 n. 79 il Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA ha costituito la società per azioni "Gestore del mercato elettrico SpA" con capitale sociale di Lire 1.000 milioni interamente sottoscritto dal Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA.
Nel corso del mese di ottobre, la società ha sottoscritto due ulteriori aumenti di capitale sociale delle controllate deliberati dalle assemblee straordinarie che prevedevano la modifica del capitale sociale da Lire 1.000 milioni a Lire 5.000 milioni.
Il Gestore non ha ritenuto opportuno, procedere alla svalutazione delle partecipazioni a fine esercizio 2000 per le perdite conseguite dalle due controllate per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2000, in quanto non considera tali risultati negativi delle controllate come perdite durevoli di valore. Nell'ambito del passivo è stato costituito un fondo per la copertura delle perdite.

In altre imprese – Lire 3.300 milioni
È costituita dalla partecipazione nella società CESI SpA pari al 9,3% del capitale, il cui pacchetto di maggioranza è posseduto dall'Enel SpA.
La società opera nella realizzazione e gestione di laboratori ed impianti per prove, collaudi, studi e ricerche sperimentali interessanti l'elettrotecnica in generale ed il progresso tecnico e scientifico.
Si evidenzia che il valore di iscrizione a bilancio è rimasto invariato rispetto all'esercizio 1999 non esistendo al momento condizioni durevoli tali da giustificare eventuali rettifiche.

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1 punto 5 c.c. si evidenzia l'elenco delle partecipazioni:

Lire milioni

Partecipazione	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.2000	Patrimonio netto al 31.12.2000	Utile d'esercizio (Perdita) al 31.12.2000	Quota % possesso	Valore attribuito
a. Imprese controllate						
Acquirente unico SpA.	Roma	5.000	4.454	(593)	100	5.000
Gestore del mercato SpA.	Roma	5.000	4.638	(362)	100	5.000
b. Altre imprese						
CESI SpA.	Milano	17.100	37.882	5.038	9,3	3.300

Con riferimento alle partecipazioni di controllo, nella società Acquirente unico SpA e nel Gestore del mercato SpA, non si procede alla redazione del bilancio consolidato di gruppo stante la mancata operatività delle controllate nell'anno 2000 e di conseguenza l'irrilevanza della loro eventuale inclusione nell'ambito del bilancio consolidato (art. 28 , comma 2° lett. A) D.lgs. 9 aprile 1991 n. 127).

Crediti verso altri – Lire 1.932 milioni

La voce è costituita prevalentemente dal residuo "prestiti ai dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari. Rispetto al valore dell'esercizio 1999 (Lire 1.687 milioni) si è verificato un incremento di Lire 245 milioni.

Attivo circolante

Crediti – Lire 1.907.302 milioni

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Crediti verso clienti – Lire 1.893.790 milioni

La voce si riferisce alla fatturazione dei diversi corrispettivi dovuti dagli altri operatori del mercato elettrico in base a deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ed è così composta:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Crediti verso clienti:	
- per corrispettivo di trasporto – mercato vincolato	1.449.794
- per servizio di vettoriamento – mercato libero	386.208
- per vendita energia elettrica da "acquisti spot" dall'estero	44.102
- per garanzia capacità trasporto interconnessione con l'estero	9.777
- per assegnazione bande interconnessione con l'estero	7.582
- per prestazioni diverse dall'energia	5.776
Totale crediti verso clienti	**1.903.239**
Fondo svalutazione crediti	
- accantonamenti ordinari	**(9.449)**
Fondo svalutazione crediti	**(9.449)**
Totale	**1.893.790**

L'esposizione creditoria, correlata all'esposizione debitoria verso fornitori, risulta elevata in relazione al valore dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per le dinamiche conseguenti all'avvio del processo di liberalizzazione del mercato, che hanno causato ritardi nella regolarizzazione delle partite con clienti e fornitori.

I crediti sono esposti in bilancio al netto del fondo svalutazione crediti.

La costituzione del fondo e il suo relativo accantonamento sono stati effettuati in conformità a quanto previsto dall'art. 71 comma 1 del Testo Unico delle Imposte sui Redditi e nel rispetto dell'ultimo comma dell'art. 2426 del Codice Civile.

I suddetti crediti non presentano importi esigibili oltre l'esercizio successivo.

Crediti verso le imprese controllate – Lire 369 milioni

Si riferiscono a pagamenti anticipati per conto della società Acquirente Unico SpA (Lire 314 milioni) e della società Gestore del Mercato Elettrico SpA (Lire 55 milioni).

Crediti verso l'impresa controllante

Tale voce in bilancio risulta azzerata al 31 dicembre 2000.

Si ricorda che in data 1° aprile 2000 – a seguito del decreto del Ministero dell'Industria del 21 gennaio 2000 con il quale il Gestore ha assunto la piena titolarità e le funzioni assegnategli dal Decreto Bersani – le azioni rappresentative la partecipazione nel Gestore sono state assegnate a titolo gratuito dalla società Enel SpA al Ministero del Tesoro.

Nell'occasione si sono regolati definitivamente i rapporti al momento esistenti fra il Gestore e l'Enel SpA.

Crediti verso altri – Lire 13.143 milioni

La composizione del saldo al 31 dicembre 2000 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 1999, con riguardo alle principali tipologie, sono qui di seguito evidenziati:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Crediti verso Erario per imposte	12.141	48	12.093
Partite da regolare con fornitori	313	2	311
Crediti per imposte anticipate	324	920	(596)
Anticipi saltuari ai dipendenti	15	27	(12)
Crediti verso Istituti previdenziali e assicurativi	7	28	(21)
Partite diverse	343	159	184
Totale	**13.143**	**1.184**	**11.959**

I crediti verso l'amministrazione finanziaria sono costituiti principalmente da crediti verso l'erario per IVA (Lire 11.904 milioni).

L'importo di Lire 313 milioni rappresenta rapporti con fornitori da definire.

I crediti per imposte anticipate per Lire 324 milioni accolgono le imposte anticipate calcolate su componenti di reddito a deducibilità differita.

Disponibilità liquide – Lire 109.996 milioni

Sono così formate:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Depositi bancari	109.971	52	109.919
Denaro e valori in cassa	25	14	11
Totale	**109.996**	**66**	**109.930**

I depositi bancari accolgono, oltre le normali giacenze liquide connesse alla gestione operativa, anche operazioni di impiego sul mercato monetario, nell'ottica di una gestione ottimale dei surplus di tesoreria.

