

Doc. XV
n. 225

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
(GRTN S.p.A.)**

(Esercizi 2001 e 2002)

Comunicata alla Presidenza il 5 aprile 2004

Doc. XV
n. 225

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
(GRTN S.p.A.)**

(Esercizi 2001 e 2002)

I N D I C E

Determinazione della Corte dei Conti n. 12/2004 del 12 marzo 2004	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN S.p.A.) per gli esercizi 2001 e 2002	»	7
DOCUMENTI ALLEGATI:		
<i>Esercizio 2001:</i>		
Relazione del Consiglio di amministrazione.	»	91
Relazione del Collegio sindacale	»	133
Bilancio consuntivo	»	139
<i>Esercizio 2002:</i>		
Relazione del Consiglio di amministrazione.	»	197
Relazione del Collegio sindacale	»	253
Bilancio consuntivo	»	259

Determinazione n. 12/2004**LA CORTE DEI CONTI****IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI**

nell'adunanza del 12 marzo 2004;

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 art. 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 2001 e 2002, 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 dott. Rosario Elio Baldanza e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti e agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione degli esercizi 2001 e 2002 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, oltre che 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;

P. Q. M.

trasmette, 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 2001 e 2002 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – l'unita relazione riguardante il Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulle attività di gestione della Società suddetta.

L'ESTENSORE

f.to Rosario Elio Baldanza

IL PRESIDENTE

f.to Luigi Schiavello

**RELAZIONE SUI RISULTATI DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE (GRTN S.p.A.)
PER GLI ESERCIZI 2001 E 2002**

SOMMARIO

Note introduttive – CAPITOLO I – 1. La rete di trasmissione nazionale nella disciplina stabilita dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 sul riassetto del settore elettrico. - 1.1 L'organizzazione del settore elettrico. - 1.2 Il programma triennale di sviluppo - Intervento sulla rete di trasmissione nazionale. - 1.3 Le caratteristiche strutturali della rete. - 1.4 Gli interventi concernenti la realizzazione di nuove linee - La procedura di confronto concorrenziale. - 1.5 Gli aggiornamenti dell'ambito della rete di trasmissione. - 1.6 I corrispettivi spettanti al Gestore della rete di trasmissione nazionale e il riordino delle disposizioni in materia di servizio di trasporto e del servizio di vendita dell'energia elettrica. – CAPITOLO II – 2. La regolamentazione del servizio di trasmissione e del dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale. - 2.1 Le regole tecniche. - 2.2 Le regole tecniche di dispacciamento. - 2.3 I contratti di scambio e di bilanciamento nella disciplina transitoria del dispacciamento. - 2.4 Le nuove direttive in materia di dispacciamento. - 2.5 La gestione dei mercati. - 2.6 Importazione-esportazione di energia elettrica. - 2.7 Problemi relativi alla connessione alla rete nazionale. - 2.8 Energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate (CIP6). - 2.9 I certificati verdi. – CAPITOLO III – 3. I risultati della gestione nell'esercizio 2001. - 3.1 Il bilancio dell'esercizio 2001: criteri di formazione e verifiche del Collegio sindacale. - 3.2 Lo stato patrimoniale e il conto economico 2001. - 3.2.1 stato patrimoniale-attivo. - 3.2.2 stato patrimoniale-patrimonio netto e passivo. - 3.2.3 Il conto economico. - 3.3 La gestione finanziaria. - 3.4 I risultati economico-finanziari. – CAPITOLO IV – 4. I risultati della gestione nell'esercizio 2002. - 4.1 Il progetto di bilancio - 4.2 L'approvazione del bilancio da parte dell'Assemblea dei soci. Considerazioni sulla gestione del bilancio e sul triennio in cui ha operato il Consiglio di amministrazione. - 4.3 Lo stato patrimoniale e il conto economico 2002. - 4.3.1 stato patrimoniale-attivo. - 4.3.2 stato patrimoniale-patrimonio netto e passivo. - 4.3.3 Il conto economico. - 4.4 La gestione finanziaria. - 4.5 I risultati economico-finanziari. Notazioni sulle risultanze di bilancio. - 4.6 Il bilancio dell'energia elettrica in Italia. - 4.7 Le risorse umane. - 4.8 Organi societari. - 4.9 Il Collegio sindacale. - 4.10 Il sistema di controllo interno e la Direzione Audit. – CAPITOLO V – 5. Le società controllate. - 5.1 Il Gestore del mercato elettrico. - 5.2 Il bilancio societario. - 5.3 Gli studi in materia di strumenti finanziari «derivati» sull'energia. - 5.4 L'acquirente unico. - 5.5 Il bilancio societario. – Considerazioni conclusive.

NOTE INTRODUTTIVE

La costituzione della S.p.A. denominata "Gestore della rete di trasmissione nazionale" (di seguito GRTN) trae fondamento dall'art.3 del decreto legislativo 16.03.1999, n.79, attuativo della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

La società ha assunto la titolarità delle funzioni di gestore della rete a decorrere dal 1° aprile 2000, in conformità a quanto stabilito dal decreto del Ministero dell'industria (ora delle attività produttive) 21 gennaio 2000.

Le azioni della società sono state integralmente assegnate, a titolo gratuito, 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.

Il controllo della Corte su detta società è esercitato ai sensi dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958 n.259, come da determinazione della Sez. controllo enti n.18/2000, e le risultanze del controllo eseguito sulla gestione degli esercizi 1999 e 2000 hanno formato oggetto della prima relazione al Parlamento sul GRTN medesimo (atto Camera Deputati Doc. XV n.108).

La presente relazione, pertanto, ha per oggetto la gestione e il bilancio degli esercizi 2001 e 2002, anche se non mancheranno, data la rapida successione degli eventi, alcuni riferimenti a fatti di gestione che sono intervenuti sino a data corrente.

Il contesto generale in cui viene a collocarsi la presente relazione prende avvio da alcuni elementi di base, già esaminati nella relazione precedente, che, ad ogni buon fine, vengono qui brevemente richiamanti:

a) il GRTN, nel quadro di ristrutturazione e liberalizzazione del sistema elettrico, è chiamato a svolgere un servizio pubblico, considerato che le attività principali da esso esercitate riguardano la trasmissione (ossia l'attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa) e il dispacciamento (vale a dire 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);

b) entrambe tali attività, in precedenza svolte in regime monopolistico dall'ENEL, si connotano per i maggiori elementi di criticità per il sistema elettrico nel suo insieme, ragione per cui il D.L.vo n.79/99 ha inteso riservarle ad una società ad intero capitale pubblico quale, appunto, il GRTN in regime di concessione

(concessionario ex lege), con l'obbligo di svolgerle secondo criteri di imparzialità, indipendenza e separazione dal resto del sistema;

c) le due attività suddette costituiscono la fonte tipica dei ricavi che derivano al GRTN, appunto, dalla fornitura dei servizi di trasporto e di dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale (di seguito RTN) e in generale dalla regolazione dell'accesso e dell'uso della rete da parte dei terzi; altre entrate, tuttavia, di consistenza anche maggiore rispetto alle attività principali, provengono, come si dirà in seguito, dalla vendita di energia acquistata "spot" sul mercato estero e dal mercato dell'energia prodotta da fonti alternative(c.d. energia CIP6);

d) i soggetti istituzionali che, nella evoluzione della disciplina del settore elettrico, esercitano specifiche competenze sulle attività del GRTN sono: il Ministero delle attività produttive (MAP) in quanto ad esso sono delegati i compiti di definizione degli indirizzi strategici ed operativi del GRTN nonché i compiti di definizione degli indirizzi generali di politica industriale; l'Autorità per l'energia elettrica e il gas in quanto ad essa sono demandati compiti di regolazione del settore, le Regioni e gli enti locali;

e) il GRTN costituisce la Società capofila di un gruppo societario complesso di cui fanno parte le altre due società controllate, il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente unico, previste espressamente dal D.L.vo n.79/99 (art.4 e art.5, comma 1) e poste in essere negli anni '99-2000, come rappresentato nella precedente relazione;

f) nel biennio cui si riferisce la presente relazione si è mantenuta la separazione tra la gestione della rete che il decreto di riforma ha affidato al GRTN e la proprietà della stessa che appartiene a società diverse. Tale situazione, come auspicato dalla Corte già nella precedente relazione, verrà modificata, per effetto dell'art. 1 ter della legge 27 ottobre 2003, n. 290 di conversione al decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, in base al quale, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro delle attività produttive, da emanare entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione suddetta, "sono definiti i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, la gestione del soggetto risultante dalla unificazione, ivi inclusa la disciplina dei diritti di voto e la sua successiva privatizzazione.

Il decreto-legge ora citato concernente "disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica" è

stato emanato a seguito delle situazioni di emergenza verificatesi nel corso dell'anno 2003, allo scopo di ridurre al massimo il rischio di distacco di energia elettrica per l'utenza diffusa. In sede di conversione del decreto-legge sono state poi introdotte alcune importanti disposizioni, di cui si farà qualche cenno nel seguito della relazione, in buona parte tratte dal testo di un disegno di legge presentato alla Camera dei Deputati in data 22 ottobre 2002 e riprodotto, in nuova versione, al Senato in data 21 luglio 2003 (rispettivamente Atto Camera n. 3297 e Atto Senato n. 2421) concernente il "riordino del settore energetico nonché deleghe al Governo in materia di produzione di energia elettrica, di stoccaggio e vendita di GPL e di gestione dei rifiuti radioattivi.

Le premesse ora richiamate consentono, nel prosieguo, una esposizione più scorrevole delle varie tematiche e delle notazioni di maggiore rilievo sui fatti gestionali intervenuti negli esercizi relativi al biennio 2001-2002.

CAPITOLO I

1. - La rete di trasmissione nazionale nella disciplina stabilita dal D.L.vo 16 marzo 1999, n.79 sul riassetto del settore elettrico.

1.1. - L'organizzazione del settore elettrico

L'organizzazione del settore elettrico, rimodulata sulla base della direttiva europea 96/92 concernente "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" e sulla base del decreto di liberalizzazione del settore n.79 del 16 marzo 1999 presenta una suddivisione in diverse fasi che riguardano: la generazione, la **trasmissione**, la distribuzione, la fornitura ai clienti del mercato vincolato, la vendita ai clienti del mercato libero. L'attività del GRTN si esplica nella fase della filiera relativa alla trasmissione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale ad altissima e alta tensione, la cui gestione è conferita, in via esclusiva e in regime di concessione, al Gestore.

L'attività si svolge, inoltre, nelle forme proprie del servizio di pubblica utilità, attraverso l'esercizio delle funzioni di **dispacciamento** sul territorio nazionale volte ad assicurare:

- a) la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico;
- b) l'affidabilità del servizio nei confronti degli utenti;
- c) l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti.

Le attività di dispacciamento si risolvono in un insieme coordinato di azioni che attengono al funzionamento degli impianti di generazione, delle utenze corrispondenti ai clienti finali, della rete di trasmissione e di ogni altra rete ad essa connessa, compresi i circuiti di interconnessione con le reti estere.

Sul piano operativo, il complesso delle attività ora indicate implica l'obbligo per il Gestore di attendere alla efficiente tenuta della rete di trasmissione dell'energia elettrica sul territorio e di garantire l'equilibrio tra immissione e prelievi del sistema elettrico nazionale attraverso le azioni coordinate di dispacciamento. In effetti la RTN rappresenta la fase intermedia centrale del ciclo di produzione e fornitura del servizio elettrico ed è, pertanto, utilizzata da una pluralità di operatori a monte e a valle. Le suddette attività di trasmissione e dispacciamento sulla RTN vengono esercitate dal GRTN in regime di concessione e sulla base di direttive del MAP. Le condizioni tecnico-economiche di accesso e di utilizzo della rete da parte di soggetti terzi sono definite

dall'Autorità sulla base di una regolamentazione attuativa del decreto legislativo n.79/99 e della direttiva comunitaria di liberalizzazione 96/92.

Diverse sono le modalità di utilizzo della rete da parte degli operatori del settore: a monte, accedono alla stessa i produttori di energia e coloro che si occupano del trasporto di energia prodotta in Paesi interconnessi al fine di immetterla nel sistema nazionale; a valle utilizzano la rete i distributori attraverso l'interoperabilità tra le rispettive reti e i consumatori finali che prelevano l'energia elettrica per i rispettivi fabbisogni. Le modalità di accesso e di utilizzo della RTN sono stabilite da specifiche condizioni tecniche delle quali si farà cenno nel seguito dell'esposizione.

E' da rilevare, inoltre, che, nell'ambito del sistema elettrico nazionale, la rete di trasmissione presenta sul territorio caratteristiche strutturali e tecniche differenziate avendo riguardo al sistema di produzione, di interconnessione, di distribuzione e di fornitura a essa collegati.

Una tale struttura di rete può presentare problemi e vincoli di natura tecnica nella gestione dei flussi di energia derivanti dalle immissioni e dai prelievi di operatori differenziati e autonomi sul mercato. Di qui la necessità di mettere in atto tutte le azioni di intervento per lo sviluppo della rete e la limitazione degli effetti tecnici negativi sulla sicurezza del sistema elettrico e al tempo stesso di individuare forme di coordinamento in grado di contenere gli oneri sul sistema elettrico.

E' anche da considerare che il modello organizzativo delle attività che insistono sulla RTN prefigura la separazione delle attività di gestione dalla proprietà dell'asset di rete. Un tale modello si basa sulla regolamentazione (convenzione tipo e convenzioni regolate) e sul coordinamento (convenzioni con i proprietari) delle attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della rete; allo stato attuale una tale struttura rileva una complessità di rapporti e di situazioni che l'esperienza dei primi anni di operatività della rete consiglia di superare, come si dirà in seguito, con la unificazione della gestione alla proprietà. In effetti tale processo di unificazione è in via di svolgimento, come anticipato, in base alla recente legge 27 ottobre 2003, n. 290, di conversione al decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239.

1.2. - Il programma triennale di sviluppo – Interventi sulla rete di trasmissione nazionale

I programmi triennali di sviluppo sono elaborati dal GRTN tenendo conto delle indicazioni fornite dai proprietari di porzione della rete e dai distributori direttamente collegati alla stessa.

Il programma, in relazione a quanto deliberato dal decreto ministeriale 22 dicembre 2000 approvativo della convenzione - tipo è inviato ad ogni singola Regione affinché possa esprimere il proprio parere sugli aspetti di localizzazione dei nuovi tratti di rete e sulle eventuali dismissioni dei tratti in esercizio.

Il GRTN ha predisposto, in base alla convenzione di concessione, il programma triennale di sviluppo 2001-2003. Tale programma, scorrevole in quanto aggiornato ogni anno, contiene il piano industriale di sviluppo della rete per il triennio successivo e, dovendo tenere conto dei pareri e delle osservazioni dei proprietari degli elementi di rete, assume nel suo ambito tutte le complementarità tra la rete esistente e il suo sviluppo.

Gli interventi programmati nel primo piano triennale della rete 2001-2003 hanno preso in considerazione sia le attività di sviluppo della RTN già decise dall'Enel prima della costituzione del GRTN e in corso di realizzazione, sia le nuove attività di sviluppo decise dal GRTN e da avviare nel triennio predetto.

Gli investimenti indicati nel piano triennale possono ricondursi a tre categorie principali:

- a) al potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero;
- b) al potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale;
- c) alla realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione.¹

Le attività di sviluppo della rete, da un lato hanno visto la realizzazione solo parziale degli interventi programmati nel piano triennale 2001-2003, dall'altro sono state riconfermate e ampliate, in prospettiva, attraverso la definizione delle iniziative da intraprendere nel nuovo programma triennale di sviluppo 2002-2004.

Le attività di modernizzazione e potenziamento della rete di interconnessione con l'estero, realizzate nel corso del 2001, hanno consentito di elevare la capacità di trasporto sulle linee di interconnessione da 5.700 a 6.000 MW, e di produrre un aumento delle importazioni, economicamente convenienti per il Paese.

Nel programma triennale 2002-2004, elaborato a seguito di intese intercorse con il Ministero delle attività produttive e le amministrazioni locali, gli interventi sui quali si è rivolto particolare attenzione, che è auspicabile trovino in futuro un più

¹ Degli interventi attuati o comunque avviati si fa ampio riferimento nelle "relazioni sulla gestione" predisposte dagli organi societari per gli esercizi 2001 e 2002. Gli interventi di cui è stato previsto l'avvio nel triennio 2002-2004 sono 537, di cui 134 relativi a nuove iniziative rispetto a quelle indicate nel precedente programma.

elevato coefficiente di realizzazione rispetto a quanto finora avvenuto, hanno riguardato:

a) il potenziamento dell'interconnessione al fine di aumentare la capacità di importazione e di esportazione e quindi la competitività nel mercato della produzione di energia elettrica;

b) la modernizzazione della rete di trasmissione sul territorio nazionale al fine di superare i limiti di trasporto tra e dentro alcune aree geografiche del paese e ridurre i divari sul territorio;

c) il potenziamento della rete al fine di favorire lo sviluppo della produzione e di migliorare l'efficienza del sistema elettrico nel lungo termine.

1.3. - Le caratteristiche strutturali della rete

Le caratteristiche strutturali della rete sono sensibilmente diverse tra le varie aree geografiche del Paese e peraltro i diritti di proprietà su elementi o parti della rete appartengono, come si è innanzi accennato, a soggetti diversi per cui il Gestore, a cui compete l'esercizio delle attività gestionali e industriali sulla rete medesima, è tenuto a svolgere una complessa attività di relazioni contrattuali "regolate" con tali proprietari.²

L'utilizzazione della rete è regolata da condizioni tecniche, dovendo essa rispondere ad esigenze di adattabilità e di flessibilità. Una delle condizioni frequentemente imposte dal Gestore agli utenti della rete è la clausola di interrompibilità, vale a dire l'accettazione da parte dell'utente di rinunciare alla fornitura del servizio elettrico in situazioni di emergenza del sistema, a fronte di un minore prezzo per l'acquisto o la fornitura di energia.

La RTN presenta caratteristiche differenziate nelle diverse aree del territorio, per cui il trasporto di energia elettrica dai punti di immissione a quelli di prelievo determina, in alcune situazioni di esercizio, flussi di energia non continui che possono incidere negativamente sulla sicurezza del sistema elettrico e sull'equilibrio fra domanda e offerta di energia elettrica sull'intera rete. In presenza di tali situazioni è compito del GRTN analizzare i limiti massimi della capacità di trasporto sulla rete al fine di dare continuità ai flussi di energia e di eliminare gli ostacoli all'interscambio tra le diverse zone geografiche del Paese³.

² I soggetti che dispongono di elementi della RTN sono attualmente 13, ma i diritti di proprietà sono fortemente concentrati nella S.p.A. Terna.

³ I dati di sintesi del bilancio di energia elettrica in Italia nell'anno 2001 sono riportati a pag. 49.

Alla RTN si interconettono le reti elettriche dei Paesi confinanti, in base ad accordi stabiliti con i relativi gestori. Ciascun circuito di interconnessione è disciplinato da un regolamento di esercizio, concordato con i gestori esteri, che stabilisce le condizioni di interoperabilità delle reti e le modalità di esercizio e manutenzione.