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

Ratei e risconti attivi – Lire 21 milioni

La voce rappresenta principalmente per Lire 16 milioni ratei per interessi su c/c bancari e postali.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei crediti e dei ratei e risconti attivi in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Lire milioni

	Entro l'anno	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale successivo
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Crediti verso altri	383	480	1.069	1.932
Totale	**383**	**480**	**1.069**	**1.932**
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	1.893.790	-	-	1.893.790
Crediti verso controllate	369	-	-	369
Crediti verso altri	13.143			13.143
Totale	**1.907.302**	**-**	**-**	**1.907.302**
Ratei e risconti attivi	**21**	**-**	**-**	**21**
TOTALE	**1.907.706**	**480**	**1.069**	**1.909.255**

Stato patrimoniale

Passivo

Patrimonio netto

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati nel seguente prospetto:

Lire milioni

	al 31.12.1999	Altri movimenti	al 31.12.2000
Capitale sociale	50.200	-	50.200
Altre riserve:			-
- Riserve da conferimento	707	-	707
Utile dell'esercizio	-	44.458	44.458
Totale	**50.907**	**44.458**	**95.365**

Capitale sociale – Lire 50.200 milioni
Il capitale sociale è rappresentato da n. 50.200.000 azioni da nominali Lire 1.000 ciascuna per complessive Lire 50.200.000.000 e non presenta variazioni rispetto al 1999.
In data 21 gennaio 2000, in attuazione dell'art. 3 comma 4 del Decreto Bersani, il Ministero dell'Industria, con proprio provvedimento, ha stabilito con decorrenza 1° Aprile 2000, che la società costituita dall'Enel SpA assumesse la piena titolarità e funzioni di Gestore della rete di trasmissione nazionale e che dalla medesima data le azioni della società passassero a titolo gratuito dalla società Enel SpA al Ministero del Tesoro.

Altre riserve – Lire 707 milioni
Nella voce "Riserva da conferimento" è riportato l'importo di Lire 707 milioni relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda attribuito dall'Enel SpA a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.
Le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di impianto e di ampliamento come previsto dall'art. 2426, comma 1°, n. 5 Codice Civile.

Utile dell'esercizio – Lire 44.458 milioni
Il risultato economico dell'esercizio ammonta ad un utile di Lire 44.458 milioni.

Fondi per rischi ed oneri

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati di seguito:

Lire milioni

	Valore al 31.12.1999	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variaz.	Valore al 31.12.2000
Fondi per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.094	1.080	(433)	-	1.741
Altri:					
- Fondo vertenze e contenzioso	51	-	-	(22)	29
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	5.121	1.791	(2.918)	-	3.994
- Fondo oneri per ripianamento FPE	-	1.650	-	-	1.650
- Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero	-	314	-	-	314
- Fondo oneri "una tantum" per rinnovo contratto collettivo di lavoro	-	1.440	-	-	1.440
- Fondo dismissioni impianti industriali	-	6.660	-	-	6.660
- Fondo oneri da partecipazione	-	955	-	-	955
Totale altri fondi	**5.172**	**12.810**	**(2.918)**	**(22)**	**15.042**
Totale fondi per rischi e oneri	**6.266**	**13.890**	**(3.351)**	**(22)**	**16.783**

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili – Lire 1.741 milioni

Il fondo accoglie il valore attuale, sia delle previste future prestazioni previdenziali a favore dei dirigenti in quiescenza sia dell'indennità sostitutiva del preavviso relativa al personale in servizio, che hanno maturato il diritto ai sensi dei contratti collettivi di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Gli accantonamenti sono costituiti dall'adeguamento delle suddette prestazioni per i dirigenti in quiescenza (Lire 584 milioni) e per il personale in servizio (Lire 496 milioni).

Gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

Altri Fondi – Lire 15.042 milioni

Fondo vertenze e contenzioso – Lire 29 milioni

Al 31 dicembre 2000, considerando sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte nell'esercizio precedente sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali in corso connesse a rapporti di lavoro e da altro contenzioso, si è provveduto a riallineare il valore del fondo con conseguente accredito al conto economico dell'esercizio tra i proventi straordinari.

Per le vertenze per le quali un eventuale esito negativo non è ragionevolmente quantificabile si rinvia al paragrafo "Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale".

Fondo oneri per incentivi all'esodo – Lire 3.994 milioni

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari connessi all'offerta temporanea per risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro derivante da esigenze organizzative.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno aderito alla suddetta offerta ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2000.

La quota di accantonamento di Lire 1.791 milioni è rilevata in conto economico fra gli oneri straordinari.

Fondo oneri per ripianamento fondo previdenza elettrici – Lire 1.650 milioni

Il fondo accoglie l'onere stimato, di competenza per l'anno 2000, che la Legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria 2000) e la successiva Legge n. 388/2000 (Legge Finanziaria 2001), potrebbero porre a carico della nostra società come versamento di un contributo straordinario dovuto in conseguenza alla soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE).

Al riguardo si precisa che l'art. 41 della Legge Finanziaria 2000 ha previsto che, a far data dal 1° gennaio 2000, il Fondo di Previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica e delle aziende elettriche private (FPE) è soppresso e, dalla medesima data, tutti gli iscritti a detto fondo sono trasferiti presso l'assicurazione generale obbligatoria (AGO).

La stessa norma stabilisce un contributo a carico dei datori di lavoro, pari a complessive Lire 4.050 miliardi da erogarsi in rate annue di eguale importo nel 2000-2002, consentendo l'imputazione in bilancio secondo il criterio di cassa ovvero anche con imputazione contabile in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019.

I criteri di ripartizione delle quote a carico delle aziende e le modalità di corresponsione all'INPS sono stati precisati con decreto del Ministro del Lavoro di concerto con il Ministro del Tesoro, emanato il 6 luglio 2000, che ha ripartito gli oneri "proporzionalmente al numero dei dipendenti iscritti nel mese di dicembre 1996, ponderato con le relative anzianità contributive medie risultanti alla medesima rata". Il comma 2, dell'articolo unico, del D.M. citato, inoltre, ha individuato l'INPS come il soggetto responsabile della comunicazione degli importi alle "aziende interessate" entro 30 giorni dalla scadenza del pagamento fissata al 30 novembre.

Detta comunicazione contenuta nella successiva nota attuativa INPS del 27.10.2000 ha quantificato per la sola Enel – quale rata per il 2000 – il pagamento, entro il 30 novembre 2000, del contributo straordinario.

L'art. 68, comma 7 della Legge Finanziaria 2001 (L. 388/2000) ha fornito una interpretazione delle norme citate stabilendo che "il comma 3 dell'art. 41 della Legge 23 dicembre 1999, n. 488, si interpreta nel senso che ciascuna rata annuale del contributo straordinario va ripartita tra i datori di lavoro i quali, alla fine del mese antecedente la scadenza del pagamento delle rate medesime, abbiano in servizio lavoratori che risultavano già iscritti al 31 dicembre 1996 ai Fondi sociali soppressi, in misura proporzionale al numero dei lavoratori stessi, ponderato con le relative anzianità contributive medie risultanti a detta data".

Tale ultima disposizione, sulla cui legittimità sono in corso approfondimenti, potrebbe porre a carico della nostra società, secondo talune interpretazioni, un onere di circa Lire 33 miliardi, secondo modalità che peraltro dovrebbero essere precisate da parte INPS.

Secondo quanto previsto dalla Legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria), che ha reso possibile l'adozione di un trattamento contabile differente da quello indicato dai princípi contabili di riferimento, si è proceduto ad accantonare 1/20, Lire 1.650 milioni, del predetto onere complessivo, importo ritenuto prudenziale alla luce del convincimento che tale onere non sia dovuto dal GRTN.

Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero – Lire 314 milioni

Con la deliberazione n. 162/99 e la successiva n. 180/99 art. 6.1 l'Autorità ha determinato uno specifico corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal GRTN per la garanzia interconnessione con l'estero.

Nel corso dell'anno il Gestore ha fatturato l'importo di Lire 25.714 milioni, mentre i costi per fornitura di energia destinata a coprire le interruzioni con l'estero ammontano a Lire 25.400 milioni, con un margine di Lire 314 milioni.

Circa l'utilizzazione di tale differenza, la deliberazione n. 241 del 28 dicembre 2000 rinvia a successivi provvedimenti dell'Autorità stessa la destinazione di tale margine; alla luce di ciò si è ritenuto opportuno accantonare il margine in questione.

Fondo oneri "una tantum" per rinnovo contratto collettivo di lavoro – Lire 1.440 milioni

Lo stanziamento a tale fondo è stato effettuato per probabili oneri che potrebbero sorgere alla data del rinnovo del Contratto collettivo di lavoro degli elettrici – scaduto in data 31 dicembre 1998 – riferibili a periodi antecedenti l'anno 2001.

Fondo dismissioni impianti industriali – Lire 6.660 milioni

L'accantonamento è stato effettuato per far fronte ai potenziali oneri e minusvalenze connessi alla dismissione di impianti non più utilizzabili nel ciclo produttivo, a seguito della riorganizzazione della funzione di controllo e teleconduzione del sistema elettrico nazionale.

Fondo per copertura perdite di società partecipate – Lire 955 milioni

Il fondo è stato costituito per far fronte all'onere della copertura delle perdite delle due società partecipate.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato – Lire 32.366 milioni

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2000 è così rappresentata:

Lire milioni	
Saldo al 31.12.1999	30.772
Accantonamenti	4.979
Utilizzi per erogazioni	(3.929)
Altri movimenti	544
Totale	**32.366**

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2000 dal personale dipendente dovute ai sensi di legge, nettate delle anticipazioni concesse ai dipendenti per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni Enel SpA (quest'ultima concessa in occasione dell'Offerta pubblica di azioni Enel SpA in data 2 novembre 1999, quando la società faceva ancora parte del Gruppo Enel).

L'utilizzo è rappresentato dalla ordinaria movimentazione connessa alla risoluzione del rapporto di lavoro, acquisto prima casa o anticipazioni spese sanitarie.

Debiti

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio inserito a completamento del commento del passivo.

Debiti verso banche – Lire 25.000 milioni

La voce si riferisce al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato dalla banca CREDIOP SpA

Debiti verso fornitori – Lire 1.936.953 milioni

Accolgono i debiti per fatture ricevute nonché per fatture da ricevere principalmente rappresentati dai corrispettivi dovuti ai proprietari della RTN. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per acquisti di energia, per prestazioni di servizi e di beni al netto delle note di credito da ricevere. L'incremento per Lire 1.920.608 milioni è dovuto, quindi, all'avvio della piena operatività della società.

Debiti tributari – Lire 44.147 milioni

Accolgono il debito verso l'Erario a titolo di sostituto di imposta per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e il debito per le imposte di competenza dell'esercizio.
Il confronto con l'esercizio 1999 è così sintetizzato:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Debito per IVA	-	4.629	(4.629)
Ritenute di imposta in qualità di sostituto	2.441	2.205	236
Imposte sul reddito	41.706	3.530	38.176
Totale	**44.147**	**10.364**	**33.783**

Debiti verso Istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Lire 4.980 milioni

Trattasi di debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico della Società gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente. La composizione della voce è la seguente:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Debiti verso Fondo Previdenza Elettrici	1.994	1.961	33
Debiti verso FOPEN	1.590	-	1.590
Debiti verso INPDAI	414	284	130
Debiti verso INPS	263	406	(143)
Debiti diversi	719	649	70
Totale	**4.980**	**3.300**	**1.680**

Altri debiti – Lire 6.647 milioni

Si incrementano di Lire 2.017 milioni e risultano così composti:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Debiti verso il personale per TFR da erogare, per ferie e festività abolite non godute, per lavoro straordinario ecc.	6.255	4.279	1.976
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	110	124	(14)
Debiti verso clienti per rimborsi da effettuare e altre partite	92	30	62
Partite diversi	190	197	(7)
Totale	**6.647**	**4.630**	**2.017**

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Lire 38.126 milioni

Si riferiscono a importi dovuti per l'incasso delle maggiorazioni sui corrispettivi di vettoriamento, denominate A2, A3, A4, A5, istituite con deliberazione n.108/00 dell'Autorità.

Ratei e risconti passivi – Lire 650 milioni

Sono composti come segue:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Ratei su interessi passivi su mutuo	562	323	239
Altri ratei passivi	84	-	84
Altri risconti passivi	4	3	1
Totale	**650**	**326**	**324**

I ratei passivi essenzialmente rilevano la quota di interessi sul mutuo contratto con CREDIOP di competenza dell'esercizio.

Garanzie e altri conti d'ordine – Lire 62.691 milioni

I conti d'ordine accolgono gli ammontari del valore delle fidejussioni, degli impegni e rischi e altre partite di memoria come di seguito evidenziato:

Lire milioni

	al 31.12.2000	al 31.12.1999	Variazioni
Garanzie ricevute:			
- Fidejussioni ricevute per conto di altre imprese e di terzi	1.273	981	1.273
Altri conti d'ordine:			
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	61.418	67.734	61.418
Totale	**62.691**	**68.715**	**62.691**

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti e dei ratei passivi in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Lire milioni

	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche per finanziamenti a medio-lungo termine	-	-	25.000	25.000
Totale debiti finanziari	**-**	**-**	**25.000**	**25.000**
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	1.936.951	2		1.936.953
Debiti tributari	44.147	-	-	44.147
Debiti verso Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	4.980	-	-	4.980
Altri debiti	6.647	-	-	6.647
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	38.126	-	-	38.126
Totale altri debiti	**2.030.851**	**2**	-	**2.030.853**
Ratei e risconti passivi	**650**			**650**
TOTALE	**2.031.501**	**2**	**25.000**	**2.056.503**

Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale

Contenzioso

Con riferimento ai procedimenti giudiziari in corso, si evidenzia che gli stessi possono essere principalmente ricondotti alle seguenti problematiche:

- accesso alla capacità di interconnessione con l'estero;
- energia CIP 6;
- campi elettromagnetici;
- controversie di lavoro.

Accesso alla capacità di interconnessione con l'estero

In tema di accesso alla capacità di interconnessione con l'estero nell'anno 2000 risultano pendenti 8 procedimenti nei quali il Gestore, chiamato in giudizio, si è costituito per tutelare i propri interessi. Due di queste 8 controversie, aventi ad oggetto l'assegnazione della capacità di interconnessione per l'anno 2000 (effettuata dal Gestore sul finire dell'anno 1999 in base alle Deliberazioni dell'Autorità n. 162/99 e ss.) si sono concluse positivamente per rinuncia espressa dei ricorrenti a coltivare i ricorsi. I restanti ricorsi (6), promossi da imprese che operano nel libero mercato dell'energia elettrica, sono tutti pendenti dinanzi al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia atteso che oggetto delle impugnative sono in primo luogo le Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e, conseguentemente, tutti gli atti presupposti e connessi, tra i quali gli atti posti in essere dal GRTN in esecuzione delle Deliberazioni medesime.