1.4. - Gli interventi concernenti la realizzazione di nuove linee - La procedura di confronto concorrenziale

Al GRTN compete deliberare, come innanzi detto, gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, in base all'art.3 del D.L.vo n.79/99 e alla convenzione di concessione di cui al D.M. 17.7.2000, al fine di garantire la sicurezza, l'efficienza e l'affidabilità del servizio di trasmissione e dispacciamento, nonché al fine di assicurare la copertura della domanda di energia elettrica.

In ordine alla realizzazione di nuove linee o nuove stazioni elettriche, la convenzione suddetta (art.10, comma 3) stabilisce che "il Gestore, ove non intenda procedere direttamente, ricorre ad una procedura di confronto concorrenziale, svolta secondo modalità comunicate preventivamente all'amministrazione, nel rispetto dei principi di pubblicità, trasparenza e non discriminazione, al fine di individuare il soggetto che diviene titolare della nuova linea o della nuova stazione". Nel corso dell'anno 2001 è stato sottoposto al Consiglio di amministrazione, che lo ha approvato, uno schema di procedura di confronto concorrenziale, basato sul presupposto che le attività inerenti alla progettazione e all'espletamento dei conseguenti iter autorizzativi rientrano, in genere, nella competenza dei proprietari, di guisa che il confronto ha riguardato soprattutto il progetto preliminare correlato all'impegno dell'aggiudicatario di eseguire ed esercitare l'impianto.

Il documento con cui è stata pubblicizzata la procedura di aggiudicazione ha in particolare fatto riferimento:

- a) alla sussistenza in capo alle imprese partecipanti dei requisiti di idoneità "morale", e di carattere professionale, tecnico ed economico;
- b) alla entità del canone dichiarato per la remunerazione dell'esercizio e per la manutenzione degli impianti, formulato in ribasso rispetto al canone massimo annuale posto a base d'asta dal GRTN;
- c) all'obbligo di aggiudicazione all'offerente il canone più basso.

E' stato anche stabilito nell'avviso di gara che di seguito verranno regolate le fasi relative all'elaborazione del progetto definitivo, all'ottenimento delle

autorizzazioni, all'elaborazione del progetto esecutivo, all'esecuzione dell'opera, alle prove e ai collaudi, sino all'accettazione dell'impianto da parte del GRTN.

Nella convenzione definitiva, saranno infine disciplinate le fasi relative all'esercizio e alla manutenzione dell'impianto.

Sempre in tema di iniziativa di sviluppo, è stata dibattuta in Consiglio di amministrazione la questione, proposta dall'Autorità, se tali iniziative, che comportano la connessione alla rete (es.allacciamento di una nuova centrale di produzione) possano essere eseguite direttamente dal soggetto che abbia richiesto la connessione.

La proposta non è stata ritenuta proponibile dal GRTN in quanto viene a restringere i compiti ad esso assegnati dall'art.3 del decreto legislativo n.79/99 in materia di sviluppo della rete.

1.5. - Gli aggiornamenti dell'ambito della rete di trasmissione

Il Gestore procede annualmente all'aggiornamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale e, per quanto riguarda gli anni 2001-2002, sono state apportate modifiche e correzioni di errori attinenti ad elementi della rete.

Su tale questione, a seguito di interventi del Ministero delle attività produttive e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Consiglio di amministrazione ha convenuto che per tali aggiornamenti occorresse apposito decreto "correttivo" del Ministero, in quanto ad esso spetta il potere di determinare l'ambito della rete (art.3, comma 7, del D:L.vo n.79/99) mentre al Gestore compete provvedere direttamente agli aggiornamenti derivanti da modifiche già in precedenza intervenute.

Sulla questione degli aggiornamenti, sono insorte vertenze giudiziarie, in quanto i ricorrenti sostengono che il Gestore avrebbe disposto, esulando dai propri compiti, modifiche dell'assetto della rete di trasmissione, mentre avrebbe dovuto limitarsi ad una mera attività propositiva nei confronti della proprietà di porzioni della rete.

In relazione al tema ora esposto, la proposta del GRTN di ampliamento della rete, al fine di migliorare la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico, è stata accolta dal Ministero delle attività produttive (decreto 23.12.2002), e conseguentemente verranno in essa incluse porzioni di rete precedentemente ricadenti nell'ambito delle reti di distribuzione.

1.6. - I corrispettivi spettanti al Gestore della rete di trasmissione nazionale e il riordino delle disposizioni in materia di servizio di trasporto e del servizio di vendita dell'energia elettrica

L'art.3, comma 10 del D.L.vo n.79/99 stabilisce che l'Autorità determini la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della RTN in misura tale da incentivare il GRTN allo svolgimento delle proprie attività secondo criteri di efficienza economica.

Su tale tema, è stata portata all'esame del Consiglio di amministrazione la proposta dell'Autorità di eliminare la difformità di trattamento tra mercato libero e mercato vincolato in ordine ai corrispettivi per l'uso delle reti, stabilendosi così una equiparazione della componente tariffaria relativa.

La proposta prevedeva anche una disciplina transitoria del dispacciamento (disciplina del c.d. bilanciamento) da considerare come un'anticipazione all'introduzione del mercato elettrico.

In effetti il Consiglio di amministrazione ha ravvisato l'esigenza di superare, in vista dell'avvio del mercato elettrico, ogni difformità di trattamento e quindi di corrispettivo per l'uso delle reti tra mercato libero e mercato vincolato dal momento che tutti i clienti, direttamente o indirettamente, potranno approvvigionarsi in borsa.

Dopo avere raccolto tali indicazioni, l'Autorità, con delibera n.228/01 ha provveduto ad operare un riordino delle disposizioni in materia di condizioni tecnico-economiche dei servizi di trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica apportando nel contempo innovazioni al regime tariffario vigente⁴.

La deliberazione ha regolamentato, in particolare, i corrispettivi per il servizio di trasporto per i clienti finali uniformando, come era nelle aspettative, il trattamento dei clienti liberi e vincolati.

Per quanto più specificatamente interessa il GRTN, è stato determinato il corrispettivo ad esso spettante da parte dei distributori per il servizio di trasporto sulla RTN, indipendentemente dalla destinazione finale dell'energia al mercato libero o vincolato. La misura del corrispettivo è differenziata per fasce orarie in base all'energia elettrica prelevata per i propri clienti⁵.

⁴ In base a tale tariffario, al Gestore erano riconosciuti (delibera n. 241/2000) per il proprio funzionamento, i corrispettivi seguenti:

a) relativamente all'energia destinata a clienti vincolati, una quota del corrispettivo di trasporto pari a 0,60n L/KWh;
b) relativamente all'energia elettrica destinata a clienti liberi, una quota del corrispettivo di potenza pari a 0,30 L/KW/ora;
c) una componente relativa al dispacciamento nella stessa misura di 0,30 L/KWh già fissata con precedente deliberazione n.13/99.

⁵ Il corrispettivo destinato alla copertura dei costi del GRTN è pari a 0,0397 centesimi di euro/KWh per ciascun chilowattora prelevato dalla RTN.

CAPITOLO II

2. - La regolazione del servizio di trasmissione e del dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale

2.1. - Le regole tecniche

Nel percorso di liberalizzazione del settore avviato dal decreto legislativo n. 79/1999, la normativa assegna al GRTN la funzione di definizione delle regole per il dispacciamento dell'energia elettrica, nei due aspetti di controllo e gestione dei flussi di energia,⁶ per la trasmissione e la connessione sulla rete nazionale.

Nel corso degli anni 2001-2002 molteplici sono stati gli elaborati, portati all'esame del Consiglio di amministrazione e successivamente tradotti nella forma di specifiche tecniche, che costituiscono nel loro insieme un "codice di trasmissione e dispacciamento" comprendente anche le regole tecniche di connessione.

In un quadro di sintesi, le regole tecniche adottate dal Gestore, previa approvazione del Consiglio di amministrazione, rispondono alle esigenze operative di seguito indicate:

- le regole di connessione hanno lo scopo di definire caratteristiche e prestazioni della rete di trasmissione nazionale nei siti di connessione di ciascun utente, nonché le regole tecniche, progettuali e funzionali, che devono essere soddisfatte da ogni utente connesso, o che intenda connettersi, alla RTN;
- le regole di dispacciamento definiscono i criteri per la programmazione ed il controllo del sistema elettrico al fine di garantire la continuità di fornitura dell'energia elettrica con la qualità predefinita;
- le regole per la trasmissione comprendono alcune prescrizioni inerenti alle attività del servizio quali le specifiche per l'elaborazione dei piani di manutenzione, per la

Nella delibera è stato anche confermato il principio in base al quale la remunerazione dei proprietari di rete è data dalla differenza tra i ricavi complessivi del GRTN e il corrispettivo destinato alla copertura dei costi del GRTN medesimo.

E' ancora da menzionare la disposizione secondo cui le componenti tariffarie relative al corrispettivo di trasporto versato al GRTN (sia dai distributori sia dai produttori), ivi inclusa la componente necessaria alla determinazione del corrispettivo spettante al GRTN a copertura dei propri costi, sono aggiornate annualmente dall'Autorità applicando la metodologia del price-cap con un coefficiente x pari, per il periodo regolatorio 2000/2003, al 4%.

La delibera inoltre ha fatto venire meno le precedenti disposizioni in materia di vettoriamiento dell'energia e conseguentemente l'attività dispiegata dal GRTN riguardante la stipula e la gestione dei contratti inerenti a tale servizio.

⁶ Le modalità di dispacciamento, come del resto le condizioni di accesso e di utilizzazione della rete (di cui si è innanzi fatto cenno) sono definite dall'Autorità settoriale, al fine di garantire l'effettivo funzionamento dei meccanismi concorrenziali e in attuazione dei criteri di trasparenza, uguaglianza e non discriminazione.

pianificazione e lo sviluppo della rete, per la gestione delle interconnessioni con le altre reti.

2.2. - Le regole tecniche di dispacciamento

Per quanto in particolare riguarda le regole tecniche di dispacciamento, il Gestore ha operato sulla base di criteri provvisori, in attesa del passaggio dalla fase di "dispacciamento passante" alla fase di "rispetto dell'ordine di merito economico nel dispacciamento delle produzioni".

In pratica, nel corso degli anni 2001-2002, il Consiglio di amministrazione è stato più volte chiamato ad esprimersi su atti di regolazione del servizio di trasmissione e di dispacciamento sulla RTN derivanti o da applicazioni della normativa generale o da determinazioni assunte, in taluni casi previo parere degli organi societari, dall'Autorità⁷.

2.3. - I contratti di scambio e di bilanciamento nella disciplina transitoria del dispacciamento

La disciplina del dispacciamento transitorio (deliberazione Autorità n. 317/01) definisce:

a) i principi e le modalità contrattuali per l'esercizio del servizio di bilanciamento (= gestione delle risorse necessarie a mantenere l'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica);

⁷ Si fa riferimento alla già citata delibera n. 228/01 (c.d. testo integrato) la quale disciplina le condizioni economiche di erogazione del servizio di trasporto da parte dei soggetti esercenti le reti con obbligo di connessione di terzi per i produttori e per tutti i clienti del mercato libero e vincolato. In particolare la delibera definisce un'unica struttura tariffaria del servizio di trasporto per i clienti del mercato libero e del mercato vincolato e determina le diverse componenti per l'utilizzo del servizio da parte dei diversi operatori del settore. Con particolare riguardo ai servizi offerti dal GRTN, il testo integrato, definisce la remunerazione del servizio di dispacciamento, inclusi i costi connessi all'approvvigionamento delle risorse necessarie al suo svolgimento, per i clienti del mercato vincolato prevedendo che tali oneri siano compresi nei corrispettivi per le attività di acquisto e vendita dell'energia. Una successiva delibera (n. 317/01) ha integrato la disciplina del servizio di dispacciamento in ordine all'onere ricadente sui clienti del mercato vincolato, introducendo le condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia e gli autoproduttori. Nella sostanza, la delibera in questione ha previsto l'erogazione da parte del GRTN, dei servizi di bilanciamento e scambio di energia elettrica, ai fini della compensazione delle differenze tra l'energia immessa e prelevata dagli operatori. Questi, per accedere a tali servizi, stipulano appositi contratti di bilanciamento e di scambio con il Gestore, sulla base di contratti tipo redatti dal Gestore medesimo e approvati dall'Autorità. La delibera in questione ha in pratica dato avvio alla separazione della regolazione economica dei servizi per il dispacciamento da quella per il servizio di trasmissione. Le nuove modalità di regolazione delle condizioni dei servizi di trasmissione e di dispacciamento transitorio sono entrate in vigore a partire dal 2002.

b) i principi e le modalità contrattuali per l'esercizio del servizio di scambio (cioè l'attività di compensazione delle differenze tra l'energia immessa e prelevata dai soggetti stipulatori);

c) la gestione delle attività dirette a rendere compatibili i programmi di immissione e prelievo di energia elettrica (c.d. gestione delle congestioni della rete) con la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;

d) le condizioni economiche di remunerazione del servizio di bilanciamento e di scambio.

La regolazione delle attività ora indicate ha comportato per il Gestore (direttamente o mediante soggetto delegato) la stipula di un numero molto rilevante di contratti⁸ con produttori o clienti "idonei"⁹ volti a disciplinare le attività di scambio e di bilanciamento.

Il Consiglio di amministrazione ha ampiamente discusso e dato il suo apporto alla definizione dello schema tipo dei contratti di scambio e di bilanciamento.

Tra le clausole contrattuali è da ricordare quella secondo cui il Gestore ha facoltà, dandone comunicazione ai relativi titolari, di apportare modifiche ai programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica, nel caso che gli stessi abbiano sottoscritto un contratto di cessione di energia elettrica con la condizione di interrompibilità del carico.

Le negoziazioni suindicate sono finalizzate all'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento; l'acquisizione di esse presuppone peraltro la determinazione, spettante al Gestore, di un programma di immissione nella rete con scansioni temporali tali da garantire l'equilibrio generale del sistema.

La regolazione delle partite economiche relative al servizio di bilanciamento e di scambio è determinata, infine, in base a criteri alquanto complessi di misurazione dell'energia elettrica immessa o prelevata nei diversi punti della rete e nelle diverse fasce orarie.

2.4. - Le nuove direttive in materia di dispacciamento

Nel corso del biennio 2001-2002 il Consiglio di amministrazione ha preso in esame alcuni documenti di rilievo, uno dei quali predisposto dal Gestore del mercato elettrico attinente alla "disciplina del mercato elettrico" e, soprattutto, ha

⁸ I contratti stipulati nell'anno 2002 sono stati circa 470.

⁹ Cliente idoneo è la persona fisica o giuridica che ha la capacità di stipulare contratti di forniture con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.

fornito il proprio contributo di conoscenze in ordine alla deliberazione dell'Autorità n. 95/2001 recante direttive in materia di dispacciamento.

Di tale deliberazione che ha inteso tendenzialmente superare la disciplina transitoria del servizio di dispacciamento, innanzi descritta, è utile indicare alcuni tratti saliente ed innovativi, dato che la concreta attuazione della stessa si è solo in parte verificata a decorrere dal 1° gennaio 2002 di tal che le prime esperienze applicative sono legate all'avvio della borsa elettrica.

Le nuove regole del dispacciamento sono attuative del decreto legislativo n. 79/1999 (in particolare art. 3 comma 6) che assegna al Gestore la operatività del servizio, nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità e dagli indirizzi del MAP.

La nuova disciplina del dispacciamento è modellata su un criterio di "merito economico", in coerenza al sistema delle offerte previsto dall'art. 5 del D.Lvo n. 79/99.

Secondo tale modello, le unità ammesse a produrre e il loro programma di produzione sono stabiliti in base a un ordine di merito economico risultante da un mercato organizzato dove si incontrano le offerte di vendite e di acquisto dell'energia, per ciascuna unità di tempo e per ciascuna unità di produzione e consumo al c.d. "prezzo di equilibrio".

Nel corso dell'anno, le strutture del Gestore competenti in materia hanno predisposto - e sottoposto alla valutazione del Consiglio di amministrazione - le condizioni organizzative e gli strumenti telematici necessari a partecipare al sistema delle offerte e a esercire le attività di dispacciamento attraverso servizi di bilanciamento e di compensazione della energia elettrica (immessa o prelevata).

La compravendita di energia, tramite il mercato organizzato, non è prevista comunque, come l'unica modalità di scambio consentita tra gli operatori in quanto continueranno a essere ammessi i contratti bilaterali soggetti ad approvazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

2.5. - La gestione dei mercati

Sempre in applicazione della deliberazione n. 95/2001, è stata elaborata dal Gestore una nuova versione del documento "Regole di dispacciamento" nel quale vengono indicate le modalità tecniche, economiche e procedurali per lo svolgimento del servizio e sono stabiliti i diritti ed obblighi derivanti dai rapporti intercorrenti tra le parti (GRTN e soggetti che partecipano al mercato).

La struttura generale del mercato, delineata dalla disciplina del mercato elettrico approvata con D.M. 9 maggio 2001, prevede due tipologie di mercati: uno per lo scambio di energia tra operatori, un altro per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento da parte del Gestore.

Dalle contrattazioni sui mercati dell'energia, a cui partecipano produttori e consumatori (direttamente o tramite grossisti), scaturisce la programmazione delle produzioni e dei consumi dell'energia per ogni ora del giorno successivo e il relativo prezzo orario dell'energia scambiata. Su questi mercati, lato offerta, sono ammessi i titolari qualificati delle unità di produzione di potenza nominale pari o superiore a 10 MVA.

Anche il GRTN partecipa ai mercati offrendo l'energia prodotta dalle unità di produzione nella sua disponibilità (impianti di cui all'art. 3, comma 12, D.Lgs 79/99 ed eventuali impianti contrattualizzati ai fini della sicurezza)¹⁰.

Per quanto riguarda la domanda, a questi mercati partecipano i clienti liberi (direttamente o tramite i grossisti) e l'Acquirente unico S.p.a. che acquista l'energia che poi sarà venduta ai distributori per la fornitura ai clienti vincolati. Possono inoltre partecipare produttori e acquirenti esteri assegnatari di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione.

Ai mercati per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento partecipa, in qualità di acquirente, il GRTN al fine di assicurare l'equilibrio tra domanda e offerta in tempo reale. Il GRTN garantisce la gestione in sicurezza del sistema elettrico e la qualità del servizio attraverso l'acquisizione dei servizi di sistema resi disponibili dagli operatori del mercato e in particolare dai titolari delle unità di produzione e in alcuni casi dalle unità di consumo.

La gestione dei mercati rientra nella competenza della Società Gestore mercato elettrico (GME), tuttavia la copertura degli oneri sopportati dal GRTN verrà realizzata tramite l'imposizione di un corrispettivo a carico di tutti coloro che prelevano energia elettrica, siano essi titolari di contratti bilaterali che operatori sul mercato vero e proprio.

Nella stessa delibera (n. 95/01) si fa espresso riferimento ad una convenzione da stipularsi tra GRTN e GME come strumento utile per raccordare le attività e le responsabilità delle due società.