In particolare cinque di questi giudizi hanno ad oggetto l'annullamento della Deliberazione dell'Autorità n. 140/00.

Al riguardo si segnala che il TAR per la Lombardia, Sezione II, nella Camera di consiglio del 26 ottobre 2000, con ordinanza n. 4225/2000 ha disposto la sospensione della Deliberazione n. 140/00; tale decisione è stata successivamente confermata dal Consiglio di Stato, Sezione VI con ordinanza n. 10592/2000. A seguito di tali pronunce l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato, per l'allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2001, una nuova Deliberazione, la n. 219/00.

Sempre nell'anno 2000 è stato proposto un ricorso avente ad oggetto l'annullamento della Deliberazione n. 219/00 del quale si è in attesa di conoscere la decisione sul merito.

Energia "CIP 6"

In materia di energia cd. CIP 6 è pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del Gestore e di Enel SpA legittimata, prima che intervenisse il decreto ministeriale di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. n. 79/99, a ritirare l'energia comunque prodotta da operatori terzi nazionali. Con tale giudizio la parte attrice chiede l'accertamento della perdurante validità di un accordo, stipulato in precedenza con Enel SpA a condizioni e termini particolarmente favorevoli e che Enel stessa ritiene risolto a seguito dell'entrata in vigore della Deliberazione dell'Autorità n. 13/99 che ha disciplinato le condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica.

Controversie relative ai campi elettromagnetici

Il contenzioso in materia di campi elettromagnetici ha per oggetto le richieste di privati e amministrazioni locali – in sede civile e amministrativa – di risanamento di elettrodotti della rete di trasmissione nazionale tramite, in via principale, lo spostamento/interramento di linee o, in via subordinata, la disattivazione/riduzione del carico, al fine di ottenere una riduzione dell'induzione magnetica provocata dal trasporto di energia elettrica in prossimità di abitazioni e luoghi pubblici dedicati all'infanzia, nonché di aree nelle quali insistono uffici o stabili ove si esplica attività lavorativa. La valutazione degli elementi disponibili fa ritenere remota l'esistenza di oneri per il gestore.

Controversie in materia di lavoro

La valutazione degli oneri conseguenti controversie in materia di lavoro hanno trovato valorizzazione economica nell'ambito della valorizzazione dell'apposito fondo del passivo.

Vicende accadute dopo la chiusura dell'esercizio

Per completezza di informazione va segnalato che i primi mesi dell'anno 2001 hanno evidenziato un incremento delle situazioni di contenzioso connesse principalmente ai provvedimenti normativi e regolamentari adottati sul finire dell'anno 2000. In particolare, in materia di accesso all'interconnessione con l'estero sono stati promossi 5 nuovi giudizi nei quali il Gestore si è costituito. Di questi giudizi, tre sono pendenti dinanzi al TAR per la Lombardia poiché hanno principalmente ad oggetto l'annullamento della Deliberazione dell'Autorità n. 219/00 e di tali giudizi si è in attesa di conoscere la decisione sul merito.

I restanti due procedimenti sono pendenti dinanzi al TAR per il Lazio poiché hanno direttamente ad oggetto atti posti in essere dal Gestore in esecuzione della Deliberazione n. 219/00.

Si dà atto al contempo che nel febbraio 2001 due giudizi aventi ad oggetto l'annullamento della Deliberazione n. 140/00 pendenti nell'anno 2000 sono stati dichiarati improcedibili per cessazione della materia del contendere.

Va da ultimo segnalato, in materia di energia cd. CIP 6, il ricorso promosso da una associazione di categoria per l'annullamento del decreto del Ministro dell'Industria del 21 novembre 2000 e della Deliberazione dell'Autorità n. 223/00 che, a giudizio del ricorrente, avrebbero determinato una disparità di trattamento tra i clienti del mercato vincolato e i clienti del mercato libero a vantaggio di questi ultimi.

Al momento è stata fissata l'udienza per la discussione dell'istanza.

Conto economico

Valore della produzione

Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Lire 1.972.109 milioni

È compresa in tale voce una serie di componenti di ricavo che scaturiscono dalla introduzione dei nuovi meccanismi del mercato elettrico sia quello c.d. "vincolato" sia quello c.d. "libero" come già indicato nella relazione sulla gestione.
In particolare nel saldo sono comprese le seguenti voci:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Vettoriamento (mercato libero)	501.504
Trasporto energia (mercato vincolato)	1.262.463
Vendita energia "spot"	142.756
Garanzia interconnessione	25.714
Assegnazione bande interconnessione	31.615
Totale	**1.964.052**

Tali componenti al fine di una maggiore trasparenza, così come richiesto anche da deliberazioni dell'Autorità oltre che dall'applicazione di corretti princípi contabili, trovano specifica contrapposizione, nella misura dovuta, nell'ambito dei costi, sia nella voce *costi per servizi* che in quella dei *costi per godimento beni di terzi.*
In particolare è da rilevare che:

- nel *corrispettivo di vettoriamento* (Deliberazione 13/99 e successive) previsto per il servizio di trasporto dell'energia destinata a clienti idonei del mercato libero, sono comprese le seguenti componenti:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Corrispettivo di potenza	436.453
Corrispettivo di dispacciamento	21.198
Servizi dinamici	5.251
Garanzia di riserva e potenza	2.047
Regolazione di tensione	18.583
Sistemi di misura	4.785
Quota corrispettivo potenza (Del. 63/00 art.1.1 lett. B)	13.187
Totale	**501.504**

- nel corrispettivo per *trasporto energia* è rilevato l'ammontare dovuto, dalle imprese distributrici, secondo modalità applicative definite dall'Autorità, in base agli art. 4 e 5 della Deliberazione n. 205/99 del 29 dicembre 1999;
- l'importo relativo alle *vendite dell'energia "spot"* si riferisce alle cessioni dell'energia elettrica acquistata – sulla base di contratti di brevissima durata – tutte le volte che si è resa, in modo non prevedibile – disponibile la capacità di interconnessione con l'estero, secondo quanto disciplinato da specifiche disposizioni dell'Autorità;
- l'importo indicato per *garanzia interconnessione* si riferisce al corrispettivo per la copertura dei costi sostenuti dal GRTN a fronte dell'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (Delibera n. 180/99);
- gli introiti relativi alla *assegnazione di bande interconnessione* con l'estero si

riferiscono alla capacità di interconnessione con l'estero che si è resa disponibile nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2000 a seguito di interventi sulla RTN. La fatturazione di tali importi è avvenuta in applicazione delle Delibere n. 140/00 e n. 219/00. A fronte di tale importo, così come disposto dalle Delibere citate, un ammontare pari al 50% è stato riconosciuto ai gestori esteri confinanti. Il restante 50% è stato attribuito dall'Autorità al GRTN.

Nell'ambito dei ricavi da vendite e prestazioni sono inoltre compresi: il riaddebito alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (Lire 2.163 milioni) del costo dei dipendenti del gestore distaccati presso tale istituzione nonché, come già effettuato nell'esercizio 1999, gli importi fatturati ad Enel Spa per il conguaglio dei costi sostenuti dal Gestore per il periodo 1° gennaio-31 marzo 2000, così come disposto dalla comunicazione dell'Amministratore Delegato dell'Enel del 10 aprile 2000 con la quale si sono estesi fino al 31 marzo 2000 i contenuti dell'accordo – stipulato il 2 dicembre 1999 con l'Enel SpA – in merito all'utilizzo della RTN ed all'attività di trasmissione e dispacciamento tra Enel SpA, Gestore, Enel Distribuzione SpA e Terna SpA.

Altri ricavi e proventi – Lire 152 milioni

Si riferiscono principalmente a sopravvenienze attive legate alla definizione di contenzioso con il personale per il quale erano stati conferiti dei fondi nonché agli introiti relativi a vendite di pubblicazioni.

Costi della produzione

Comprendono le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Lire 80.788 milioni

Si riferiscono per Lire 54.859 milioni agli acquisti dell'energia elettrica dall'estero che, come più volte ricordato, si sono potuti effettuare tutte le volte che si è resa disponibile, in modo non prevedibile, la capacità di interconnessione con l'estero.

Dell'importo residuo la somma di Lire 25.400 milioni si riferisce al costo per acquisto energia sul mercato nazionale a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione mentre la parte rimanente è da attribuire agli acquisti di materiali vari necessari per lo svolgimento dell'attività operativa (in particolare forniture di cancelleria, stampati ecc).

Per servizi – Lire 257.859 milioni

La voce comprende le seguenti principali tipologie di costi:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Vettoriamento	198.638
Bande interconnessione – quota terzi	15.808
Trasmissione dati	18.857
Studi, progettazioni e consulenze tecniche	3.560
Assistenza sistemistica	4.557
Acqua, luce e riscaldamenti	3.259
Spese telefoniche	2.737
Vigilanza	1.966
Emolumenti amministratori e sindaci	1.537
Manutenzioni e riparazioni	1.326
Costi per amministrazione personale	1.233
Altre	4.381
Totale	**257.859**

L'importo di Lire 198.638 milioni per vettoriamenti si riferisce principalmente alle quote riconosciute ad altri gestori di rete locali non RTN per contratti di vettoriamento gestiti dal Gestore secondo le modalità indicate nella Deliberazione n. 13/99 e s.s. e dall'accordo di ripartizione dei corrispettivi tra Gestore, Enel Distribuzione e Federelettrica del 25 luglio 2000 inviato all'Autorità il 2 agosto 2000.

Gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda per i compensi ai componenti il Consiglio di Amministrazione ed il Collegio Sindacale ammontano a Lire 1.536.697.412.

Per godimento beni di terzi – Lire 1.428.720 milioni

In tale importo è compreso per Lire 1.426.213 milioni l'ammontare riconosciuto ai proprietari della RTN, determinato attraverso il contributo proveniente sia dal mercato c.d. "libero" (Lire 268.033 milioni) sia dal mercato c.d. "vincolato" (Lire 1.158.179 milioni).

Per il personale – Lire 82.253 milioni

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2000 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente:

Numero	Consistenza media 2000	Consistenza al 31.12.2000	Consistenza al 31.12.1999
Dirigenti	41	44	39
Quadri	184	187	175
Impiegati	420	426	426
Operai	3	3	4
Totale	**648**	**660**	**644**

Ammortamenti e svalutazioni – Lire 21.879 milioni

Le quote di ammortamento, calcolate come indicato nel commento delle immobilizzazioni, riguardano per Lire 642 milioni quelle immateriali e per Lire 11.788 quelle materiali.

Le svalutazioni si riferiscono all'accantonamento al fondo svalutazione crediti per Lire 9.449 milioni.

Accantonamenti per rischi – Lire 314 milioni

Si riferiscono all'accantonamento del *margine relativo alla garanzia per interconnessione* già commentato nell'ambito dei fondi del passivo.

Altri accantonamenti – Lire 4.045 milioni

Si riferiscono agli accantonamenti effettuati in:

Lire milioni	al 31.12.2000
Fondo oneri ripianamento Fondo Pensione Elettrici	1.650
Fondo oneri "una tantum" rinnovo contratto	1.440
Fondo oneri da partecipazione	955
Totale	**4.045**

Gli ammontari di cui sopra sono già stati commentati in sede di esame delle corrispondenti voci del passivo patrimoniale.

Oneri diversi di gestione – Lire 599 milioni

Gli oneri diversi di gestione riguardano essenzialmente costi per imposte comunali, quote associative, acquisti di libri e giornali.

Proventi e oneri finanziari – Lire 2.672 milioni

Altri proventi finanziari – Lire 3.835 milioni

Il dettaglio è il seguente:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	3.175
Interessi per operazioni p/t e simili	424
Interessi attivi su conto corrente con Enel SpA	176
Interessi su prestiti a dipendenti	60
Totale	**3.835**

Interessi e altri oneri finanziari – Lire 1.163 milioni

La voce è così composta:

Lire milioni

	al 31.12.2000
Interessi passivi su mutui	1.072
Altri	91
Totale	**1.163**

Proventi e oneri straordinari – Lire 8.407 milioni

Gli oneri straordinari pari a Lire 8.499 includono l'accantonamento per dismissione cespiti per Lire 6.660 milioni nonché l'accantonamento per esodo incentivato del personale per Lire 1.791 milioni; per entrambi si rinvia a quanto evidenziato nell'ambito dei fondi del passivo.

Imposte sul reddito dell'esercizio – Lire 45.551 milioni

Lire milioni

	al 31.12.2000
Imposte correnti:	
• Irpeg	36.885
• Irap	8.070
Riversamento di imposte anticipate	596
Totale	**45.551**

In relazione alle indicazioni del principio contabile n. 25 sul trattamento contabile delle imposte sul reddito si precisa che:

- non sono state stanziate imposte differite passive in quanto non sono presenti in bilancio partite che le possano generare;
- non sono state stanziate imposte anticipate sulle differenze temporanee deducibili ed in relazione ad accantonamenti tassati in quanto non esiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero attraverso i flussi reddituali futuri e per l'assenza di un consolidato trend di risultati fiscali positivi.

STATO PATRIMONIALE E CONTO ECONOMICO IN EURO

Euro

Stato patrimoniale

Attivo

		al 31.12.2000		al 31.12.1999	
		Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti					
B) Immobilizzazioni					
I. Immateriali					
- Costi d'impianto e d'ampliamento		3.014		4.018	
- Diritti di brevetto industriale e diritti					
- di utilizzazione di opere dell'ingegno		609.388		71.644	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		24.756			
- Immobilizzazioni in corso e acconti		1.047.695		163.947	
- Altre		5.040		10.081	
			1.689.893		249.690
II. Materiali					
- Terreni e fabbricati		48.668.867		20.247.176	
- Impianti e macchinario		23.437.878		26.748.732	
- Attrezzature industriali e commerciali		281.791		194.123	
- Altri beni		1.814.849		973.543	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		11.112.789		1.688.542	
			85.316.174		49.852.115
III. Finanziarie					
- Partecipazioni in:					
• imprese controllate		5.164.569		103.291	
• paltre imprese		1.704.308		1.704.308	
		6.868.877		1.807.599	
	Esigibili entro 12 mesi				
2) Crediti:					
- verso altri	198.038	997.565		871.266	
		997.565		871.266	
			7.866.442		2.678.865
Totale immobilizzazioni			**94.872.507**		**52.780.670**
C) Attivo circolante	Esigibili oltre 12 mesi				
I. Rimanenze					
II. Crediti					
- Verso clienti		978.061.049		23.563.316	
- Verso imprese controllate		190.716		-	
- Verso impresa controllante		-		6.944.396	
- Verso altri		6.787.658		610.927	
			985.039.423		31.118.639
III. Attività finanziarie					
che non costituiscono immobilizzazioni			-		-
IV. Disponibilità liquide					
- Depositi bancari e postali		56.795.674		26.969	
- Danaro e valori in cassa		12.754		6.957	
			56.808.428		33.926
Totale attivo circolante			**1.041.847.851**		**31.152.565**
D) Ratei e risconti					
Ratei attivi			8.522		-
Risconti attivi			2.123		9.782
Totale ratei e risconti			**10.645**		**9.782**
TOTALE ATTIVO			**1.136.731.005**		**83.943.017**