¹⁰ Rientra nella disponibilità del Gestore l'energia elettrica offerta da alcuni particolari produttori (art. 22, comma 3, legge n. 9/1991) a prezzi determinati dall'Autorità in base al criterio del c.d. "costo evitato" nonché l'energia prodotta da fonti rinnovabili (CIP6).

2.6. - Importazione-esportazione di energia elettrica (art. 10 D.lgs 79/99)

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, 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 proprie delibere 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.

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

Il potenziamento della rete di interconnessione con l'estero riveste particolare importanza, data la rilevanza degli scambi commerciali che inducono il nostro Paese a favorire la costituzione del mercato comune europeo dell'energia al fine di incrementare i flussi di energia elettrica dall'estero, per i quali vi è convenienza economica, in ragione del differenziale dei prezzi.

Nel corso del 2002 sono state svolte dal Gestore una serie di attività finalizzate al potenziamento e allo sviluppo di nuove linee, in cooperazione con i gestori delle reti confinanti per la realizzazione delle condizioni tecniche di interconnessione.

2.7. - Problemi relativi alla connessione alla rete nazionale

Problematiche di non facile soluzione sono sorte - e sono state portate all'esame del Consiglio di amministrazione - nel biennio 2001-2002 riguardo alla connessione alla rete di nuovi impianti di generazione; la questione assume rilievo ai fini dell'aumento della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale.

A tale riguardo il Gestore, in attesa che vengano definiti i provvedimenti dell'Autorità per il completamento delle condizioni tecnico-economiche di connessione alla rete, sulla base di deliberazione (n. 50/02) emanata dalla stessa Autorità, ha rappresentato ai soggetti richiedenti la connessione l'esigenza di costituire un deposito fidejussorio provvisorio, a garanzia della copertura dei costi da sostenere o già sostenuti e degli impegni assunti o da assumere da parte del Gestore nei confronti dei terzi, relativamente agli interventi di sviluppo della rete funzionali alla connessione specifica. Con tali modalità e, coerentemente con il proprio regolamento, il Gestore ha avviato, nel corso dell'anno 2002, le attività per la verifica di fattibilità delle connessioni di alcuni impianti di generazione.

Uno degli aspetti più delicati che ha avuto incidenza non solo sul potenziamento della rete di interconnessione con l'estero ma anche sulla connessione di nuovi impianti nazionali alla rete stessa e, più in generale sulla realizzazione delle opere relative ad impianti elettrici, ha riguardato la mancata integrazione tra pianificazione elettrica e pianificazione territoriale/ambientale.

In conseguenza di ciò, negli ultimi anni gli impianti elettrici, come gran parte delle altre opere, sono andati incontro a numerose difficoltà autorizzative, dovute: a) alla problematicità della individuazione – dati gli spazi territoriali ristretti – di appositi tracciati idonei a rispettare gli standard di qualità per la tutela della salute della popolazione e i criteri di tutela del paesaggio; b) alle limitazioni allo sviluppo urbanistico legate alle fasce di rispetto degli elettrodotti; c) al rifiuto opposto da parte della popolazione per l'accresciuta sensibilità ambientale, spesso correlata ai campi elettromagnetici; d) agli scarsi risultati conseguiti dagli strumenti autorizzativi a carattere preventivo. L'integrazione tra la pianificazione elettrica e quella territoriale potrebbe superare i suindicati elementi di criticità che comportano rallentamenti o addirittura blocco dei nuovi progetti di impianti.

Il processo metodologico che può permettere il confronto e l'armonizzazione tra le due forme di pianificazione è rappresentato dalla Direttiva comunitaria 2001/42/CE del 27 giugno 2001, "concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente", nell'ambito della quale si prevede vengano assoggettati alla VAS (valutazione ambientale strategica) piani e programmi che possono avere effetti significativi sull'ambiente, tra i quali quelli relativi al settore energetico.

2.8. - 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)¹¹.

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

¹¹ 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 geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

elettrica", l'energia di tale provenienza, acquisita dal GRTN, venga dallo stesso ceduta al mercato libero mediante apposite procedure concorsuali e che l'energia non collocata venga offerta e ceduta direttamente al mercato vincolato.

Le procedure di cessione dell'energia CIP6 sono regolate da provvedimenti dell'Autorità mentre l'aggiudicazione delle quote spetta al G.R.T.N. secondo il sistema del rialzo sul prezzo base, in relazione alle diverse tipologie di utenza.

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".

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 vettoriamiento, 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.

Di altri aspetti che attengono ai rapporti economici-finanziari intercorrenti fra Gestore della rete e Cassa conguaglio per il settore elettrico, si riferisce nel seguito della presente relazione, nei capitoli III e IV concernenti la gestione degli esercizi 2001 e 2002.

2.9. - 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.

Il sistema prevede che l'incentivo per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili venga 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 possono essere scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali o in una specifica sede di negoziazioni, organizzata dal GME, che ha dato avvio a tale attività nel marzo 2003.

La domanda di certificati è connessa all'obbligo imposto ai 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 ecceda la soglia dei 100 Gwh. L'incontro tra domanda e offerta di energia rinnovabile determina il valore dei certificati verdi. La remunerazione degli impianti che hanno diritto ad emettere i certificati verdi sarà determinata dalla vendita degli stessi ai produttori terzi o dalla vendita separata ai consumatori dell'energia elettrica prodotta da tali impianti.

Nel corso dell'anno 2002 il Gestore della rete ha curato la gestione dei certificati verdi, ovvero le attività di qualificazione degli impianti, l'emissione di detti certificati e la relativa annotazione in apposito registro. E' stato anche predisposto un portale ad accesso riservato agli operatori i quali sono in grado di conoscere in tempo reale la consistenza del proprio "conto proprietà" ed il dettaglio di tutte le transazioni operate sul conto.

Nel corso dell'anno 2002 sono stati trasferiti tramite transazioni bilaterali circa 5.800 certificati verdi.

CAPITOLO III

3.- I risultati della gestione nell'esercizio 2001

3.1. - Il bilancio dell'esercizio 2001: criteri di formazione e verifiche del collegio sindacale

Il bilancio dell'esercizio 2001 è stato approvato dall'Assemblea ordinaria della Società nella seduta del 27 giugno 2002; esso è corredato della relazione del Collegio sindacale, il quale, ha dato atto del forte impegno di tutte le aree aziendali nel mettere a punto una nuova organizzazione, un nuovo sistema informatico, le modalità e le procedure necessarie ad ottemperare all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e di dispacciamento, acquisto e vendita di energia CIP6, ed alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale che il Ministero delle attività produttive e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas attribuiscono al Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.. Il Collegio medesimo, in base agli elementi disponibili, ha altresì evidenziato che lo stato patrimoniale e il conto economico presentano ai fini comparativi i valori dell'esercizio precedente e che le voci di bilancio presentano concordanza con le risultanze delle scritture contabili.

Il Collegio sindacale ha inoltre rappresentato 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 2001. 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.

La revisione contabile del bilancio d'esercizio 2001 è stata effettuata dalla società Pricewaterhouse Coopers, secondo i principi e i criteri raccomandati dalla CONSOB. Il bilancio è stato ritenuto dalla società di revisione conforme alle norme

che ne disciplinano i criteri di redazione; è stato redatto, in base al giudizio della società di revisione, con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società GRTN.

3.2. - Lo stato patrimoniale ed il conto economico 2001

Lo stato patrimoniale e il conto economico (riclassificati) della Società, riassunti nelle tabelle 2 e 4 sono analiticamente illustrati nella "nota integrativa" al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2001 (allegato alla presente relazione insieme ai documenti contabili): ad essa si fa rinvio per ogni informazione di dettaglio. Di seguito verranno esaminate le poste di maggiore rilievo, con alcuni raffronti rispetto ai dati dell'esercizio 2000.

La Società ha adottato l'euro, quale moneta di conto, a far tempo dal 1° novembre 2001, applicando il tasso di cambio fisso lira/euro pari a lire 1.936,27.

Il passaggio all'euro ha riguardato sia gli aspetti societari, come la ridenominazione del capitale sociale, sia la tenuta della documentazione contabile.

In base all'art. 16, comma 8, del decreto legislativo n. 213/98, il bilancio al 31.12.2001 è stato redatto in "unità di euro" senza cifre decimali; la contabilità, tuttavia, è tenuta in "centesimi di euro".

3.2.1. - Stato patrimoniale – attivo -

L'insieme delle immobilizzazioni registra incrementi consistenti rispetto all'anno precedente sia nelle immobilizzazioni immateriali (5,02 euro milioni) sia nelle immobilizzazioni finanziarie (9,8 euro milioni) mentre pressoché immodificati sono i valori delle immobilizzazioni materiali (tab. 1).

Per quanto riguarda le prime (euro 6,7 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 euro 2,3 milioni in relazione soprattutto all'implementazione del nuovo sistema informativo ERP; a tale incremento si contrappone la riduzione, per ammortamento in tre anni, di euro 1,1 milioni.

Per quanto riguarda le immobilizzazioni finanziarie (euro 16,7 milioni) l'incremento di tale valore è dovuto principalmente alla sottoscrizione degli aumenti di capitale delle due società controllate (Acquirente Unico S.p.A. e Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (euro 9,8 milioni).

Nel capitale circolante è da evidenziare la dinamica legata all'attività di compravendita di energia incentivata (c.d. CIP6) iniziata dal gennaio 2001. Tale attività interferisce nei rapporti con la Cassa conguaglio per il settore elettrico nei confronti della quale il GRTN evidenzia, a fine esercizio, un credito di euro 541,1 milioni. Il Gestore, per contro, risulta debitore di un importo pari a euro 197,3 milioni per i rapporti di debito-credito che derivano dalla complessa disciplina stabilita in ordine all'energia CIP6, di cui si è innanzi fatto cenno.

Relativamente ai mezzi di copertura si evidenzia sia la crescita del patrimonio netto (euro 7,4 milioni) per effetto del risultato di esercizio che delle disponibilità liquide (euro 147,2 milioni) connesse alla gestione.

La consistenza dell'attivo circolante (euro 1.829,4 milioni) è stata determinata, per quanto riguarda la voce di maggiore rilevanza, dalla entità dei crediti verso clienti (euro 1.048,0 milioni) cui sono da aggiungere le disponibilità liquide per depositi bancari (euro 204,0 milioni). Quanto alla prima voce, essa si riferisce alla fatturazione dei diversi corrispettivi dovuti al GRTN dagli altri operatori del mercato elettrico, quali quelli per la vendita di energia elettrica di cui al D.M. 21.11.2000 (343,1 euro milioni) che è da considerare una nuova posta a credito per l'esercizio in esame, nonché i corrispettivi per servizi di vettoriamiento nel mercato libero (435,5 euro milioni), con una notevole variazione positiva rispetto all'anno precedente (+236,0 euro milioni).

Per contro è da rilevare una variazione in meno (484.766 euro mila) dei corrispettivi di trasporto nel mercato vincolato che nel 2001 ha ridimensionato il credito a euro 263.990 mila (nel 2000 euro 748.756 mila).

3.2.2. - Stato patrimoniale – Patrimonio netto e passivo -

Nel contesto della situazione patrimoniale, il valore del patrimonio netto è risultato pari a euro 56.643 mila (euro 49.252 mila nell'esercizio precedente) e l'aumento delle disponibilità finanziarie nette è stato pari a euro 7,4 milioni.

Il capitale sociale, rappresentato da 26.000.000 di azioni per un valore nominale di 1 euro ciascuna per complessivi euro 26,0 milioni è stato rideterminato dall'assemblea degli azionisti (in data 27.6.2001) attraverso l'utilizzo delle riserve disponibili. Tutte le azioni sono di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze.

Nel patrimonio netto emerge sotto la voce "altre riserve" una riserva da conferimento pari a euro 0,3 milioni 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 un ammontare di euro 29.171 mila, tra i quali è da menzionare quello per trattamento di quiescenza ed obblighi simili (euro 816 mila).

Altri fondi per rischi ed oneri (euro 28,3 milioni) sono stati costituiti per vertenze giudiziarie e contenzioso (euro 6,0 milioni), per incentivi all'esodo (1,6 milioni euro) e il ripianamento del fondo previdenza elettrici (11,9 milioni euro), in applicazione di disposizioni contenute nell'art.41 della legge finanziaria 2000, che hanno dato luogo ad un contenzioso con l'INPS; in attesa della definizione, si è ricorso all'accantonamento di cui sopra.

Al fondo per il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato è stata data una consistenza di euro 16,8 milioni, dei quali sono stati utilizzati nel corso dell'anno euro 2,6 milioni.

Un ulteriore accantonamento di euro 3,4 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 i debiti, la consistenza degli stessi ammonta a euro 1.835,6 milioni. Essi sono dovuti principalmente a: debiti verso banche (euro 12,9 milioni) e a debiti verso fornitori (euro 1.617,1 milioni) derivanti prevalentemente da acquisti di energia, da prestazioni di servizi e di beni al netto delle note di credito da ricevere.

I debiti tributari (euro 3,4 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 (euro 197,3 milioni) che riguarda importi fatturati dal GRTN per maggiorazioni sulle tariffe stabilite dall'Autorità. Una parte di tale importo (25,6 milioni euro) si riferisce alle anticipazioni effettuate dalla Cassa per il pagamento di fatture IVA relative ad acquisti di energia CIP6 per conto del Gestore.

3.2.3. - Il conto economico

I risultati della **gestione economica** evidenziano un **utile netto** di esercizio pari a euro 7,4 milioni (tab. 3) depurato dalle imposte, il cui ammontare è stato di euro 25,8 milioni.

L'utile netto di esercizio, determinato nell'anno precedente in euro 22,9 milioni, ha in effetti subito una contrazione (- 15,6 milioni euro) ma ciò è dovuto in particolare alla componente "costi operativi" nella quale un ruolo importante ha avuto l'acquisto di energia CIP6 e la vendita della stessa (tra le voci ricavi di competenza), in correlazione all'inizio di tale attività da parte del Gestore dal 1° gennaio 2001, a seguito del trasferimento della titolarità dei "contratti di acquisto energia da produttori nazionali" dall'ENEL S.p.a al Gestore.

In sostanza, riguardo ai "ricavi di competenza" (tab. 4) si rileva in bilancio un notevole incremento di tale componente economica (euro 5.984,3 milioni nel 2001) a fronte dell'esercizio precedente (euro 1.018,5 milioni) con un aumento (+ euro 4.965,8 milioni) dovuto in prevalenza alle vendite di energie elettrica (euro 3.002,2 milioni) da fonti rinnovabili effettuate sia sul mercato libero che su quello vincolato (decreto ministeriale 21.11.2000 e deliberazione Autorità n. 223/00) nonché alla vendita di energia "spot" sul mercato europeo (euro 68,5 milioni). I ricavi per quest'ultimo tipo di energia si sono notevolmente contratti (-5,2 milioni euro) rispetto all'anno 2000 per la riduzione dei margini di disponibilità (euro 73,7 milioni nel 2000 a fronte di euro 68,5 milioni per la vendita di energia spot).

Proseguendo l'esame dei ricavi di competenza un cenno a parte meritano i contributi da CCSE (euro 1.704,7 milioni) che per la prima volta sono esposti in bilancio, in base alla disciplina in materia adottata dalla delibera dell'Autorità n. 20/2001.

Tali contributi (determinati per un ammontare di competenza dell'anno 2001 nella misura di euro 1.702,8 milioni) costituiscono il controvalore della quota dei costi sostenuta dal GRTN per gli acquisti di energia c.d. CIP6 non coperta dall'ammontare dei ricavi relativi alle vendite della stessa energia. La differenza tra costi e ricavi è coperta dall'intervento della CCSE; questa, doveva al GRTN importi (euro 541.122.392) per contributi non ancora erogati al 31.12.2001, come evidenziato nell'attivo patrimoniale.

Sempre con riferimento alla CCSE, un ulteriore importo di 43,2 milioni euro (ricompreso nella voce "altri ricavi": euro 110,2 milioni) è costituito dall'ammontare

relativo alla riconciliazione dell'energia vettoriata nell'anno 2000 che dovrà da detta Cassa essere erogata al GRTN e da questo rigirata ai produttori aventi diritto.

Riprendendo l'esame delle voci riconducibili ai "ricavi delle vendite e prestazioni" (complessivamente euro 5.984,3 milioni, con un incremento, come innanzi detto, rispetto all'anno 2000 di euro 4.965,8 milioni) va fatto un breve accenno a quelle qui di seguito indicate:

- euro 593,8 milioni si riferiscono alla fatturazione per l'attività di vettoriamento per il mercato libero remunerata in base alla deliberazione n. 13/99 dell'Autorità secondo le varie componenti in essa previste; per quanto riguarda tale attività è da rilevare un incremento di euro 334,8 milioni per effetto di una maggiore richiesta di energia soprattutto dal mercato libero;
- euro 600,3 milioni si riferiscono 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; da registrare su questo versante una flessione (- euro 51,7 milioni) rispetto all'anno precedente;
- euro 14,7 milioni riguardano il 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).

Nella parte attiva del conto economico è per la prima volta compresa la voce "incrementi di immobilizzazione per lavori interni" (euro 152 mila) che è stata riferita alla capitalizzazione del costo del personale interno impegnato in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione.

A fronte dei ricavi ora esposti sono da evidenziare i **costi operativi di produzione** per un totale di euro 6.049,6 milioni. Rispetto all'esercizio precedente i costi presentano un aumento di euro 5.080,5 milioni, in massima parte dovuto, come innanzi detto, all'attività di acquisto di energia CIP6 per la prima volta esercitata nell'esercizio 2001.

In particolare gli acquisti di energia (4.744,9 milioni) riguardano: energia c.d. CIP6 (4.705,0 milioni euro); energia spot (26,4 milioni euro); energia per garanzia interconnessione (13,1 milioni euro).

Altri rilevanti elementi di costo riguardano:

- il costo del lavoro (euro 44,7 milioni): al 31 dicembre 2001 il personale in forza, tra dirigenti, quadri, impiegati ed operai è risultato pari a 698 unità (erano 660 nel 2000). L'incremento di tale onere (euro 2,3 milioni) è dovuto maggiormente al rinnovo del contratto collettivo di lavoro avvenuto nel corso dell'anno;
- le prestazioni per servizi (euro 383,0 milioni) si riferiscono principalmente ad oneri per vettoriamenti (362,0 milioni euro) nonché all'acquisto di risorse esterne (euro 21,0 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 euro 824 mila;
- il godimento beni di terzi (euro 746,1 milioni): in tale importo è compreso l'ammontare riconosciuto dal GRTN quale corrispettivo dovuto ai diversi proprietari della RTN pari a euro 744,4 milioni.

Il margine operativo lordo per effetto delle su esposte partite economiche si attesta a euro 69,9 milioni con un incremento di euro 6,9 milioni rispetto all'esercizio precedente mentre il risultato operativo – che sconta ammortamenti sia su immobilizzazioni materiali che immateriali nonché accantonamenti e svalutazioni (euro 45,0 milioni), si riduce di euro 4,5 milioni.