Cambio Lira/Euro =1.936,27

Euro

Passivo

		al 31.12.2000		al 31.12.1999	
		Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Patrimonio netto					
I. Capitale			25.926.136		25.926.136
IV. Riserva legale			-		-
VII. Altre riserve:					
Riserva da conferimento			365.256		365.256
IX. Utile d'esercizio			22.960.826		-
Totale patrimonio netto			**49.252.218**		**26.291.392**
B) Fondi per rischi ed oneri					
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		899.083		565.187	
- Altri		7.768.581		2.671.188	
Totale fondi per rischi			**8.667.664**		**3.236.375**
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato			**16.715.533**		**15.892.371**
D) Debiti	Esigibili oltre 12 mesi				
- Debiti verso banche:					
• per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911.423	12.911.423		12.911.423	
- Debiti verso fornitori	814	1.000.352.833		8.441.619	
- Debiti verso impresa controllante		-		7.553.092	
- Debiti tributari		22.799.912		5.352.623	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.571.783		1.704.165	
- Altri debiti		3.433.170		2.391.379	
- Debiti verso Cassa					
- Conguaglio Settore Elettrico		19.690.601			
Totale debiti			**1.061.759.722**		**38.354.301**
E) Ratei e risconti					
Ratei passivi			333.738		166.925
Risconti passivi:					
• altri		2.130		1.653	
			2.130		1.653
Totale ratei e risconti			**335.868**		**168.578**
TOTALE PASSIVO			**1.136.731.005**		**83.943.017**
Conti d'ordine					
Garanzie prestate			-		-
Garanzie ricevute			657.562		506.782
Altri conti d'ordine			31.719.763		34.981.680
Totale conti d'ordine			**32.377.325**		**35.488.462**

Euro

Conto economico

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Valore della produzione				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.018.509.188		32.591.262	
- Altri ricavi e proventi	78.624		10.677	
Totale valore della produzione		**1.018.587.812**		**32.601.939**
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		41.723.478		76.337
- Per servizi		133.172.859		10.020.339
- Per godimento di beni di terzi		737.872.248		808.631
- Per il personale:				
• salari e stipendi	29.399.480		11.720.444	
• oneri sociali	8.438.112		3.623.879	
• trattamento di fine rapporto	2.571.212		1.077.308	
• trattamento di quiescenza e simili	557.742		68.138	
• altri costi	1.513.819		530.976	
		42.480.365		17.020.745
- Ammortamenti e svalutazioni:				
• ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	331.400		41.867	
• ammortamento delle immobilizzazioni materiali	6.088.073		1.807.574	
• svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	4.880.001		-	
		11.299.474		1.849.441
- Accantonamenti per rischi		161.968		-
- Altri accantonamenti		2.089.068		-
- Oneri diversi di gestione		309.539		92.707
Totale costi della produzione		**969.108.999**		**29.868.200**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		**49.478.813**		**2.733.740**
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	31.250		10.391	
• proventi diversi dai precedenti:				
da impresa controllante	-		8.032	
altri	1.949.499		92.553	
		1.980.749		110.976
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• da impresa controllante	-		27.090	
• altri	600.658		166.934	
		(600.658)		(194.024)
Totale proventi e oneri finanziari		**1.380.091**		**(83.049)**

Euro

Conto economico

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie				
- Svalutazioni:				
• di partecipazioni	30.964		-	
		(30.964)		-
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		**(30.964)**		-
E) Proventi e oneri straordinari				
- Proventi:				
• vari	47.736		-	
		47.736		-
- Oneri:				
• vari	4.389.483		1.303.635	
		(4.389.483)		(1.303.635)
Totale delle partite straordinarie		**(4.341.747)**		**(1.303.635)**
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		**46.486.193**		**1.347.056**
- **Imposte sul reddito dell'esercizio**		23.525.368		1.347.056
Utile dell'esercizio		**22.960.826**		-

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

Relazione del Collegio Sindacale
sul Bilancio del GRTN chiuso al 31 dicembre 2000

Signori Azionisti,
abbiamo esaminato il progetto di bilancio chiuso al 31 dicembre 2000 approvato dal Consiglio di Amministrazione del GRTN nella riunione del 24 maggio 2001 e da questi comunicato al Collegio Sindacale ai sensi di legge.
Il bilancio sottoposto al Vostro esame, è stato redatto secondo le norme del decreto legge 127/91 e si chiude con un utile di esercizio di Lire 44.458.359.370.
Esso si riassume nei seguenti valori:

Stato patrimoniale

Lire	
Attivo	
Credito verso soci	0
Immobilizzazioni	183.698.791.015
Attivo circolante	2.017.298.737.334
Ratei e risconti attivi	20.610.000
Totale attivo	**2.201.018.138.349**

Lire	
Passivo	
Patrimonio netto	50.907.235.052
Fondo per rischi ed oneri	16.782.937.756
T.F.R. di lavoro subordinato	32.365.784.244
Debiti	2.055.853.490.518
Ratei e risconti passivi	650.331.409
Totale passivo e patrimonio netto	**2.156.559.778.979**
Utile netto di esercizio	44.458.359.370
Totale a pareggio	**2.201.018.138.349**

Conti d'ordine

Lire	
Conti d'ordine	62.691.241.770

I conti d'ordine sono rappresentati essenzialmente da impegni assunti verso fornitori per future forniture di beni e servizi.
L'utile netto di esercizio emergente dallo Stato patrimoniale corrisponde alle risultanze del Conto economico, come appresso specificato:

Conto economico

Lire	
Valore della produzione	1.972.261.024.117
Costi della produzione	(1.876.456.681.426)
Proventi e oneri finanziari	2.672.229.032
Rettifiche di valore delle attività finanziarie	(59.954.300)
Proventi e oneri straordinari	(8.406.794.003)
Imposte sul reddito	(45.551.464.050)
Utile netto di esercizio	**44.458.359.370**

Il Consiglio di Amministrazione nella nota integrativa al Bilancio d'esercizio ha dato notizia sull'attività svolta dalla società nell'esercizio decorso ed ha fornito tutte le informazioni ed i dettagli richiesti dall'art. 2427 del Codice Civile per le singole voci dello Stato patrimoniale e del Conto economico, con particolare riferimento ai criteri di valutazione adottati e alla composizione e movimentazione delle immobilizzazioni immateriali, materiali e finanziarie.

L'anno 2000 è stato il primo anno di piena operatività per la Società, caratterizzato da un forte impegno di tutte le aree aziendali nel mettere a punto l'organizzazione, le modalità e le procedure necessarie ad ottemperare all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e dispacciamento ed alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale che il Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato e l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas attribuiscono al Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA. Il Consiglio di Amministrazione ha compiutamente riferito sull'andamento della gestione nell'apposita relazione.

Il Collegio Sindacale, per quanto di sua competenza ed in base agli elementi in suo possesso, dà atto che:

- lo Stato patrimoniale ed il Conto economico presentano a fini comparativi i valori dell'esercizio precedente;
- in sede di esame delle voci di bilancio, ha riscontrato la loro concordanza con le risultanze delle scritture contabili;
- nella formazione del bilancio sono stati osservati i princìpi di redazione prescritti dall'art. 2423 bis del Codice Civile;
- l'applicazione delle disposizioni del Codice Civile in materia di redazione del bilancio sono compatibili con la rappresentazione veritiera e corretta e pertanto non si è resa necessaria l'applicazione di alcuna deroga ex art. 2423, quarto comma, del Codice Civile;
- sono stati applicati i criteri di valutazione conformi a quelli prescritti dall'art. 2426 del Codice Civile come descritto nella nota integrativa e in particolare, con riguardo ai criteri adottati per le valutazioni dei beni, dei crediti, e la determinazione di ammortamenti ed accantonamenti, attesta quanto segue:

  a) i criteri di valutazione dei cespiti rispettano le norme civilistiche e non risultano modificati rispetto ai bilanci dei precedenti esercizi;

  b) le immobilizzazioni immateriali sono state iscritte ai sensi dell'art. 2426 del Codice Civile. In particolare per ciò che concerne i costi d'impianto e di ampliamento sono stati iscritti con il proprio consenso a norma dell'art. 2426, n. 5 del Codice Civile. Per tali costi è stato avviato il processo di ammortamento che per l'esercizio 2000 è risultato pari a Lire 1.945.000 e pertanto esse sono state iscritte in bilancio al netto degli ammortamenti;

  c) le immobilizzazioni materiali sono state valutate al costo di acquisto ed esposte al netto dei relativi fondi di ammortamento;

  d) le immobilizzazioni finanziarie sono state iscritte in bilancio al valore di acquisizione o di sottoscrizione e le perdite conseguite dalle due società controllate per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2000 non hanno dato luogo ad alcuna svalutazione, essendo stata valutata del tutto probabile la copertura delle stesse con gli utili che saranno conseguiti nei futuri esercizi;
- le quote di ammortamento applicate ai singoli cespiti corrispondono alla perdita di valore degli stessi nell'esercizio e rientrano nei limiti fissati dalle norme tributarie;
- i crediti sono valutati al presunto valore di realizzo e si è provveduto ad un accantonamento per Lire 9.449 milioni che si ritiene prudenziale e congruo;

- i debiti sono iscritti al valore nominale;
- il fondo trattamento fine rapporto del personale dipendente copre gli oneri maturati al 31 dicembre 2000, determinati in base alle vigenti disposizioni di legge ed in conformità ai contratti di lavoro, ed ammonta a Lire 32.366 milioni;
- sono stati istituiti altri fondi per rischi ed oneri per complessive Lire 16.783 milioni, che comprendono Lire 6.660 milioni accantonati a fronte di possibili perdite derivanti da dismissioni di cespiti previste per i successivi esercizi;
- i ratei e risconti attivi e passivi iscritti in bilancio sono stati determinati con il rispetto della competenza temporale.

I risultati economico-finanziari dell'anno 2000 danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato il primo anno di gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

Lire miliardi

	al 31.12.2000
Margine operativo lordo	122,0
Risultato operativo	95,8
Utile netto di esercizio	44,5
Autofinanziamento	69,0
Disponibilità finanziarie nette finali	85,0

Il capitale sociale è rappresentato da n. 50.200.000 azioni da nominali Lire 1.000 ciascuna per complessive Lire 50.200 milioni. Tale cifra è stata determinata in seguito al conferimento del ramo d'azienda da parte di Enel SpA del 2 agosto 1999 e non presenta variazioni rispetto al 1999.

In relazione al disposto dell'art. 3 comma 4 del D. Lgs. 79/99, dal 1° aprile 2000, per effetto del decreto MICA 21/1/00, tutte le azioni sono state trasferite da Enel SpA al Ministero del Tesoro.

Nel patrimonio netto emerge la sub voce "Altre riserve" che è una riserva da conferimento pari a Lire 707.235.052 relativa al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel SpA il 2 agosto 1999.

Le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di impianto e di ampliamento come previsto dall'art. 2426, comma 1°, n. 5 del codice civile.

Si evidenzia altresì che ai sensi dell'art. 28, comma 2, lett. a), del decreto legislativo 127/91, relativamente al controllo delle Società "Acquirente unico SpA" e "Gestore del mercato elettrico SpA", non è stato necessario redigere il progetto di bilancio consolidato stante la mancata operatività delle controllate nell'anno 2000. Infatti possono essere escluse dal consolidamento le imprese controllate quando la loro inclusione sarebbe irrilevante ai fini della chiarezza, verità e correttezza della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico del complesso delle imprese costituito dalla controllante e dalle controllate.

Durante l'esercizio abbiamo partecipato alle riunioni degli Organi Collegiali della Vostra società, effettuato le periodiche verifiche di nostra competenza, controllando la tenuta della contabilità sociale e l'osservanza delle norme di legge e di statuto, senza rilevare irregolarità.

Tenuto conto di quanto precede, il Collegio Sindacale esprime parere favorevole all'approvazione del bilancio chiuso al 31.12.2000 così come Vi è stato presentato, e concorda con la proposta formulataVi dal Consiglio di Amministrazione in merito alla destinazione dell'utile di esercizio.

Roma, 5 giugno 2001 **Il Collegio Sindacale**

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

Al Consiglio di Amministrazione del
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA chiuso al 31 dicembre 2000. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. Nel caso in cui norme civilistiche speciali consentano un trattamento contabile diverso da quello previsto dai predetti principi contabili, abbiamo fatto riferimento alle specifiche norme di legge. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Lo stato patrimoniale ed il conto economico presentano ai fini comparativi i valori dell'esercizio precedente. Il bilancio dell'esercizio precedente non è stato assoggettato a revisione.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA al 31 dicembre 2000 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione, applicate nei limiti indicati nel precedente paragrafo 2; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

Sede legale: Milano 20124 Via Vittor Pisani 20 Tel. 0267831 Fax 0266981433 Cap. Soc. 7.220.000.000 i.v. Reg. Imp. Milano N. 278929/1999 C.F. e P. IVA 12979880155 Iscritta all'Albo Consob - Altri uffici: **Ancona** 60123 Via Corridoni 2 Tel. 07136881 - **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 0302219811 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 0105702013 - **Milano** 20122 Corso Europa 2 Tel. 0277851 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 V.le Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via San Francesco 8 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Piazza Crispi 8 Tel. 0422542726 - **Udine** 33100 Via Marinoni 12 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

PRICEWATERHOUSECOOPERS

4 Richiamiamo l'informativa di bilancio fornita dagli Amministratori relativamente al contributo straordinario correlato alla soppressione del Fondo previdenza Elettrici, che le leggi finanziarie 2000 e 2001 potrebbero porre a carico della società. Come previsto dalla legge, che ha reso possibile un trattamento contabile diverso da quello indicato dai principi contabili di riferimento, la società ha accantonato un ventesimo, pari ad 1,65 miliardi di lire, dell'importo complessivo stimato in circa 33 miliardi di lire, di tale contributo la cui legittimità è tuttavia contestata dagli amministratori.