3.3. - La gestione finanziaria

I risultati economici conseguiti nell'esercizio 2001 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 euro 40,9 milioni (vedasi tabella n. 5) al quale vanno aggiunti i benefici della positiva gestione del capitale circolante netto che si posiziona a euro 134,3 milioni. Ciò ha permesso di disporre di un cash flow operativo di euro 175,2 milioni con il quale si è potuto sopperire alle esigenze finanziarie connesse con le attività del Gestore. Quest'ultimo dato, di maggiore consistenza rispetto all'anno precedente (euro 98,3 milioni) ha consentito di far fronte ai ritardi nei versamenti della Cassa conguaglio energia elettrica relativi ai contributi per acquisti di energia effettuato dal Gestore.

3.4. - I risultati economico-finanziari

I risultati economico-finanziari dell'anno 2001 possono riassumersi nei seguenti dati:

Milioni di euro	Anno 2000	Anno 2001
Utile netto di esercizio	23	7,4
Margine operativo lordo	63	69,9
Risultato operativo	49,5	45
Autofinanziamento	35,6	40,9
Disponibilità finanziarie nette finali	43,9	191,1

Dai dati sopra riportati si evince che i risultati dell'esercizio chiuso al 31.12.2001 da considerare nel complesso positivi sono da attribuire essenzialmente al buon andamento del conto economico che ha evidenziato un utile netto di esercizio 7,4 milioni di euro (con le precisazioni innanzi fatte circa la marcata riduzione dello stesso) e tra le poste attive più significative, ai ricavi per la vendita di energia elettrica "spot" acquisita sul mercato europeo.

Dal differenziale ricavi-costi emergono due dati, quello relativo al margine operativo lordo (69,9 milioni di euro) e quello relativo al risultato operativo (45 milioni di euro) che rappresentano, tenendo conto che il 2001 ha significato un importante banco di prova per le attività del Gestore, indicatori rassicuranti sulla tenuta gestionale complessiva della società.

Il Consiglio di amministrazione, nell'approvare la proposta di bilancio, ha condiviso la proposta dell'Amministratore delegato di destinare l'utile netto di esercizio, (euro 7.390.911,21) in considerazione della esigenza di rafforzare la patrimonializzazione della Società:

- a) alla riserva legale nella misura del 5%, come previsto dall'art. 2430 del C.C., pari a euro 369.545,56;
- b) a riserva straordinaria per fare fronte alle esigenze di autofinanziamento della Società (vale a dire la parte residua degli utili pari a euro 7.021.365,65).

A tale riguardo più volte il Consiglio di amministrazione e il Collegio sindacale del GRTN hanno espresso, anche nel corso dell'anno 2001, preoccupazioni per la insufficiente patrimonializzazione della Società, che sono state rappresentate all'azionista unico (Tesoro) nonché al Ministero delle attività produttive, in rapporto ai conferimenti effettuati dall'ENEL nell'agosto 1999 il cui ammontare (euro

26.000.000) risulta inadeguato, avendo riguardo ai compiti e alle responsabilità che derivano alla Società e alle sue controllate (Acquirente unico e Gestore mercato elettrico) dalle disposizioni contenute nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 nonché dai conseguenti provvedimenti di attuazione¹².

Il problema dell'adeguamento del capitale sociale del GRTN in effetti non è stato affrontato neanche in sede di approvazione del bilancio 2001, dato che la proposta di destinare gli utili netti di esercizio (dedotta la quota del 5% destinata a riserva legale) ad aumento del capitale non è stata accolta dall'Assemblea che, con il voto favorevole dell'azionista unico (Tesoro), ha deliberato di destinare detti utili, pari ad euro 7.021.365,65, a riserva disponibile.

L'azionista, tenuto conto di quanto rilevato dal Collegio sindacale nella relazione al bilancio in ordine alla insufficienza dei mezzi propri della Società "per l'operatività così come si sta sviluppando sia in termini di volumi che di rischi" ha chiesto alla Società e al Collegio sindacale di essere informato tempestivamente su tutte le dinamiche gestionali che possano rendere critica la situazione finanziaria della Società e sull'evolversi dei rischi e dei contenziosi in essere".

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

Nella stessa riunione l'Assemblea, essendo venuto a scadenza il mandato del Collegio sindacale ha provveduto alla nomina dei tre sindaci effettivi e dei due supplenti, per il triennio di legge, ai sensi degli artt. 2364 e 2397 C.C. e dell'art. 28 dello Statuto sociale.

In ordine alla determinazione del compenso spettante ai sindaci effettivi, l'Assemblea, con il voto del rappresentante dell'azionista unico, ha deliberato che tali compensi siano attribuiti nella misura di euro 26.000 annui al Presidente e nella misura di euro 21.000 annui a ciascun altro sindaco effettivo.

L'assemblea ha anche deliberato di non attribuire alcuna indennità di presenza ai partecipanti alle riunioni degli organi sociali, fino ad allora corrisposta nella misura di euro 154,94 lordi a seduta.

¹² Il problema della inadeguata dotazione del capitale sociale è stato ampiamente esposto nella precedente relazione al Parlamento per gli esercizi 1999-2000. In particolare, a seguito di uno scambio di note intercorso con l'azionista unico (Tesoro), questi aveva prospettato la soluzione di fare fronte alle esigenze del GRTN attraverso i ricavi autorizzati dall'Autorità provenienti dalle entrate dei consumi di elettricità. Tale 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.

Con il voto del rappresentante dell'azionista unico, l'Assemblea ha anche deliberato "di non attribuire alcuna indennità di presenza al delegato della Corte dei conti", il quale, in effetti, non aveva mai percepito alcun tipo di indennità o gettone di presenza.

CAPITOLO IV

4.- I risultati della gestione nell'esercizio 2002

4.1. - Il progetto di bilancio

Più elaborata è stata l'approvazione da parte dell'Assemblea del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2002. L'assemblea, infatti, è andata deserta nella prima convocazione fissata per il giorno 16 maggio 2003 e, nella successiva convocazione del 3 giugno, ha deliberato l'aggiornamento dell'esame del bilancio e degli altri punti all'ordine del giorno alle susseguenti riunioni che, in prosecuzione dei lavori, si sono tenute nei giorni 5 giugno, 11 giugno, 19 giugno e 3 luglio 2003, data quest'ultima in cui l'Assemblea ha approvato il bilancio 2002, senza apportare variazioni rispetto al progetto di bilancio esaminato dal Consiglio di amministrazione ed ha proceduto alla nomina del Presidente e dei componenti il Consiglio di amministrazione per la durata degli esercizi 2003, 2004 e 2005 (fino all'approvazione del bilancio relativo all'anno per ultimo indicato).

Il progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2002 è stato approvato dal Consiglio di amministrazione nella seduta del 16 aprile 2003, sulla base dell'esposizione fatta dall'amministratore delegato.

I dati salienti da porre in evidenza sono i seguenti:

- a) per quanto attiene al conto economico (riclassificato) (tab. 4) i **ricavi** delle vendite e prestazioni pari ad euro 6.136,9 milioni hanno comportato un incremento, rispetto all'esercizio precedente di euro 152,6 milioni. Tale dato è comprensivo sia dei ricavi della vendita di energia c.d. CIP6, sia dei contributi spettanti al GRTN (euro 4.794,4 milioni) da parte della Cassa conguaglio settore elettrico (CCSE) per la parte di detta energia non coperta dall'ammontare delle vendite della stessa.

Altra voce rilevante, ancorché in diminuzione rispetto all'anno precedente, riguarda l'attività di vendita di energia derivante da acquisizione SPOT sul mercato europeo (euro 50.984 mila) a fronte di costi per un ammontare di euro 25,7 milioni).

Altri ricavi provengono dalla movimentazione di energia per il servizio di vettoriamiento e trasporto (euro 900,6 milioni che però vanno ripartiti tra i proprietari della rete (euro 776,4 milioni) e il GRTN (euro 124,2 milioni) per la quota ad esso spettante.

I **costi** operativi ammontano a euro 6.125,0 milioni (euro 6.024,7 milioni nell'esercizio 2001) e si riferiscono sia agli acquisti e contributi di energia CIP6, di cui si è innanzi detto, sia ai corrispettivi dovuti ai diversi proprietari della rete.

Il costo del lavoro è stato pari a euro 46,0 milioni (+1,3 milioni euro rispetto all'anno precedente).

I costi per prestazioni di servizi (euro 22,0 milioni) si sono mantenuti su livelli superiori all'anno precedente (euro 21,0 milioni).

- b) Il margine operativo lordo registra, in conseguenza dei dati del conto economico, un incremento di euro 20,0 milioni (tab. 4) passando da 69,9 milioni euro del 2001 a 89,9 euro milioni nell'esercizio in esame.
- c) Il risultato operativo, (41,3 euro milioni) segna, tuttavia, un regresso rispetto all'esercizio precedente (45,0 euro milioni) per effetto degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni disposti in bilancio.
- d) La gestione finanziaria ha mantenuto un buon livello di liquidità, dato che i proventi finanziari netti, ancorché inferiori nella consistenza rispetto all'anno precedente, sono stati pari a euro 8,1 milioni (tab. 3).

Il bilancio del GRTN al 31 dicembre 2002 costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dalla nota integrativa e dai documenti allegati, ha registrato un risultato di esercizio pari a euro 11,2 milioni. Il Consiglio di amministrazione, considerato il permanere delle esigenze di patrimonializzazione della Società, ha stabilito, con la conseguente approvazione dell'Assemblea:

- di destinare l'utile netto di esercizio di euro 11,2 milioni come segue:
- 5% della riserva legale ai sensi dell'art. 2430 c.c. per l'importo di euro 0,6 milioni;
- la parte residua degli utili netti d'esercizio, pari ad euro 10,6 milioni, a riserva straordinaria per far fronte alle esigenze di patrimonializzazione della Società.

In merito al bilancio di esercizio, ancorché il GRTN non sia soggetto agli obblighi di certificazione, un giudizio positivo è stato espresso dalla Società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A. la quale ha fatto richiamo, tuttavia, "alla necessità di procedere a rilevazioni contabili sulla base delle migliori stime possibili relativamente alla determinazione di alcune poste di costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia".

Nella propria relazione il Collegio sindacale dà atto che nell'esercizio 2002 il GRTN ha ottemperato, nel rispetto della normativa vigente e delle regole emanate dal Ministero delle attività produttive e dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e dispacciamento, all'acquisto e alla vendita dell'energia CIP6 ed alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. In tale ambito il GRTN ha svolto, tra l'altro, le attività di assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e le procedure di gara per l'assegnazione ai clienti idonei dell'energia ritirata dallo stesso Gestore ai

sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 e ha elaborato, come negli anni precedenti, il Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Il Collegio medesimo, in base agli elementi disponibili, ha altresì evidenziato che lo stato patrimoniale e il conto economico presentano ai fini comparativi i valori dell'esercizio precedente e che le voci di bilancio presentano concordanza con le risultanze delle scritture contabili.

Il Collegio sindacale ha inoltre rappresentato 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 2002. 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. 5 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.

Merita segnalazione, a giudizio della Corte, la parte della relazione in cui il Collegio sindacale espone che il credito verso l'Esercizio per l'IVA è passato da euro 33,9 milioni a euro 392,5 milioni. Tale credito è stato finanziato per il 2002 dalla Cassa conguaglio settore elettrico (CCSE) la quale ha dei limiti di intervento che potrebbero impedire la possibilità della stessa di finanziare in futuro le eventuali differenze che emergessero tra costi e ricavi. Poiché tale credito è destinato a crescere in futuro per gli stessi meccanismi di rimborso, il Collegio sindacale sollecita l'esigenza di seguire con attenzione i problemi di liquidità e di adeguatezza dei mezzi finanziari per l'operatività della società.

4.2. - L'approvazione del bilancio da parte dell'Assemblea dei soci. Considerazioni sulla gestione del bilancio e sul triennio in cui ha operato il Consiglio di amministrazione

L'approvazione del bilancio di esercizio 2002 da parte dell'Assemblea, avvenuta come si è innanzi detto, dopo diversi rinvii, in data 3 luglio 2003, è stata

deliberata, con la dichiarazione di voto favorevole del rappresentante dell'Azionista unico (Ministero dell'economia e delle finanze) espressa, come enunciato dallo stesso rappresentante, secondo l'intesa intercorsa fra il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle attività produttive, ai sensi e per gli effetti dell'art. 3, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 e dell'art. 8.1 dello statuto sociale.

In detta seduta, l'approvazione del bilancio, è stata preceduta da alcune considerazioni, espresse dal Consiglio di amministrazione alla scadenza del mandato, che in questa sede brevemente si riassumono, in quanto espongono elementi riferibili alla gestione del bilancio 2002 e all'intero triennio in cui ha operato il Consiglio medesimo:

- a) La Società ha continuato a svolgere nel 2002 le attività di gestione della rete, attraverso le funzioni di trasmissione e dispacciamento che costituiscono il "core business" della società, la quale ha svolto anche una serie di attività sulla base della normativa di settore (compravendita di energia, qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, emissione e vendita di certificati verdi).
- b) l'esercizio del dispacciamento pur risultando soddisfacente rispetto agli standard qualitativi internazionali, ha evidenziato alcuni elementi di criticità che hanno richiesto l'impegno dei servizi di riserva e il ricorso, in particolari casi e aree geografiche, alla sospensione temporanea della fornitura di energia elettrica agli utenti sottoscrittori di contratti di interrompibilità per fare fronte a situazioni di emergenza.
- c) gli elementi di criticità permangono a causa soprattutto del progressivo restringimento della capacità disponibile per gestire i picchi di domanda e le situazioni di emergenza non programmate.
- d) il deficit di disponibilità di capacità costituisce elemento di grave preoccupazione, tenuto conto che all'incremento dei consumi nell'ultimo decennio non ha corrisposto la realizzazione di nuove capacità e, di conseguenza, la riserva che agli inizi degli anni '90 era stimata dell'ordine del 20-25% è, al momento, prossima ad azzerarsi.
- e) la realizzazione di nuove capacità deve rapportarsi ai tempi non brevi di impiego degli investimenti: sono state autorizzate (al giugno 2003) le costruzioni di 16 impianti di generazione per una potenza complessiva superiore ai 10.000 MW ma i piani di realizzazione degli impianti non sono stati ancora definiti con certezza dagli operatori.
- f) nel 2002 sono stati realizzati solo in parte gli interventi di manutenzione e sviluppo della rete programmati nel precedente piano triennale 2002-2004 ed è

stato approvato il nuovo PTS 2003-2005. Gli interventi hanno riguardato la rete di interconnessione con l'estero, la rete nazionale per far fronte al superamento dei vincoli di trasmissione nelle diverse zone (congestionamenti), la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione. Gli interventi di sviluppo (complessivamente 13 nel 2002) sono stati avviati secondo criteri e procedure (confronti concorrenziali) stabiliti nelle convenzioni con i vari proprietari della rete (in particolare TERNA proprietaria di oltre il 90% della rete).

- g) le iniziative di modernizzazione della rete e gli accordi fra gestori dei Paesi confinanti hanno consentito un incremento della capacità di importazione di energia, cui ha contribuito anche il nuovo collegamento Italia-Grecia con capacità di trasporto pari a 500 MW: in definitiva dall'anno 2000 al giugno 2003 la capacità di importazione è aumentata da 5.400 a 6.700 MW.
- h) le attività collaterali affidate al GRTN dalla normativa di settore hanno riguardato, in particolare, le assegnazioni dell'energia elettrica disponibile ai clienti idonei, compresa l'assegnazione dell'energia c.d. CIP6 ritirata dal Gestore, ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.
- i) tra le attività collaterali è da comprendere l'acquisto e la conseguente vendita ai clienti idonei di energia "spot" che proviene da contrattazioni sulla rete di interconnessione in maniera non prevedibile e discontinua: le attività collaterali suddette hanno in parte contribuito all'approvvigionamento dei clienti idonei, la cui domanda è cresciuta negli ultimi anni e ha rappresentato, nel 2002, il 33% circa del fabbisogno complessivo di energia elettrica.
- l) il GRTN anche nel 2002 ha dato il suo apporto finanziario, come si dirà in seguito, alle due società controllate: il Gestore del mercato elettrico e l'Acquirente unico, le quali si sono avvalse dei servizi di gestione amministrative, contabili, informatici, della Società capogruppo, tenuto conto del mancato avvio operativo del secondo e della parziale operatività del GME, limitata alla gestione delle contrattazioni dei certificati verdi a partire dal marzo 2003.
- m) i dati più significativi che si evincono dai documenti di bilancio possono così riassumersi:
 - il valore totale dei ricavi di competenza nel 2002 ha raggiunto i 6.214,9 milioni euro (tab. 3) a fronte di un valore totale dei costi operativi di euro 6.125,0 (tab. 4);
 - il valore aggiunto lordo della società è cresciuto del 28,6% nel 2002 rispetto all'esercizio precedente, determinando un margine crescente tra ricavi e costo di gestione;

- l'esercizio 2002 si è chiuso con un utile netto di bilancio pari a euro 11,2 milioni, in aumento del 51,4% rispetto al 2001, utile che il Consiglio di amministrazione ha proposto di accantonare, come innanzi detto, al fine di aumentare i mezzi di dotazione della Società;
- i risultati positivi conseguiti nel triennio hanno consentito un aumento del valore della Società che, a fronte dei circa 25 milioni di euro di capitale sociale alla data di costituzione ha oggi un patrimonio netto di oltre 67 milioni di euro;
- il patrimonio netto resta però pari al 3% dell'attivo di bilancio e quindi rimane il problema della sottocapitalizzazione già evidenziato dalla Corte nella precedente relazione.¹³

Nella medesima seduta del 3 luglio 2003 l'Assemblea, essendo venuto a naturale scadenza il Consiglio di amministrazione della Società (nominato dall'Assemblea il 15 febbraio 2000) ha provveduto al rinnovo del numero degli amministratori (i quali sono stati determinati in numero di 7, anziché 5, come nel precedente Consiglio) e alla durata in carica dei medesimi (esercizi 2003-2004 e 2005 fino all'approvazione del bilancio di tale ultimo anno), nei limiti consentiti dall'art. 17 dello Statuto sociale. La deliberazione di nomina è stata elaborata d'intesa tra il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle attività produttive (art. 3, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 e art. 8.1. dello Statuto sociale).

Il compenso per i componenti del Consiglio di amministrazione è stato determinato in euro 40.000 lordi annui per il Presidente e in euro 20.000 lordi annui per gli altri componenti.

4.3. Lo stato patrimoniale e il conto economico 2002

Premesso che lo stato patrimoniale e il conto economico (riclassificati) della Società sono riassunti nella tabella 2 e 4 e che per ogni informazione di dettaglio si fa rinvio alla "nota integrativa" al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2002, vengono di seguito esaminate alcune poste di maggiore rilievo, con raffronti rispetto ai dati dell'esercizio 2001.

¹³ In ordine a tale problematica, è stato rappresentato, nella documentazione prodotta a corredo del bilancio, che "il Gestore continua a pattinare su ghiaccio sottile".

4.3.1. - Stato patrimoniale - attivo-

Il valore complessivo delle immobilizzazioni (euro 111,5 milioni) (tab. 1) registra un incremento consistente rispetto all'anno precedente nelle immobilizzazioni immateriali (+ euro 3,4 milioni), un decremento nelle immobilizzazioni materiali (- euro 1,7 milioni) e una situazione invariata per quanto riguarda le immobilizzazioni finanziarie che si attestano su euro 16,7 milioni.