Roma, 11 giugno 2001

PricewaterhouseCoopers SpA

Nicola Di Benedetto
(Revisore contabile)

ALLEGATI

Lire

Stato patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo

	al 31.12. 2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti				
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
- Costi d'impianto e d'ampliamento	19.146.700		4.500.000	
		19.146.700		4.500.000
II. Materiali				
- Impianti e macchinario	1.400.000		-	
Fondo ammortamento	(140.000)		-	
		1.260.000		
III. Finanziarie		-		-
Totale immobilizzazioni		**20.406.700**		**4.500.000**
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
- Verso altri	70.974.861		712.328	
		70.974.861		712.328
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		-		-
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali	4.873.217.180		200.000.000	
		4.873.217.180		200.000.000
Totale attivo circolante		**4.944.192.041**		**200.712.328**
D) Ratei e risconti		-		-
TOTALE ATTIVO		**4.964.598.741**		**205.212.328**

Lire

Passivo

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		5.000.000.000		200.000.000
VII. Altre riserve:				
Fondo a copertura perdita		46.589.093		-
IX. Risultato d'esercizio al 31.12.2000		(592.863.471)		(13.365.207)
Totale patrimonio netto		**4.453.725.622**		**186.634.793**
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		-		-
D) Debiti				
- Debiti verso fornitori	18.552.000		18.577.535	
- Debiti verso controllante	314.267.701		-	
- Debiti tributari	25.013.699		-	
- Altri debiti	153.039.719		-	
Totale debiti		**510.873.119**		**18.577.535**
E) Ratei e risconti		-		-
TOTALE PASSIVO		**4.964.598.741**		**205.212.328**

Lire

Conto economico in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Valore della produzione				
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		346.572		70.249
- Per servizi		638.532.051		-
- Ammortamenti e svalutazioni:				
• ammortamenti materiali		140.000		-
- Oneri diversi di gestione		4.918.435		14.007.286
Totale costi della produzione		**643.937.058**		**14.077.535**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		**(643.937.058)**		**(14.077.535)**
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
• proventi diversi dai precedenti:				
altri	51.090.587		712.328	
		51.090.587		712.328
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	17.000		-	
		(17.000)		-
Totale proventi e oneri finanziari		**51.073.587**		**712.328**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) Proventi e oneri straordinari		-		-
Risultato d'esercizio al 31.12.2000		**(592.863.471)**		**(13.365.207)**

Euro

Stato patrimoniale — in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
- Costi d'impianto e d'ampliamento	9.888		2.324	
		9.888		2.324
II. Materiali				
- Impianti e macchinario	723		-	
Fondo ammortamento	(72)			
		651	-	-
III. Finanziarie		-		-
Totale immobilizzazioni		**10.539**		**2.324**
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
- Verso altri	36.655		368	
		36.655		368
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		-		-
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali	2.516.807		103.291	
		2.516.807		103.291
Totale attivo circolante		**2.553.462**		**103.659**
D) Ratei e risconti		-		-
TOTALE ATTIVO		**2.564.001**		**105.983**

Euro

Passivo

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		2.582.284		103.291
VII. Altre riserve:				
Fondo a copertura perdita provvisoria		24.061		
IX. Risultato d'esercizio al 31.12.2000		(306.188)		(6.903)
Totale patrimonio netto		**2.300.157**		**96.389**
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		-		-
D) Debiti				
- Debiti verso fornitori	9.581		9.594	
- Debiti verso controllante	162.306		-	
- Debiti tributari	12.918		-	
- Altri debiti	79.038		-	
Totale debiti		**263.844**		**9.594**
E) Ratei e risconti		-		-
TOTALE PASSIVO		**2.564.001**		**105.983**

Euro

Conto economico in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	al 31.12.2000		al 31.12.1999	
	Parziali	**Totali**	**Parziali**	**Totali**
A) Valore della produzione		-		-
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		179		36
- Per servizi		329.774		-
- Ammortamenti e svalutazioni:				
• ammortamenti materiali		72		-
- Oneri diversi di gestione		2.540		7.234
Totale costi della produzione		**332.566**		**7.270**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		**(332.566)**		**(7.270)**
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
• proventi diversi dai precedenti:				
altri	26.386		368	
		26.386		368
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	9		-	
		(9)		-
Totale proventi e oneri finanziari		**26.377**		**368**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) Proventi e oneri straordinari		-		-
Risultato d'esercizio al 31.12.2000		**(306.188)**		**(6.903)**

Stato patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo

	al 31.12.2000 Lire		al 31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
- Costi d'impianto e d'ampliamento	15.766.200		8.143	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	6.137.517		3.170	
		21.903.717		11.313
II. Materiali		-		-
III. Finanziarie				
Totale immobilizzazioni		**21.903.717**		**11.313**
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
- Verso altri	25.363.002		13.099	
		25.363.002		13.099
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		-		-
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali	4.902.357.919		2.531.857	
		4.902.357.919		2.531.857
Totale attivo circolante		**4.927.720.921**		**2.544.956**
D) Ratei e risconti		-		-
TOTALE ATTIVO		**4.949.624.638**		**2.556.269**

Passivo

	al 31.12.2000 Lire		al 31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		5.000.000.000		2.582.284
IX. Risultato dell'esercizio al 31.12.2000		(361.904.684)		(186.908)
Totale patrimonio netto		**4.638.095.316**		**2.395.376**
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		260.563		135
D) Debiti				
- Debiti verso fornitori	22.927.517		11.841	
- Debiti verso controllante	54.996.992		28.404	
- Debiti tributari	18.239.919		9.420	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	9.103.107		4.701	
- Altri debiti	206.001.224		106.392	
Totale debiti		**311.268.759**		**160.758**
E) Ratei e risconti		-		-
TOTALE PASSIVO		**4.949.624.638**		**2.556.269**

Conto economico in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	al 31.12.2000 Lire		al 31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione		-		-
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		22.082		11
- Per servizi		384.205.274		198.426
- Per il personale:				
• salari e stipendi	4.009.034		2.071	
• oneri sociali obbligatori	1.080.383		558	
• trattamento di fine rapporto	278.018		144	
		5.367.435		2.772
- Oneri diversi di gestione		355.350		184
Totale costi della produzione		**389.950.141**		**201.392**
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		**(389.950.141)**		**(201.392)**
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
• proventi diversi dai precedenti:				
altri	28.049.457		14.486	
		28.049.457		14.486
- Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	4.000		2	
		(4.000)		(2)
Totale proventi e oneri finanziari		**28.045.457**		**14.484**
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) Proventi e oneri straordinari		-		-
Risultato d'esercizio al 31.12.2000		**(361.904.684)**		**(186.908)**