Con riferimento alle immobilizzazioni immateriali (euro 10,1 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 euro 3,4 milioni in relazione soprattutto all'ulteriore implementazione del nuovo sistema informativo ERP.

Le immobilizzazioni materiali riguardano investimenti per acquisti nell'esercizio di edifici, di impianti e macchinari e di altri beni (in particolare sistema informatico aziendale) nonché la voce "immobilizzazioni in corso e acconti".

I dati relativi segnano valori in aumento rispetto all'anno precedente per quanto riguarda i terreni e fabbricati (+2,2 milioni euro) e una diminuzione per quanto riguarda "le immobilizzazioni in corso ed acconti" (-2,9 milioni euro). Nella determinazione di tali dati hanno influito gli ammortamenti a carico dell'esercizio, che sono stati calcolati applicando aliquote economiche tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti ovvero adeguate fino al limite di quelle ordinarie fiscali.

Le immobilizzazioni finanziarie (euro 16,7 milioni) non presentano variazioni, non essendo mutato il valore delle partecipazioni delle due società controllate (Acquirente Unico S.p.A. e Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.).

La consistenza dell'attivo circolante (2.157,5 milioni euro, mentre è stata nell'esercizio precedente di euro 1.829,4 milioni) (tab. 1) è da riportare, per quanto riguarda la voce di maggiore rilevanza, alla entità dei crediti verso clienti (euro 1.103,5 milioni), ai crediti verso l'impresa controllante (euro 1,7 milioni, a fronte di euro 1,0 milioni dell'esercizio precedente) nonché alle disponibilità liquide per depositi bancari (277,6 milioni euro).

4.3.2. - Stato patrimoniale - Patrimonio netto e passivo -

Nel contesto della situazione patrimoniale, il valore del patrimonio netto è risultato pari a euro 67,8 milioni (euro 56,6 milioni nell'esercizio precedente).

Il capitale sociale, rappresentato da 26.000.000 azioni da nominali 1 euro ciascuna per complessivi euro 26,0 milioni è stato rideterminato, come già rilevato con riferimento all'esercizio 2001, dall'assemblea degli azionisti (in data 27.6.2001) attraverso l'utilizzo delle riserve disponibili. Tutte le azioni sono di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze.

Nel patrimonio netto è stata ancora riportata sotto la voce "altre riserve" una riserva da conferimento pari a euro 291 mila relativa al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel S.p.A. il 2 agosto 1999.

I fondi per rischi e oneri sono stati notevolmente incrementati (euro 47,4 milioni), rispetto al precedente esercizio (euro 29,2 milioni) e tra di essi è compreso quello per trattamento di quiescenza ed obblighi simili (euro 1,1 milioni).

Tra i fondi in questione sono da menzionare:

- il fondo per vertenze giudiziarie e contenzioso costituito da euro 6,0 milioni nel 2001 cui sono da aggiungere accantonamenti pari a 8.860 mila euro, con un valore a fine esercizio 2002 di euro 14,9 milioni;
- il fondo oneri e incentivi all'esodo, il cui valore a chiusura dell'esercizio 2001 era di 1,6 milioni euro, si è ridotto a 1,3 milioni euro, posto che è stato utilizzato nel corso dell'anno per un importo di 0,3 milioni euro;
- il fondo oneri per ripianamento della previdenza elettrici, la cui consistenza (euro 11,9 milioni) è stata ridotta sia per effetto di pagamenti intervenuti nell'anno (euro 10,8 milioni) sia per il ricalcolo da parte dell'INPS di accantonamenti relativi a precedenti esercizi, in applicazione di disposizioni contenute nelle leggi finanziarie 2000 e 2001.

Nell'esercizio di riferimento risultano accantonamenti relativi al fondo per margini di riconciliazione energia (euro 9,1 milioni) e al fondo per oneri derivanti da accordi tra operatori di sistemi di trasmissione europei (euro 2,5 milioni). Entrambi i fondi si riconnettono a delibere o note dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

E' da segnalare inoltre il fondo per la copertura perdite di società partecipate (euro 4,0 milioni) che è stato utilizzato per Euro 2,0 milioni per la copertura di residue perdite dell'esercizio 2001 delle controllate e espone un accantonamento di euro 4,0 milioni per la copertura delle perdite rilevate per le società medesime nell'esercizio 2002.

Un ulteriore accantonamento di euro 2,3 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.

Al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato è stata data una consistenza di euro 17,5 milioni, dei quali sono stati utilizzati nel corso dell'anno euro 2.080 mila.

Per quanto riguarda i debiti, la consistenza della parte debitoria ammonta a euro 2.135,1 milioni a fronte di euro 1.835,6 milioni dell'esercizio precedente. Essi sono dovuti principalmente a: debiti verso banche (euro 12,9 milioni) e a debiti verso fornitori (euro 1.479,3 milioni); derivanti prevalentemente da acquisti di energia, da prestazioni di servizi e di beni al netto delle note di credito da ricevere.

I debiti tributari (euro 10,1 milioni), aumentati rispetto all'esercizio precedente (euro 3,4 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 (euro 627,5 milioni) che riguarda importi fatturati dal GRTN per maggiorazioni sulle tariffe stabilite dall'Autorità. Una parte considerevole di tale importo (euro 392,5 milioni) si riferisce alle anticipazioni effettuate dalla Cassa per il pagamento di fatture IVA relative ad acquisti di energia CIP6 per conto del Gestore. Le voci di bilancio suddette meritano approfondimento, come evidenziato anche dal Collegio sindacale, dato che vi è stato un sostanziale aumento rispetto all'anno precedente che registrava un debito di euro 197,3 milioni.

4.3.3. – Il conto economico

I risultati della **gestione economica** evidenziano un **utile netto** di esercizio pari a euro 11,2 milioni depurato dalle imposte, il cui ammontare è stato di euro 35,6 milioni (nell'esercizio precedente di euro 25,8 milioni) (tab.3).

L'utile netto di esercizio, determinato nell'anno precedente in euro 7,4 milioni registra un sensibile incremento (+3,8 milioni euro) che è da porre in relazione soprattutto al volume dei ricavi generato dall'attività di vendita di energia elettrica (c.d. CIP6) di cui all'art. 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99 (euro 2.712,5 milioni) e ai contributi dovuti dalla Cassa conguaglio settore elettrico al GRTN (euro 2.081,9 milioni) in misura maggiore rispetto all'anno precedente (euro 1.704,7 milioni).

Tale contributo, in effetti, è il riconoscimento da parte della Cassa conguaglio della differenza negativa tra il totale dei ricavi derivante dalla vendita e il totale dei costi generato dall'acquisto dell'energia, differenza che è riversata alla Società dalla C.C.S.E. che la incassa quale componente (A3) della tariffa elettrica. Il meccanismo genera un credito sistematico nei confronti della Cassa, come si riscontra nei bilanci relativi al biennio 2001-2002.

Tra i ricavi è da segnalare nella nuova dizione "corrispettivo di trasporto" (euro 900.553 mila) il servizio esercitato dal Gestore sulla Rete nazionale, in conformità alla deliberazione dell'Autorità (n. 228/01) che ha uniformato la disciplina relativa alla tariffa di trasporto per tutti gli utenti della rete, superando la precedente dicotomia trasporto energia per mercato vincolato - vettoriamiento energia per il mercato libero.

Altra nuova voce del bilancio 2002 è quella relativa ai "contratti di bilanciamento e scambio" (delibere Autorità n. 317/01 e 36/02) che attengono alla disciplina del periodo transitorio in preparazione al modello della borsa dell'energia elettrica. Sono stati sottoscritti nell'anno circa 470 contratti che, essendo destinati a remunerare soggetti terzi, hanno determinato un importo (euro 371,4 milioni) che viene riportato in bilancio nell'ambito sia dei costi che dei ricavi.

I rimanenti ricavi riguardano la vendita energia elettrica (c.d. SPOT) disponibile sulla rete di interconnessione acquisita dal GRTN e ceduta a clienti idonei (euro 51,0 milioni), in diminuzione rispetto all'esercizio precedente (euro 68.522 mila), e la "garanzia di interconnessione" (euro 15,0 milioni) che 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.

A fronte dei ricavi ora esposti sono da evidenziare i **costi operativi** (tab. 3) per un totale di euro 6.173,6 milioni. Rispetto all'esercizio precedente i costi presentano un aumento di euro 124,0 milioni, in massima parte dovuto all'attività di acquisto di energia CIP6 (per la prima volta esercitata nell'esercizio 2001).

In particolare gli acquisti di energia (4.736,9 milioni) riguardano: energia c.d. CIP6 (4.702,7 milioni); energia spot (25,7 milioni euro); energia per garanzia interconnessione (8,0 milioni euro); altri acquisti (euro 0,5 milioni). Sempre tra gli acquisti di energia sono riportati in bilancio circa 93,5 milioni euro che si riferiscono a costi per energia CIP6 di competenza economica di anni precedenti i cui impianti di produzione sono stati riconosciuti nell'anno 2002.

Altri rilevanti elementi di costo riguardano:

- il costo del lavoro (euro 46,0 milioni): al 31 dicembre 2001 il personale in forza, tra dirigenti, quadri, impiegati ed operai è risultato pari a 702 unità (erano 698 nel 2001). In definitiva il costo del lavoro costituito da salari e stipendi (32,5 milioni euro), da oneri sociali (9,1 milioni euro) (tab. 3) e da accantonamenti per il trattamento di fine rapporto (4,5 milioni euro) ha subito un incremento che si può considerare fisiologico rispetto all'anno precedente (euro 44,7 milioni) nel quale si è avuto il rinnovo del contratto collettivo di lavoro;
- le prestazioni per servizi (euro 393,4 milioni) si riferiscono principalmente alla nuova voce di bilancio "contratto di bilanciamento e scambio" di cui si è innanzi detto (euro 371,4 milioni) che è stata riportata anche nell'ambito dei ricavi. Tra i costi per prestazioni per servizi sono compresi i compensi ai componenti del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale (euro 834.000);
- il godimento beni di terzi (euro 796,0 milioni): in tale importo è compreso l'ammontare riconosciuto dal GRTN quale corrispettivo dovuto ai diversi proprietari della RTN pari a euro 776,4 milioni e la quota spettante a gestori di reti estere.

Il margine operativo lordo per effetto delle su esposte partite economiche si attesta a euro 89.959 mila (tab. 4) con un incremento di euro 20,0 milioni rispetto all'esercizio precedente mentre il risultato operativo (euro 41,3 milioni) - che sconta ammortamenti sia su immobilizzazioni materiali che immateriali nonché accantonamenti e svalutazioni - si riduce di euro 3,7 milioni rispetto a quello realizzato nell'esercizio precedente (45,0 milioni).

4.4. - La gestione finanziaria

La gestione finanziaria del GRTN è influenzata dalle dinamiche creditorie e debitorie nei rapporti con la Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Nell'anno 2002 si sono registrati dati che hanno maggiormente evidenziato le sfasature temporali nei rapporti finanziari con la Cassa e pertanto il capitale circolante che nel bilancio dell'anno precedente si era posizionato a euro 134,3 milioni (tab. 5), è rappresentato, nell'esercizio 2002, soltanto da euro 45,1 milioni. Anche il cash flow operativo registra un andamento meno favorevole (175,2 milioni euro nell'anno precedente a fronte di euro 93,2 milioni nell'anno in esame).

Di segno positivo l'autofinanziamento: 48,2 milioni euro, a fronte di euro 40,9 milioni dell'esercizio precedente.

4.5. – I risultati economico-finanziari. Notazioni sulle risultanze di bilancio

I risultati economico-finanziari possono riassumersi nei seguenti dati riferiti al triennio 2000-2002.

Milioni di euro	Anno 2000	Anno 2001	Anno 2002
Utile netto di esercizio	23,0	7,4	11,2
Margine operativo lordo	63,0	69,9	90,0
Risultato operativo	49,5	45,0	41,3
Autofinanziamento	35,6	40,9	48,2
Disponibilità finanziarie nette finali	43,9	191,1	264,7

Dai dati sopra riportati si evince che i risultati dell'esercizio chiuso al 31.12.2002 da considerare nel complesso positivi sono da attribuire essenzialmente al buon andamento del conto economico che ha evidenziato un utile netto di esercizio 11,2 milioni di euro di più elevata consistenza rispetto all'esercizio 2001 (7,4 milioni di euro).

Dal differenziale ricavi-costi emergono due dati: quello relativo al margine operativo lordo (90 milioni di euro) e quello relativo al risultato operativo (41,3 milioni di euro) che rappresentano, tenendo conto che il 2002 è stato un anno di forte impegno per le attività del Gestore, indicatori rassicuranti sulla tenuta gestionale complessiva della società, anche se è da rilevare che nell'anno sono emersi elementi di crescita per un verso (margine operativo lordo e autofinanziamento) ma anche dati sui quali è utile compiere un approfondimento da parte della Società, come è detto di seguito, per quanto attiene alle attività principali correlate all'erogazione dei servizi di trasmissione e di dispacciamento.

A tale riguardo, alcune notazioni conclusive possono trarsi, fermo restando la valutazione nel complesso positiva sulle attività di gestione della Società, in ordine al "valore della produzione" che emerge dalla tabella di seguito indicata.

Scomposizione del valore della produzione (Euro mila)

	31.12.2002	31.12.2001	31.12.2000
<i>Ricavi dalla vendita di energia</i>			
- vendita energia elettrica art. 3.12 D.lgs. 79/99 c.d. CIP6	2.712.507	3.002.205	
- vendita energia acquistata per finalità riconciliazione c.d. spot	50.984	68.522	73.727
<i>Contributi Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico</i>	2.081.870	1.704.685	-
<i>Ricavi derivanti dall'attività caratteristica</i>			
- servizio di trasporto (delibera 228/01)	900.554	-	-
- servizio di vettoriamiento e trasporto (delibere 13/99 e 205/99)	-	1.194.139	911.013
<i>Altri energia</i>			
- ricavi per bilanciamento e scambio	371.402	-	-
- altri	91.904	119.709	29.608
<i>Altri ricavi e proventi</i>	5.749	5.381	4.240
Totale	6.214.970	6.094.641	1.018.588

Fonte: Rapporto sulle attività GRTN (aprile 2002 - marzo 2003) pag.94

In effetti i ricavi originati dalle negoziazioni di energia (circa 6.215,0 milioni euro nel 2002) provengono in prevalenza dalle attività che lo stesso Gestore definisce "atipiche" e cioè dalla vendita di energia c.d. CIP6 (2.712,5 milioni euro)¹⁴, la quale è stata acquistata per un ammontare pari a 4.702,7 milioni euro, che costituisce una voce di costo. La differenza negativa (maggiore costo, minore ricavo) è riversata al Gestore dalla Cassa conguaglio settore elettrico, sotto la voce "contributi Cassa" che, nell'anno in esame, sono ammontati a 2.081,9 milioni euro circa.

L'attività ora descritta è di pura intermediazione. Il Gestore, in effetti, non svolge un'attività di gestione autonoma, ma si limita a organizzare le transazioni per conto terzi e, di conseguenza, l'attività non genera valore aggiunto o redditività per il Gestore medesimo.

Altra notazione riguarda l'attività di compravendita di energia SPOT (è acquistata dal Gestore in base alle disponibilità sulla rete di interconnessione ed è

¹⁴ La vendita di detta energia è stata effettuata in prevalenza a clienti idonei in seguito agli esiti delle procedure concorsuali, mentre l'energia stessa è stata acquistata dai produttori di impianti (oltre 1.150) che l'hanno ceduta al GRTN e ciò ha comportato un volume di circa 23.000 fatture annue.

rivenduta a clienti idonei) che è svolta dal GRTN in una fase transitoria, in attesa dell'avvio del mercato elettrico, e che comunque nel bilancio 2002 ha prodotto un ricavo pari a euro 51,0 milioni.

Nel primo caso, dunque, trattasi di attività non redditiva, nel secondo di attività destinata ad esaurirsi (del resto i dati segnalano nel triennio valori decrescenti).

Alla fine, dunque, le attività caratteristiche (e durature) del GRTN si concentrano nel servizio di trasporto, che ha dato ricavi pari a euro 900,6 milioni.

Anche l'attività relativa alla contrattazione per bilanciamento e scambio, propedeutica all'avvio del mercato elettrico, ha dato ricavi pari a euro 371.402 mila circa, che sono destinati a remunerare terzi soggetti e pertanto sono rilevati per lo stesso importo nell'ambito dei costi.

Dall'insieme degli elementi sopra esposti si evince che procede a rilento la fase di graduale avvicinamento al sistema delle offerte la quale potrà comportare l'esigenza di modifiche alle strutture tariffarie dei servizi erogati dal GRTN. Nell'anno, comunque, vi è stata l'unificazione della tariffa di trasporto dell'energia elettrica destinata al mercato libero e a quello vincolato, con la conseguente eliminazione del meccanismo di vettoriamento e si è dato avvio alla regolazione economica del servizio di dispacciamento attraverso la gestione (transitoria) dei contratti di bilanciamento e scambio.

In definitiva i dati di bilancio inducono a puntare, per l'avvenire, sulle attività caratteristiche proprie del GRTN e sulla conseguente regolazione delle voci economiche in modo tale da renderle di più elevata redditività, come si conviene, del resto, ad una società di capitale. Ciò si risolverebbe in maggiori investimenti per l'ammodernamento e l'espansione della rete e, di conseguenza, in maggiore sicurezza e minori rischi di interruzioni di energia.

4.6. – Il bilancio dell'energia elettrica in Italia

Del resto l'esigenza di procedere più velocemente deriva dalla istanza della società moderna che reclama ogni anno più energia per accrescere il prodotto lordo e per soddisfare i bisogni della vita quotidiana.

I flussi di energia elettrica in Italia riferiti agli anni 2001-2002 sono rappresentati nella tabella seguente, dalla quale emerge che:

- l'energia richiesta sulla rete nel 2002 ha determinato consumi pari a 310.369 GWh (+1,8% rispetto all'anno precedente in cui l'analogo dato fu pari a GWh 304.832);
- la produzione lorda di energia, analogamente alla produzione netta destinata al consumo hanno registrato rispettivamente incrementi dell'1,7 dell'1,6 per cento rispetto all'anno 2001 che però aveva segnato indici più elevati rispetto all'anno 2000 (+4,1%);

In base ai dati forniti dal Gestore, la quota di fabbisogno coperta dagli scambi con l'estero è aumentata nel 2002 del 4,6% e, per quanto riguarda la produzione netta di energia nazionale, essa è stata pari a 259,8 miliardi di KWh con un aumento dell'1,3% rispetto al 2001.

Per quanto attiene all'opera di riduzione dell'impatto ambientale sulle attività elettriche, il GRTN è stato impegnato, anche negli anni 2001-2002, 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 Ministro 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.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA (GWh)

	Bilancio		Variazioni			Bilancio		Variazioni	
	2001	2000	Variazione	%	2002 valori provvisori	2001	Variazione	%	
Produzione lorda	278.994	276.629	2.365	0,9	283.663	278.994	4.669	1,7	
Servizi ausiliari	-13029	-13.336	307	-2,3	-13323	-13029	294	2,3	
Produzione netta	265.965	263.293	2.672	1,0	270.340	265.965	4.375	1,6	
Ricevuta da fornitori esteri	48.927	44.831	4.096	9,1	51.520	48.927	2.593	5,3	
Ceduta a clienti esteri	-549	-484	-65	13,4	-922	-549	373	67,9	
Destinata ai pompaggi	-9511	-9.130	-381	4,2	-10.569	-9511	1058	11,1	
Richiesta Totale Italiana	304.832	298.510	6.322	2,1	310.369	304.832	5.537	1,8	
Mercato Vincolato	187.183	209.376	-22.193	-10,6	175.000	187.183	-12183	-6,5	
Mercato Libero	75.995	46.124	29.871	64,8	95.000	75.995	19005	25,0	
Autoconsumi	22.314	23.819	-1.505	-6,3	20.500	22.314	-1814	-8,1	
Totale Consumi	285.492	279.319	6.173	2,2	290.500	285.492	5.008	1,8	
Perdite	19.340	19.191	149	0,8	19.869	19.340	529	2,7	
in % della richiesta	6,30%	-6,40%			6,40%	6,30%			
Richiesta Totale Italiana	304.832	298.510	6.322	2,1	310.369	304.832	5.537	1,8	

4.7. - Le risorse umane

La Società ha acquisito le risorse e le capacità professionali del personale proveniente in massima parte dall'ENEL; ha avviato e portato avanti nel corso degli anni 2001 e 2002 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 alla chiusura degli esercizi 2000-2002, ripartito per categoria.

Consistenza del personale suddivisa per categorie						
Categorie	Al 31/12/00	%	Al 31/12/01	%	Al 31/12/02	%
Dirigenti	44	6,7	44	6,3	43	6,1
Quadri	187	28,3	202	28,9	204	29,1
Impiegati	426	64,5	450	64,5	453	64,5
Operai	3	0,5	2	0,3	2	0,3
Totale	660	100,0	698	100,0	702	100,0

Gli incrementi del personale nel triennio rispondono ad una normale progressione, avendo riguardo alla struttura organizzativa adottata dalla Società dal novembre 2001. A seguito di ciò è stato dato incremento, nella distribuzione del personale, alle direzioni di staff (dall'iniziale 17% all'attuale 27%), in relazione all'effettivo carico di lavoro della Società.

Nel corso del 2002 è stata avvertita dalla Società l'esigenza di disporre di risorse aggiuntive per l'espletamento di attività di natura temporanea e pertanto si è fatto ricorso a contratti a termine ovvero all'attivazione di lavoro interinale, restando al di sotto dei limiti posti dalla normativa e dal contratto collettivo nazionale di settore.

COSTO COMPLESSIVO DEL PERSONALE

Elementi di costo	Situazione relativa al periodo Gennaio-Dicembre 2000 (in euro)					Situazione relativa al periodo Gennaio-Dicembre 2001 (in euro)					Situazione relativa al periodo Gennaio-Dicembre 2002 (in euro)				
	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	Totale	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	Totale	Dirigenti	Quadri	Impiegati	Operai	Totale
Stipendi, salari ed altre remunerazioni	5.108,79	9.747,04	14.439,16	85,20	29.380,19	5.233,29	11.106,82	15.925,10	64,52	32.329,73	4.854,84	11.328,35	16.011,25	61,48	32.255,92
Oneri sociali obbligatori	1.665,57	3.109,69	4.638,94	30,99	7.779,62	1.728,07	3.045,67	4.465,94	20,54	9.260,22	1.770,48	3.129,22	4.412,50	18,71	9.330,91
Altre spese di personale	484,44	181,77	414,92	2,96	599,65	183,13	189,94	434,08	3,04	810,19	147,77	229,41	511,30	2,27	890,75
Accantonamento al Fondo trattamento quiescenza															
Accantonamento TFR	347,06	684,36	978,12	5,63	1.668,11	695,18	759,09	1.049,30	4,71	2.508,29	723,02	755,05	1.023,82	5,80	2.507,69
Rivalutazione TFR	81,08	204,11	265,78	1,54	471,43		179,54	218,07	0,81	398,43		225,28	258,39	1,07	484,74
TOTALE COMPLESSIVO	7.686,94	13.926,97	20.736,92	126,32	39.899,00	7.839,67	15.281,06	22.092,49	93,62	45.306,86	7.496,11	15.667,32	22.217,26	89,33	45.470,01
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	476,17	335,78	248,52		584,30	619,75	625,19	352,97		1.597,91	180,00	114,02	86,03		380,05
TOTALE COMPRESO INCENTIVI ESODO	8.163,11	14.262,75	20.985,44	126,32	40.483,30	8.459,42	15.906,25	22.445,46	93,62	46.904,77	7.676,11	15.781,34	22.303,29	89,33	45.850,06

COSTO MEDIO UNITARIO DEL PERSONALE DIRIGENTE

Elementi di costo	2000	2001	2002
Retribuzione	124,60	118,94	110,34
Oneri sociali	40,62	39,27	40,24
Altre spese	11,82	4,16	3,36
Fondo di quiescenza			
TFR e previdenza	10,44	15,80	16,43
TOTALE COSTO ANNUO	187,48	178,17	170,37
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	11,61	14,09	4,09
TOTALE COMPRESO INCENTIVO ESODO	199,09	192,26	174,46

COSTO MEDIO UNITARIO DEL PERSONALE (esclusi i dirigenti)

(in euro)

Elementi di costo	ANNO 2000				ANNO 2001				ANNO 2002			
	QUADRI	IMPIEGATI	OPERAI		QUADRI	IMPIEGATI	OPERAI		QUADRI	IMPIEGATI	OPERAI	
Retribuzione base + Elementi accessori e complementari	52,97	34,38	28,40		56,10	36,19	18,54		55,26	35,82	30,74	
Oneri sociali	16,90	11,05	10,33		15,38	10,15	10,27		15,26	9,87	9,36	
Altre spese	0,99	0,99	0,99		0,96	0,99	1,52		1,12	1,14	1,14	
Trattamento Quiescenza	4,83	2,96	6,14		4,74	2,88	2,76		4,78	2,87	3,43	
TFR												
TOTALE COSTO ANNUO	75,69	49,38	45,86		77,18	50,21	33,09		76,42	49,70	44,67	
Erogazione a titolo di incentivo all'esodo	1,82	0,59	0,00		3,16	0,80	0,00		0,56	0,19	0,00	
TOTALE COSTO COMPRESO ESODO	77,51	49,97	45,86		80,34	51,01	33,09		76,98	49,89	44,67	

4.8. - Organi societari

Negli anni 2001 e 2002 ha operato il Consiglio di amministrazione nominato per un triennio dall'Assemblea del 15 febbraio 2000; è costituito dal Presidente, dall'amministratore delegato e da quattro membri, tra i quali è stato eletto il Vice Presidente.

Il Consiglio di amministrazione ha tenuto n. 14 riunioni nel 2001 e n. 15 nel 2002, alle quali hanno regolarmente presenziato i sindaci e il magistrato della Corte dei conti delegato al controllo.

Il compenso riconosciuto agli amministratori del GRTN nell'anno 2001 è stato per il Presidente di euro 165.266, per il Vice Presidente di euro 123.949, per l'amministratore delegato di euro 299.545 per ciascuno dei due consiglieri di amministrazione di euro 41.316 oltre al gettone di presenza (euro 154,94 lordi per ogni riunione) venuto a cessare con la deliberazione assunta dall'Assemblea in data 27 giugno 2002 in sede di approvazione del bilancio 2001. Al magistrato delegato della Corte dei conti non è stato attribuito alcun tipo di indennità o gettone di presenza, a seguito di determinazione dell'Assemblea nella riunione medesima, su proposta del rappresentante dell'azionista unico.

Gli emolumenti corrisposti ai due consiglieri di amministrazione provenienti dalla dirigenza del Ministero dell'economia e delle finanze e del Ministero delle attività produttive sono stati versati all'amministrazione di appartenenza, in base alla normativa vigente.

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 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, permuta 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 Gestore del mercato elettrico e con l'Acquirente unico, 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 disposto che il Gestore, attraverso le proprie unità di staff, provveda alla erogazione dei servizi di gestione amministrativa, contabile, legale, audit, informatici e di relazioni esterne, al fine di ridurre i costi di gestione del gruppo e di attenuare gli effetti negativi derivanti dal mancato avvio operativo dell'Acquirente unico e della parziale operatività del Gestore mercato elettrico, limitata alla gestione delle contrattazioni dei certificati verdi, a partire dal marzo 2003.

In effetti la sinergia nello svolgimento di tali attività risponde alla logica del decreto di riforma del 1999 che ha inteso costituire 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, la struttura organizzativa originaria è stata modificata, nel maggio 2001, mediante l'articolazione in undici direzioni, nelle quali sono state ripartite le varie attività connesse al processo di riforma del settore elettrico.¹⁵

4.9. - Il Collegio sindacale

Negli anni 2001 e 2002 ha operato il Collegio sindacale eletto per un triennio dall'assemblea dei soci del 18/5/2000.

Il Collegio sindacale, come in precedenza detto, ha tenuto nell'anno 2001 n. 6 riunioni e nell'anno 2002 n. 5 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. Per le altre questioni trattate nelle relazioni del Collegio sindacale, si

¹⁵ 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.

fa rinvio ai capitoli della presente relazioni relativi alla gestione dei bilanci 2001 e 2002.

Il compenso annuo riconosciuto ai componenti del Collegio sindacale del GRTN, a decorrere dalla data della loro nomina è stato per il Presidente di euro 25.822,84 e di euro 20.658,28 per ciascuno degli altri due membri, oltre al gettone di presenza (euro 154,94 lordi per ogni riunione) venuto a cessare a seguito della deliberazione assunta dall'Assemblea in data 27 giugno 2002, in sede di approvazione del bilancio 2001.

Gli emolumenti corrisposti al Presidente, nella sua qualità di dirigente del Ministero dell'economia e delle finanze, sono stati versati a tale amministrazione, in base alla normativa vigente.

4.10. - 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 follow-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 di audit negli anni 2001 e 2002 hanno riguardato in particolare:

a) la gestione del personale delle società GRTN, GME ed AU; b) le attività dell'area amministrativa del GRTN (3 audit); c) la sicurezza dei sistemi informatici (4 audit); d) le attività dell'area commerciale (3 audit); e) le attività delle commissioni per l'assegnazione di bande di energia (3 audit); f) la connessione di nuovi impianti alla rete elettrica; g) i processi relativi agli acquisti ed appalti delle società GRTN, GME ed AU; h) il disservizio della rete elettrica in Sardegna il 22 settembre 2001; i) i contratti di servizio del GRTN con GME ed AU.

L'attività della Direzione Audit si è anche sviluppata nella partecipazione a vari gruppi di lavoro riguardanti tra l'altro le tematiche relative all'ambiente (interazione dei campi elettromagnetici con l'ambiente) e la partecipazione al Gruppo di Lavoro sulla attuazione del D.Lgs. 231/01 "Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche".

Capitolo V

5. - Le Società controllate

5.1. - Il Gestore del mercato elettrico

La Società Gestore del mercato elettrico S.p.a. è stata costituita, in base al disposto dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/1999, dalla Società controllante Gestore della rete di trasmissione nazionale, con deliberazione assunta in data 27 giugno 2000.

La Società ha per oggetto la gestione economica del mercato elettrico e provvede 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, 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.

Il Consiglio di amministrazione della Società, nominato dall'assemblea ordinaria il 27.6.2000 e durato in carica nel biennio 2001-2002 è composto dal Presidente, dall'amministratore delegato e da cinque consiglieri.

I compensi corrisposti sia per l'anno 2001 che per l'anno 2002 sono stati di euro 129.114 per il Presidente, di euro 103.291 per l'amministratore delegato (dirigente GRTN), di euro 64.557 per il consigliere con funzioni di vice Presidente e di euro 25.822 per ciascuno degli altri quattro consiglieri.

Ai componenti del Collegio sindacale, nominati sotto la stessa data, sono stati corrisposti per ciascun anno del biennio 2001-2002: un compenso pari a euro 20.658 per il Presidente e un compenso pari a euro 15.493 a ciascuno dei due sindaci.

Con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 9 maggio 2001 è stata determinata la disciplina del mercato elettrico, la quale prevede, all'articolo 3, che la definizione delle norme attuative e procedurali avvenga mediante ulteriori due atti, le istruzioni e le disposizioni tecniche di funzionamento.

Le istruzioni, elaborate dal G.M.E. nel corso dell'anno 2001, e riprodotte in altra versione nel corso dell'anno successivo, tenendo conto del parere dell'Autorità e delle indicazioni date dal Ministero delle attività produttive, dovranno essere in via definitiva approvate con decreto ministeriale.

Le norme tecniche di funzionamento del mercato elettrico non risultano essere state ancora emanate.

Con provvedimento del Ministero delle attività produttive (marzo 2003) il GME è stato autorizzato a svolgere le attività inerenti alla contrattazione dei certificati verdi.

Sul piano gestionale è da evidenziare che nel corso del biennio 2001-2002 il GME, in esito ad una procedura negoziata, ha provveduto all'affidamento in appalto dei servizi e delle forniture per la realizzazione del sistema informatico per il mercato elettrico e ha predisposto gli strumenti informatici per la negoziazione dei certificati verdi.

5.2. - Il bilancio societario

Per quanto riguarda il bilancio, va in primo luogo evidenziato che l'esercizio 2001 si è chiuso con una perdita pari a € 3,5 milioni; a fronte di tale perdita si registra nel patrimonio netto alla voce "Fondo a copertura perdita", un importo di € 2,3 milioni a seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico (tab. 6-7).

I risultati afferenti all'esercizio 2002 non registrano, in proposito, variazioni in melius, dato che le perdite sono state pari a € 5,2 e che il fondo a copertura perdite evidenzia nel passivo dello stato patrimoniale un importo pari a € 2,8 milioni, a seguito di versamenti effettuati dal GRTN.

Del resto la situazione economico-finanziaria non poteva verosimilmente prefigurare un trend positivo, in considerazione della mancata operatività della Società anche nell'anno 2002. Di conseguenza l'aggregato delle voci che costituiscono i costi della produzione (in via esemplificativa: servizi euro 3,5 milioni, spese per salari e stipendi del personale euro 1,0 milioni) ha registrato un totale di euro 5,3 milioni (euro 3,7 milioni nell'esercizio precedente) cui non ha corrisposto alcun significativo dato riguardante il valore della produzione per la perdurante inattività della Società nel periodo considerato.

Il Collegio sindacale ha dato atto, nella propria relazione, che i bilanci degli esercizi 2001-2002 corrispondono alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e

che la valutazione del patrimonio sociale è stata effettuata in conformità ai criteri stabiliti dal codice civile; sono stati inoltre rispettati, a giudizio del Collegio, i principi della continuità di gestione, della prudenza, della competenza e dell'omogeneità.

Il GME, in conformità alla normativa di riferimento, ha adottato l'euro quale moneta di conto con decorrenza dal 1° novembre 2001 effettuando la conversione a tutti i conti, di natura finanziaria e di natura economica, aperti al 31.10. 2001, nel rispetto del principio di continuità e comparabilità dei valori.

Le tabelle riassuntive dello stato patrimoniale e del conto economico sono riportate in appendice alla presente relazione.

5.3.- Gli studi in materia di strumenti finanziari "derivati" sull'energia

IL G.M.E. ha avviato in corso d'anno degli approfondimenti in relazione all'assetto ordinamentale degli strumenti finanziari sull'energia elettrica, avendo riguardo ai vantaggi della presenza degli strumenti derivati sull'energia in ordine ai quali potrebbe esservi l'interesse della società alla partecipazione ad un mercato di tali prodotti.

Il GME infatti, in base all'art. 74 della disciplina del mercato elettrico (decreto MICA n. 134 del 9 maggio 2001) può promuovere lo sviluppo della contrattazione di strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica anche al fine di fornire agli operatori adeguate coperture del rischio.

Sull'argomento il Consiglio di amministrazione del GRTN, nel prendere atto delle iniziative di studio avviate dal GME, ha auspicato un approfondimento delle stesse al fine di poter valutare, all'esito dell'esame e una volta definito il quadro normativo della disciplina del mercato elettrico con la formale adozione dei necessari provvedimenti, l'opportunità di avviare specifiche iniziative societarie.

In prosieguo di tempo il G.M.E. ha continuato a svolgere l'attività di studio orientata verso la costituzione di una società per la gestione di prodotti derivati nell'ambito delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria (T.U. approvato con decreto legislativo 24.2.98, n. 58).

Sulla questione il Consiglio di amministrazione della Società controllante ha espresso l'avviso che il proseguimento di tali iniziative da parte del G.M.E. fosse da correlare al definito compimento del quadro normativo della disciplina del mercato elettrico.

Ad ogni buon fine il Consiglio di amministrazione del GRTN, nell'aprile 2002, ha richiamato l'attenzione della società controllata sulla necessità che la gestione concreta della stessa avvenga nel più rigoroso rispetto dei documenti previsionali e che debbano essere coordinate preventivamente con GRTN "le possibili iniziative relative a partecipazioni che abbiano riflessi sull'attuale configurazione del gruppo societario. In particolare occorre tenere presente i precisi obblighi che gravano sulla società controllante nei confronti del soggetto concedente e sull'azionista".

La convenzione di concessione pone, infatti, a carico del GRTN (art. 13) precise indicazioni in merito alla partecipazione societarie e alle acquisizioni sia nel settore elettrico nazionale sia in settori connessi e strumentali o aventi comunque attinenza con l'attività propria e delle controllate.

Ritiene la Corte che anche se gli studi compiuti aprano interessanti sviluppi al fine di favorire lo sviluppo delle contrattazioni di strumento finanziari "derivati" nel settore elettrico, sembra, che tali iniziative non possano prescindere dall'attuale fase di completamento del quadro normativo e dal ritardato avvio del mercato e della borsa elettrica.

5.4. - L'Acquirente Unico

Acquirente unico è la società per azioni che, ai sensi dell'articolo 4 comma 1 del Decreto legislativo 79/99, garantisce la fornitura di energia elettrica, in condizioni di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio, ai clienti del mercato vincolato.

Il Consiglio di amministrazione della Società, nominato dall'Assemblea ordinaria il 31.3.2000 e durato in carica nel biennio 2001-2002 è composto dal Presidente, dal Vice Presidente e da tre Consiglieri.

I compensi corrisposti in ciascun anno del biennio sono stati di euro 129.114 per il Presidente, di euro 258.228 per il Vice Presidente con funzioni di Amministratore delegato e di euro 25.822 per ciascuno degli altri tre Consiglieri.

Ai componenti del Collegio sindacale, nominati in data 18.5.2000, sono stati corrisposti sia nell'anno 2001 che nell'anno 2002 euro 20.658 per il Presidente ed euro 15.493 a ciascuno dei due sindaci.

Nel corso dell'anno il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base di quanto disposto dall'articolo 4, comma secondo, del citato decreto, ha adottato, con propria direttiva, gli indirizzi ai quali l'Acquirente Unico dovrà attenersi, al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli

approvvigionamenti per i clienti vincolati, nonché di garantire la diversificazione delle fonti energetiche.

La direttiva ha stabilito che l'Acquirente Unico, una volta diventato pienamente operativo sul mercato elettrico e una volta assunta la titolarità della funzione di garante dell'utenza vincolata, potrà acquistare e vendere energia sul mercato elettrico, stipulare contratti finanziari, acquistare disponibilità di capacità di generazione.

Al fine di adempiere ai compiti assegnati dal decreto legislativo n. 79/1999, l'Acquirente Unico si è dotato di un primo insieme di risorse, ha iniziato l'organizzazione delle proprie attività operative e ha predisposto una prima definizione del business model e dei processi aziendali.

La Società, inoltre, in adempimento ai vincoli della norma (art. 4, comma 4 del decreto citato) ha provveduto alla elaborazione del rapporto di previsione della domanda di energia elettrica nel triennio successivo e, in vista delle attività da svolgere ha avviato la gara europea per la realizzazione del sistema informatico integrato di supporto ai processi interni di trading, settlement, gestione contratti, e portfolio management, che consentirà alla società di essere pienamente operativa con l'avvio della borsa, così come disposto dall'articolo 5 comma 1 del decreto legislativo 79/99.

Nonostante i suindicati primi approcci di operatività, non sono state ancora definite le norme sulla base delle quali la Società dovrà dare espressione tangibile alla propria ragione d'essere che riguarderà soprattutto la stipula dei contratti di vendita di energia elettrica con i distributori (articolo 4 comma 6 del decreto legislativo n. 79/99) e le garanzie da dare in merito alle forniture all'utenza vincolata (art. 4, comma 8 decreto legislativo citato).

5.5. - Il bilancio societario

Per quanto riguarda il bilancio, va in primo luogo evidenziato che l'esercizio 2001 si è chiuso con una perdita pari a € 3,1 milioni; a fronte di tale perdita si registra nel patrimonio netto alla voce "Fondo a copertura perdita", un importo di € 2,2 milioni a seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico (tab. 8-9).

Il Collegio sindacale ha dato atto, nella propria relazione, che:

- le risultanze di bilancio corrispondono ai saldi desunti dalla contabilità sociale;

- nella formazione del bilancio sono stati osservati i principi di redazione prescritti dall'art. 2423bis cod. civ.;
- l'applicazione delle disposizioni del codice civile in materia di redazione del bilancio sono compatibili con la rappresentazione veritiera e corretta.

La conversione del capitale sociale in euro è stata deliberata in apposita assemblea, sulla base di quanto previsto dal decreto legislativo 24.6.1998 n. 213.

Nel contempo l'assemblea, sotto la stessa data del 22 ottobre 2001 ha deliberato un aumento di capitale di € 2,3 milioni. E' da tener presente che nel corso dell'anno vi è stato (delibera 18 gennaio 2001) un precedente aumento di capitale pari a € 2,6 milioni. Il capitale sociale, tenuto conto della dotazione iniziale di € 2,6 milioni, è stato così portato ad un importo pari a € 7,5 milioni.

Dal 1° novembre 2001 la Società ha adottato l'euro quale moneta di conto per la propria contabilità.

I dati di gestione, rimandando per maggiori elementi di dettaglio alle voci del bilancio di esercizio e alla relativa nota integrativa, possono riassumersi in questi termini:

- quanto allo stato patrimoniale, l'attivo registra un importo totale di € 7,4 milioni a fronte di un passivo di € 10,5 milioni, per cui la perdita di esercizio ammonta, come innanzi detto, a € 3,1 milioni. La perdita è da porre in relazione alla perdurante mancata operatività della Società cosicché essa è stata limitata per effetto del versamento da parte dell'azionista unico (GRTN) di € 2,2 milioni;
- l'attivo patrimoniale è determinato soprattutto dal "circolante" (euro 7,4 milioni) rappresentato da crediti verso l'amministrazione finanziaria e da disponibilità liquide (euro 7,1 milioni) costituite da depositi bancari che accolgono le giacenze liquide connesse alla gestione ordinaria.
- Il passivo patrimoniale netto risulta essere di € 9,7 milioni, vale a dire € 6,7 milioni riconducibili al patrimonio netto e € 3,1 milioni alla perdita di esercizio dovuta alla inoperatività della società, pur in presenza di costi di ordinaria gestione;
- tra le voci incluse nel passivo sono da menzionare il fondo per il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (euro 25.795) nonché i debiti ammontanti a 695.168 euro dovuti prevalentemente (euro 415 mila) a obbligazioni assunte nei confronti della controllante GRTN;
- quanto al conto economico, il valore della produzione è inesistente per la inattività della società, per contro i costi della produzione (3,3 milioni euro) incidono in misura rilevante e si riferiscono in particolare a canoni di locazione corrisposti

alla Società controllante (187.000 euro), a materiali di consumo (9.103 euro), a costi per servizi (2,3 milioni euro); in quest'ultima voce rientrano gli emolumenti per amministratori e sindaci (607.000 euro) e le consulenze (250.000 euro).

L'esercizio 2002 si è chiuso con una perdita pari a euro 3,5 milioni; a fronte di tale perdita si riscontra nel patrimonio netto alla voce "fondo a copertura perdite" un importo di euro 1,9 milioni corrispondente a versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico (GRTN).

I dati relativi allo stato patrimoniale e al conto economico non si discostano da quelli ora riferiti al bilancio di esercizio 2001.

L'attivo registra un importo totale di € 7,6 milioni a fronte di un passivo di euro 11,2 milioni per cui la perdita di esercizio ammonta, come innanzi detto, a € 3,5 milioni.

Il conto economico presenta una componente di scarsa entità (valore della produzione: euro 5.690) e, per contro, costi rilevanti soprattutto per quanto attiene ai servizi (2,4 milioni euro) e alle spese per salari e stipendi al personale (euro 801.784).

Considerazioni conclusive

1. Nella relazione relativa all'esercizio 2000, (i riferimenti sono stati frequenti anche nei capitoli precedenti della presente relazione) sono state indicate le linee principali del 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.

Il percorso di liberalizzazione ha avuto avvio in Italia 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 nazionale attraverso le azioni coordinate delle due attività fondamentali: la trasmissione e il dispacciamento.

2. Le caratteristiche strutturali della rete, le attività di sviluppo della stessa e gli interventi riguardanti la realizzazione di nuove linee sono stati i temi trattati nei capitoli precedenti che hanno impegnato il Consiglio di amministrazione e le strutture della Società nel corso del biennio, in considerazione della loro rilevanza nel nostro sistema di politica energetica ed industriale. La struttura della rete di trasmissione ha risposto in via generale alla crescente domanda degli utenti, risultando allineata agli standard internazionali sotto il profilo della qualità tecnica e della sicurezza.

3. Sussistono, tuttavia, elementi di criticità che sono venuti in evidenza particolarmente nel corso dell'anno 2003. E' il caso del ricorso frequente ai servizi di riserva e talvolta anche alla sospensione temporanea, in particolari aree geografiche, della fornitura di energia elettrica agli utenti sottoscrittori di contratti di interrompibilità per fare fronte a situazioni di emergenza.

Tali situazioni di criticità del sistema elettrico nazionale e in particolare la progressiva riduzione della capacità disponibile per far fronte ai picchi di domanda (che si sono avuti non solo nei periodi di fine anno, secondo un dato ricorrente, ma anche nei periodi estivi, a causa delle particolari condizioni atmosferiche degli ultimi anni) e alle situazioni di emergenza non programmata sono state più volte segnalate dagli organi responsabili della Società.

4. Per porre rimedio al problema dell'insufficienza di capacità disponibile di energia nella complessa gestione dell'equilibrio del sistema elettrico, è intervenuta la legge 9 aprile 2002, n. 55 (c.d. legge sblocca centrali) che ha stabilito criteri di

semplificazione delle procedure di autorizzazione relative alla costruzione e all'esercizio di impianti di potenza superiore ai 300 MW. La legge, nella sua fase attuativa, porterà ad ampliare l'offerta di nuove capacità, atteso che il numero delle richieste di autorizzazione per la realizzazione di nuovi impianti e di connessione degli stessi alla rete di trasmissione nazionale è stato rilevante. Dati recenti (aprile 2003) indicano che sono stati autorizzati alla costruzione 12 impianti di generazione per una potenza complessiva di circa 8.200 MW. I piani di realizzazione degli investimenti e di entrata in esercizio degli impianti, tuttavia, non sono stati definiti dagli operatori, in ragione delle particolari difficoltà nel formulare previsioni economiche in un mercato dell'energia ancora instabile e con tassi di crescita reale molto incerti, che inducono il sistema bancario a mantenersi su posizioni prudentziali, di guisa che non è possibile prevedere l'effetto, nel tempo, della nuova potenza da immettere nel sistema. Permangono, infatti, negli operatori le incertezze sul futuro quadro organizzativo e regolamentare del settore, sull'avvio della operatività della borsa elettrica e sul modello di sistema delle offerte. A tale riguardo è da rilevare che l'art. 1 quater della legge n. 239/2003 innanzi citata, al fine di conferire un elevato grado di certezza agli investimenti nel settore energetico, ha stabilito che l'autorizzazione alla realizzazione o al ripotenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici decade ove il titolare, entro dodici mesi dal momento in cui il provvedimento di autorizzazione è divenuto inoppugnabile, non comunichi di avere dato inizio ai lavori di realizzazione dell'iniziativa.

5. Nel breve e medio periodo rimane comunque necessaria l'entrata in esercizio di nuove capacità di produzione, tenuto presente che, per quanto concerne le importazioni, sussiste un limite fisico sulle interconnessioni esistenti. Le importazioni, infatti, che di per sé sono convenienti per il minor costo dell'energia - la loro incidenza sui consumi si è aggirata sul 16,3% nel 2002 - non possono incrementarsi, se non in limiti ristretti, in quanto la struttura della rete non è in grado di far fronte alla domanda di importazione, sussistendo limiti tecnici alla capacità di trasporto e di interscambio tra aree sia esterne sia interne al territorio nazionale.

6. Si ripropongono, sotto tali aspetti, gli evidenziati problemi connessi alle attività di manutenzione, di modernizzazione e di sviluppo della rete per fare fronte alle esigenze degli operatori economici (dal lato delle immissioni e dal lato dei prelievi) nonché alla crescita del mercato e ai cambiamenti nel sistema elettrico nazionale ed europeo. Tali complessi problemi, non potendo il Gestore finora

disporre della proprietà della rete, sono stati risolti mediante ricorso a convenzioni tra il Gestore e i rispettivi proprietari; sulla base di tali convenzioni sono date in appalto le diverse attività di manutenzione e sviluppo.

7. La separazione tra proprietà e gestione determina, come in precedenza accennato, aspetti di criticità nelle attività di esercizio degli impianti e di conduzione degli stessi. In effetti, la separazione della proprietà dalla gestione della rete ha prodotto la difficile convivenza di due entità, nessuna delle quali ha una sufficiente forza nel decidere sulla espansione della rete.

In presenza di tale situazione, che accresce confusione nel quadro complesso del processo di liberalizzazione del sistema elettrico, la Corte aveva rappresentato, sin dalla relazione precedente, l'esigenza di 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, fin dal luglio 2002, tra gli obiettivi del documento di programmazione economico-finanziario. In effetti tale processo di unificazione dovrà attuarsi in conformità del disposto dell'art. 1 ter della legge 27 ottobre 2003, n. 239, la quale ha anche previsto la privatizzazione del soggetto derivante da tale unificazione. Negli intendimenti del legislatore l'unificazione suddetta dovrà portare ad una facilitazione degli investimenti e all'attuazione degli interventi di sviluppo della rete, finora solo deliberati dal Gestore ma eseguiti dai singoli proprietari.

8. La legge ora citata (di conversione al decreto legge 29 agosto 2003, n. 239) prevede anche una ridefinizione, da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e di distribuzione, al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico, sulla base di criteri predeterminati (tasso di rendimento del capitale netto investito, rivalutazione delle infrastrutture, simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese elettriche rispetto agli obiettivi definiti attraverso il meccanismo del price-cap). Sarà compito dell'Autorità preposta al settore operare delle scelte in ordine alla ridefinizione delle tariffe concernenti le reti che non comportino un aggravio delle strutture tariffarie per utenze domestiche e industriali, le quali già si collocano al di sopra delle medie europee con scostamenti rilevanti anche per quanto riguarda le imprese italiane.

9. Per altro verso è prevedibile che la costruzione di nuove centrali e di nuovi impianti abbia un impatto positivo sul costo dell'energia, in quanto gli impianti di nuova generazione producono a costi inferiori, valutabili dagli esperti fino al 20% rispetto a quelli attualmente in esercizio. Ciò dovrebbe consentire, in prospettiva,

una riduzione delle tariffe per utenze domestiche e industriali e, in tempi ravvicinati, con l'avvio del mercato elettrico, le tariffe dovrebbero risentire del maggiore equilibrio tra domanda e offerta di energia e della conseguente formazione dei prezzi determinati dalla concorrenza.

10. Nell'ambito delle misure volte a rafforzare la sicurezza e funzionalità del sistema elettrico, la nuova normativa (art. 1 quinquies, comma 9, della legge n.290/2003) ha previsto che il Gestore della rete di trasmissione nazionale presenti, entro il 31 maggio di ogni anno, al Ministro delle attività produttive, per l'approvazione, un programma per l'adeguamento e l'eventuale miglioramento dei sistemi di difesa del sistema elettrico, indicando il relativo impegno economico per l'attuazione. L'Autorità per l'energia e il gas determinerà, con propria delibera, gli opportuni adeguamenti tariffari per la copertura dei costi di realizzazione del programma.

E' auspicabile, a giudizio della Corte, che la nuova normativa, emanata in situazione di emergenza (sospensione temporanea della fornitura di energia), costituisca un primo passo per il recupero di efficienza del sistema e che il più organico disegno di legge all'esame del Parlamento concernente il riordino del settore energetico riprenda il suo iter, nel quadro di una migliore determinazione delle politiche di integrazione del mercato europeo dell'energia elettrica, delle politiche di regolamentazione del settore e di una più coordinata azione nei rapporti tra lo Stato e le autonomie regionali e locali, alla luce del nuovo assetto costituzionale di cui al titolo V, parte seconda, della Costituzione.

11. Sulla base di tali presupposti, potranno essere superate le situazioni di difficoltà in cui il GRTN si è trovato ad operare per via soprattutto dei ritardi connessi all'attuazione della legge di riforma (decreto lgt. n. 79/1999) che ha rivelato, nella sua complessa articolazione, una frammentazione di responsabilità e di processi decisionali. Ciò ha determinato alcuni effetti distorsivi sull'implementazione del sistema elettrico nazionale come la scarsa propensione degli operatori agli investimenti nelle attività produttive e la parziale attuazione dei piani di investimento nelle reti predisposte dal Gestore. Tali piani, infatti, avrebbero dovuto realizzarsi con oneri a carico dei proprietari della rete (in massima parte la Società Tema) i quali, non potendo disporre della gestione della rete, hanno ritenuto più conveniente ridurre gli investimenti in tale settore e rivolgerli verso altre attività considerate più profittevoli.

12. Nella situazione ora evidenziata in cui notevoli sono stati i ritardi nella definizione del quadro normativo ed operativo, i risultati economici della gestione

possono ritenersi nel complesso soddisfacenti: l'esercizio 2001 si è chiuso con un utile netto di 7,4 milioni di euro e ancora migliore è stato l'omologo dato (11,2 milioni di euro) dell'esercizio 2002.

Il margine operativo lordo (69,9 milioni di euro nel 2001 e 89,9 milioni di euro nel 2002) si è attestato su un livello pari rispettivamente all'1,16% e all'1,46% dei ricavi e il risultato operativo, nei due esercizi, ha raggiunto i 45 milioni di euro nel primo e i 41,3 milioni di euro nel secondo.

Scostamenti rilevanti si registrano nelle disponibilità finanziarie dei due esercizi (191 milioni di euro nel 2001 e 264,7 milioni di euro nel 2002), riconducibili prevalentemente ai rapporti di debito-credito con la Cassa conguaglio per il settore elettrico che, nelle previsioni del disegno di legge di riordino del settore, dovrebbe essere trasformata in società per azioni, assumendo la nuova denominazione di Cassa conguaglio per il settore energetico.

13. Un'ultima notazione attiene al "valore della produzione" che, nella sua composizione, registra i maggiori ricavi dalle negoziazioni derivanti dalla vendita di energia prodotta da fonti rinnovabili (c.d. energia CIP 6) ovvero di energia "di ritaglio" (c.d. energia SPOT) che il Gestore acquisisce in base alle disponibilità sulla rete di interconnessione. Trattasi di attività che lo stesso Gestore definisce "atipiche" in quanto esulano dalle attività proprie del servizio di trasporto e di dispacciamento che la norma istitutiva assegna al GRTN.

14. Il discorso, in via conclusiva, va inquadrato, sulla base delle esperienze finora acquisite, in una prospettiva di più ampia rimodulazione delle regole e degli obiettivi della politica energetica nazionale che consentano una rapida e razionale applicazione dei meccanismi deputati ad incentivare la costruzione delle centrali, l'ampliamento e l'ammodernamento delle reti, la concorrenza tra gli operatori e la perequazione delle strutture tariffarie.

15. Un breve cenno va fatto, infine, ai provvedimenti di carattere normativo emanati nell'ultimo periodo dell'anno 2003 e nei primi due mesi del 2004. In tale arco di tempo è da segnalare in primo luogo il decreto del MAP 19 dicembre 2003 (in suppl. G.U. n. 301 del 30 dicembre 2003) che raccoglie in un unico testo integrato la disciplina del mercato elettrico e l'assunzione di responsabilità in tale materia del Gestore del mercato elettrico. Il provvedimento riordina in modo organico la complessa materia, già oggetto di esame nella presente relazione, detta istruzioni sulla contrattazione dei certificati verdi e attribuisce al GME, a decorrere dall'8 gennaio 2004, la responsabilità delle funzioni relativamente all'organizzazione e alla gestione del mercato elettrico.

Nel primo anno di operatività, il GME dovrà elaborare, con cadenza trimestrale (in seguito con cadenza annuale) un rapporto sullo svolgimento del mercato elettrico da trasmettere al MAP e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il decreto prevede anche, sulla base di criteri stabiliti dall'Autorità, la costituzione di indici di prezzo per il mercato elettrico e per il mercato del servizio di dispacciamento.

Allo stato attuale, l'attività della borsa elettrica è in fase sperimentale per cui si rinvia alla prossima relazione il giudizio sull'organizzazione e sull'andamento degli scambi del mercato dell'energia.

16. Quanto al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, esso stabilisce regole attuative della direttiva comunitaria 2001/77 in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili. Trattasi di normativa che istituisce l'osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza degli usi finali dell'energia e che, tra l'altro, stabilisce le modalità per l'immissione nel mercato elettrico dell'energia prodotta dai relativi impianti.

17. Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 detta disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica, allo scopo di assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva e di garantire la copertura della domanda nazionale con i necessari margini di riserva. In attesa che il sistema di remunerazione entri in funzione, il GRTN è tenuto a definire e rendere pubblici i giorni dell'anno che risultano critici ai fini della copertura della domanda nazionale di energia elettrica e, sulla base dei dati da esso raccolti, comprensivi delle unità produttive che si rendono disponibili, l'Autorità stabilisce il corrispettivo per le remunerazioni ad esse spettanti.

18. Meritano, infine, di essere menzionate: la deliberazione dell'Autorità 17 dicembre 2003 (n. 155/039), anch'essa finalizzata ad evitare situazioni di interruzione dell'energia elettrica, la quale stabilisce alcuni criteri di remunerazione ai soggetti che si siano obbligati alla interrompibilità istantanea del carico di energia; la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2003 (n. 168/03) che rielabora la disciplina riguardante le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica secondo criteri di merito economico sul territorio nazionale, innovando e integrando in più parti la disciplina, di cui si è trattato nella presente relazione.



Tab.1

STATO PATRIMONIALE			
(in euro)			
ATTIVO	31-dic-00	31-dic-01	31-dic-02
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
B) Immobilizzazioni			
I. Immateriali			
- Costi d'impianto e d'ampliamento	3.014	2.009	1.005
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	609.387	1.846.138	5.023.198
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	24.756	23.924	20.960
- Immobilizzazioni in corso e acconti	1.047.695	4.702.488	1.299.682
- Altre	5.040	139.494	3.804.196
Totale	1.689.892	6.714.053	10.149.041
II. Materiali			
- Terreni e fabbricati	48.668.867	47.531.571	49.752.105
- Impianti e macchinario	23.437.878	20.127.614	17.596.760
- Attrezzature industriali e commerciali	281.791	253.523	262.095
- Altri beni	1.814.849	4.225.637	5.796.534
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	11.112.789	13.385.128	10.450.544
Totale	85.316.174	85.523.473	83.858.038
III. Finanziarie			
Partecipazioni in			
- imprese controllate	5.164.569	15.000.000	15.000.000
- altre imprese	1.704.308	1.704.308	1.704.308
Totale	6.868.877	16.704.308	16.704.308
-Crediti:			
Verso altri	997.565	953.355	790.738
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	94.872.508	109.895.189	111.502.125
C) ATTIVO CIRCOLANTE			
I. Rimanenze			
II. Crediti			
- verso clienti	978.061.049	1.047.992.124	1.103.513.229
- verso imprese controllate	190.716	966.653	1.697.183
- verso altri		35.247.010	395.521.035
- verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	6.787.658	541.122.392	379.171.926
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni			
IV. Disponibilità liquide			
- Depositi bancari e postali	56.795.674	204.040.818	277.569.968
- Danaro e valori in cassa	12.754	15.039	20.001
	56.808.428	204.055.857	277.589.969
Totale attivo circolante	1.041.847.851	1.829.384.036	2.157.493.342
D) Ratei e risconti			
Ratei attivi	8.522		200.895
Risconti attivi	2.123		
	10.645		200.895
Totale ratei e risconti			
TOTALE ATTIVO	1.136.731.004	1.939.279.225	2.269.196.362

Tab. 1

(in euro)

STATO PATRIMONIALE			
PASSIVO	31-dic-00	31-dic-01	31-dic-02
A) Patrimonio netto			
I. Capitale	25.926.136	26.000.000	26.000.000
IV Riserva legale		1.148.041	1.517.587
VII Altre riserve:			
Riserva da conferimento	365.256	291.393	291.393
Riserva disponibile		21.812.785	28.834.151
Riserva di arrotondamento	2		(2)
IX Utile d'esercizio	22.960.826	7.390.911	11.196.558
Totale patrimonio netto	49.252.220	56.643.130	67.839.691
B) Fondi per rischi ed oneri			
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	899.083	815.836	1.068.407
- Altri	7.768.581	28.355.552	46.291.652
Totale fondi per rischi ed oneri	8.667.664	29.171.388	47.360.059
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	16.715.533	16.795.725	17.501.039
D) Debiti			
- Debiti verso banche:			
per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911.422	12.911.422	12.911.422
- Debiti verso fornitori	1.000.352.833	1.617.106.778	1.479.282.540
- Debiti verso impresa controllante			177.563
- Debiti tributari	22.799.912	3.429.530	10.056.071
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2.571.783	1.937.608	1.990.254
- Altri debiti	3.433.168	2.914.699	3.185.119
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	19.690.601	197.276.492	627.526.475
Totale debiti	1.061.759.719	1.835.576.529	2.135.129.444
E) Ratei e risconti			
Ratei passivi			
Risconti passivi:	333.738	292.799	249.160
altri	2.130	799.654	1.116.973
Totale ratei e risconti	335.868	1.092.453	1.366.133
TOTALE PASSIVO	1.136.731.004	1.939.279.225	2.269.196.366
Conti d'ordine			
Garanzie prestate			
Garanzie ricevute	657.561	275.950.663	242.653.910
Altri conti d'ordine	31.719.763	61.852.901.754	56.571.254.463
Totale conti d'ordine	32.377.324	62.128.852.417	56.813.908.373

Tab.2

Sintesi della struttura patrimoniale

(Euro mila)

	al 31.12.2000	al 31.12.2001	al 31.12.2002
Immobilizzazioni nette			
- Immobilizzazioni immateriali	1.689	6.714	10.149
- Immobilizzazioni materiali	85.316	85.524	83.858
- <i>Immobilizzazioni finanziarie:</i>			
- partecipazioni	6.869	15.000	15.000
- altre	998	2.657	2.495
Totale	94.872	109.895	111.502
Capitale circolante netto			
- Crediti verso clienti	978.061	1.047.992	1.103.513
-(debito)/credito netto verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	(19.690)	343.846	(248.354)
-credito verso erario per IVA	-	33.912	392.520
- Altre attività	6.990	2.302	4.899
- Debiti verso fornitori	(1.000.353)	(1.617.107)	(1.479.283)
- Debiti/crediti tributari	(22.800)	(3.430)	(10.056)
- Debiti verso istituti previdenziali	(2.572)	(1.938)	(19.990)
- Altre passività	(3.769)	(4.007)	(4.729)
Totale	(64.133)	(198.430)	(243.480)
Capitale investito lordo	30.739	(88.535)	(131.978)
Fondi diversi	(25.384)	(45.967)	(64.861)
Capitale investito netto	5.355	(134.502)	(196.839)
Fabbisogno di capitali			
Copertura			
Patrimonio netto	49.252	56.643	67.840
Indebitamento (Disponibilità) Finanziarie nette			
- Debiti vs banche	12.911	12.911	12.911
- Crediti vs controllate Enel Spa per rapporto di c/c	0	0	0
- Disponibilità liquide	(56.808)	(204.056)	(277.590)
Totale	(43.897)	(191.145)	(264.679)
TOTALE	5.355	(196.839)	(134.502)

XIV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Tab.3

(in euro)

CONTO ECONOMICO	31-dic-00	31-dic-01	31-dic-02
A) Valore della produzione			
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1.018.509.189	5.984.278.807	6.136.850.000
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	152.079	
- Altri ricavi e proventi	78.624	110.210.233	78.119.896
Totale valore della produzione	1.018.587.813	6.094.641.119	6.214.969.896
B) Costi della produzione			
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	41.723.478	4.744.913.489	4.736.860.600
- Per servizi	133.172.859	383.025.021	393.357.804
- Per godimento di beni di terzi	737.872.248	746.082.110	795.962.487
- Per il personale:			
° salari e stipendi	29.399.480	31.774.019	32.469.839
° oneri sociali	8.438.112	8.947.341	9.073.262
° trattamento di fine rapporto	2.571.212	2.658.421	2.785.154
° trattamento di quiescenza e simili	557.742	158.320	382.897
° altri costi	1.513.819	1.197.549	1.308.915
- Ammortamenti e svalutazioni:			
° ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	331.400	1.164.510	5.053.695
° ammortamento delle immobilizzazioni materiali	6.088.073	7.236.810	8.380.159
° svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	4.880.001	5.290.777	2.000.000
- Accantonamenti per rischi	161.968	7.553.545	29.177.448
- Altri accantonamenti	2.089.068	3.672.600	4.006.704
- Oneri diversi di gestione	309.539	105.936.851	152.810.946
Totale costi della produzione	969.108.999	6.049.611.363	6.173.629.910
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	49.478.814	45.029.756	41.339.986
C) Proventi e oneri finanziari			
- Altri proventi finanziari:			
° da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	31.250	33.527	29.996
° proventi diversi dai precedenti:			
da impresa controllante			
altri	1.949.499	10.852.051	8.606.423
- Interessi e altri oneri finanziari:			
° da impresa controllante			
° altri	(600.658)	(619.600)	(573.643)
Totale proventi e oneri finanziari	1.380.091	10.265.978	8.062.776
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie			
- Svalutazione:			
° di partecipazioni	(30.964)	(4.535.638)	(4.705.508)
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie	(30.964)	(4.535.638)	(4.705.508)
E) Proventi e oneri straordinari			
- Proventi:			
° vari	47.736	538.843	2.613.783
- Oneri:			
° vari	4.389.483	18.110.671	(514.479)
Totale delle partite straordinarie	(4.341.747)	(17.571.828)	2.099.304
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)	46.486.194	33.188.268	46.796.558
- Imposte sul reddito dell'esercizio	(23.525.368)	(25.797.357)	(35.600.000)
Utile dell'esercizio	22.960.826	7.390.911	11.196.558

Tab.4

Conto economico riclassificato

(euro mila)

	al 31.12.2000	al 31.12.2001	al 31.12.2002
Ricavi di competenza			
Vendita e prestazioni	1.018.509	5.984.279	6.136.850
- vettoriamiento e trasporto (del 13/99 e 205/99)	911.013	1.194.139	-
- corrispettivo di trasporto (Del.228/01)	-	-	900.553
- per contratto di bilanciamento e di scambio (Del.36/02)	-	-	371.402
- vendita energia cd.Cip6	0	3.002.205	2.712.507
- contributi da CCSE	0	1.704.685	2.081.870
- vendita energia spot	73.727	68.522	50.984
- assegnazione bande interconnessione	16.328	0	0
- corrispettivo garanzia interconnessione	13.280	14.672	14.965
- per acconto ETSO-CBT del 25/02/02	-	-	4.460
- corrispetto per certificati verdi internazionali	-	-	16
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	0	152	0
- altri	4.161	56	93
Altri ricavi	79	110.210	78.120
- Sopravvenienze attive-vettoriamiento (Del.13/99) e corrispettivo di trasporto	-	61.774	54.041
- altri	-	48.436	24.079
Valore della produzione	1.018.588	6.094.641	6.214.970
Costi operativi	(955.558)	(6.024.692)	(6.125.011)
Costo del lavoro	(42.480)	(44.736)	(46.020)
Acquisti energia	(41.450)	(4.744.631)	(4.736.442)
Prestazioni di servizi:			
- Prestazioni di servizi:	(133.173)	(383.025)	(393.358)
- Per contratto di bilanciamento e di scambio (Del.36/02)	-	-	(371.402)
- oneri per vettoriamienti	(102.588)	(361.998)	-
- oneri assegnazione bande interconnessione	(8.164)	-	-
- altri	(22.421)	(21.027)	(21.956)
Godimento beni di terzi	(737.872)	(746.082)	(795.962)
- corrispettivo di trasporto(Del. 228/01-Del.13/99)	-	(744.390)	(776.388)
- quota da corrispondere gestori di rete esteri (CBT)	-	-	(17.505)
- altri	-	(1.692)	(2.069)
Oneri diversi	(583)	(106.218)	(153.229)
- sopravvenienze passive-acquisti energia da fonti rinnovabili (CIP6)	-	-	(93.465)
- sopravvenienze passive-vettoriamiento (Del.13/99) e corrispettivo di trasporto	-	(60.777)	(57.775)
- altri	-	(45.441)	(1.989)
Totale costi operativi	(1.088.731)	(6.024.692)	(6.125.011)
Margine operativo lordo	63.030	69.949	89.959
Ammortamenti e svalutazioni	(6.420)	(13.692)	(15.434)
Accantonamenti	(7.131)	(11.228)	(33.184)
Risultato operativo	49.479	45.029	41.341
Proventi (Oneri) finanziari netti	1.380	10.266	8.063
Svalutazione partecipazione	(31)	(4.536)	(4.706)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	50.828	50.759	44.698
Proventi (Oneri) straordinari netti	(4.342)	(17.571)	2.099
Risultato ante imposte	46.486	33.188	46.797
Imposte sul reddito dell'esercizio	(23.525)	(25.797)	(35.600)
Utile netto del periodo	22.961	7.391	11.197

Tab. 5

Sintesi della gestione finanziaria			
	(in euro mila)		
	al 31.12.2000	al 31.12.2001	al 31.12.2002
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette iniziali	(5.934)	43.897	191.145
Flussi monetari da (per) attività di esercizio			
- Utile netto di esercizio	22.961	7.391	11.197
- Ammortamento	6.420	8.402	13.434
- Svalutazione partecipazione	-	4.536	4.706
Variazioni fondi:			
- Fondo trattamento di fine rapporto	823	80	705
- Variazione netta altri fondi:	-	20.503	18.189
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	334	(84)	253
Altri	5.097	20.587	17.936
Autofinanziamento	35.635	40.912	48.231
Variazione del capitale circolare netto			
- (Incremento)/decremento dei crediti	(960.865)	69.931	(55.521)
- Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	1.023.405	596.988	(130.422)
- Rapporto credito/debito netto verso CCSE	-	(363.536)	592.200
- Variazione del credito verso Erario per IVA	-	(358.608)	(27.642)
- (Incremento)/decremento delle altre voci	167	1.582	(2.599)
Totale	62.707	134.297	45.050
Cash flow operativo	98.342	175.209	93.281
Flussi monetari da (per) attività di investimento			
- Impianti (investimenti)	(41.553)	(8.677)	(7.209)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(6.958)	(14.748)	(7.832)
- Versamenti per copertura perdite controllate		(4.536)	(4.706)
Totale	(48.511)	(27.961)	(19.747)
Flusso monetario dell'esercizio	49.831	147.248	73.534
(Indebitamento)/disponibilità finanziarie nette finali	43.897	191.145	264.679

Tab.6

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO S.p.A.
STATO PATRIMONIALE

ATTIVO	31-dic-01	31-dic-02
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
B) Immobilizzazioni		
I. Immateriali		
1) Costi d'impianto e d'ampliamento	11.158	15.718
4) Concessione, licenze, marchi e diritti simili	7.343	9.618
6) Immobilizzazioni in corso e acconti		4.052.913
Totale	18.501	4.078.249
II. Materiali		
4) Altri beni	14.031	14.631
- Fondo ammortamento	(13.036)	(13.763)
6) immobilizzazioni in corso di acconto	0	830.285
Totale	995	831.153
III. Finanziarie		
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI		
C) ATTIVO CIRCOLANTE		
I. Rimanenze		
II. Crediti		
- verso impresa controllante		9.102
- verso altri	293.646	187.853
		196.955
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		
IV. Disponibilità liquide		
- Depositi bancari e postali	6.840.542	1.845.790
- Danaro e valori in cassa	1.768	1.648
	6.842.310	1.847.438
Totale attivo circolante	7.135.956	2.044.393
D) Ratei e risconti		
Ratei attivi	5.804	861
Risconti attivi		1.700
Totale ratei e risconti	5.804	2.561
TOTALE ATTIVO	7.161.256	7.070.603

Tab. 6

STATO PATRIMONIALE

(in euro)

PASSIVO	31-dic-01	31-dic-02
A) Patrimonio netto		
I. Capitale	7.500.000	7.500.000
IV Riserva legale		
VII Altre riserve:		
-Fondo e copertura perdite	2.297.600	2.780.529
Riserva da arrotondamento	1	
IX Risultato di esercizio	(3.466.435)	(5.169.343)
Totale	6.331.166	5.111.186
B) Fondi per rischi ed oneri		
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		
- Altri		
Totale fondi per rischi ed oneri		
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	26.112	481.581
D) Debiti		
- Debiti verso banche:		
per finanziamenti a medio e lungo termine		
- Debiti verso fornitori	91.859	136.052
- Debiti verso impresa controllante	551.862	1.111.188
- Debiti tributari	30.412	69.378
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	38.335	91.673
- Altri debiti	90.283	69.545
Totale debiti	802.751	1.477.836
E) Ratei e risconti		
Ratei passivi	1.227	
Risconti passivi:		
altri		
Totale ratei e risconti	1.227	
TOTALE PASSIVO	7.161.256	7.070.603
Conti d'ordine	1.856.983	1.856.983

Tab.7

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO S.p.A.**CONTO ECONOMICO**

(in euro)

	31-dic-01	31-dic-02
A) Valore della produzione		
- Altri ricavi e proventi	-	3.040
Totale valore della produzione	-	3.040
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	8.855	19.244
- Per servizi	2.778.064	3.542.359
- Per godimento di beni di terzi	227.499	370.791
- Per il personale:		
° salari e stipendi	455.279	988.888
° oneri sociali	121.221	280.919
° trattamento di fine rapporto	28.088	74.166
° trattamento di quiescenza e simili		
° altri costi	2.158	29.517
	606.746	1.373.490
- Ammortamenti e svalutazioni:		
° ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		
° ammortamento materiali	13.036	727
° svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		
- Accantonamenti per rischi		
- Altri accantonamenti		
- Oneri diversi di gestione	34.444	32.769
Totale costi della produzione	3.668.644	5.339.380
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	(3.668.644)	(5.336.340)
C) Proventi e oneri finanziari		
- Altri proventi finanziari:		
° da crediti iscritti nelle immobilizzazioni		
° proventi diversi dai precedenti:	202.647	167.428
altri		
- Interessi e altri oneri finanziari:		
° altri	(8)	
Totale proventi e oneri finanziari	202.639	167.428
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		
- Svalutazione:		
° di partecipazioni		
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		
E) Proventi e oneri straordinari		
- Proventi:		
° vari		44
- Oneri:		
° vari	(430)	(475)
Totale delle partite straordinarie		
Risultato di esercizio	(3.466.435)	(5.169.343)

Tab.8

ACQUIRENTE UNICO S.p.A.**STATO PATRIMONIALE**

ATTIVO	31-dic-01	31-dic-02
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
B) Immobilizzazioni		
I. Immateriali		
1) Costi d'impianto e d'ampliamento	12.935	16.207
4) Concessione, licenze, marchi e diritti simili	2.472	2.627
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	-	486.287
Totale	15.407	505.121
II. Materiali		
2) Impianti e macchinario	723	723
- Fondo ammortamento	(217)	(361)
4) Altri beni	4.275	12.058
- Fondo ammortamento	(2.694)	(5.586)
6) immobilizzazioni in corso di acconto		521.614
Totale	2.087	528.448
III. Finanziarie		
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	17.494	1.033.569
C) ATTIVO CIRCOLANTE		
I. Rimanenze		
II. Crediti		
- verso clienti		3.778
- verso impresa controllante		168.461
- verso altri	295.403	35.956
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		
IV. Disponibilità liquide		
- Depositi bancari e postali	7.072.759	6.385.934
- Danaro e valori in cassa	2.010	2.446
Totale attivo circolante	7.370.172	6.388.380
D) Ratei e risconti		
Ratei attivi	5.991	3.907
Risconti attivi		
Totale ratei e risconti	5.991	3.907
TOTALE ATTIVO	7.393.657	7.634.051

Tab. 8

STATO PATRIMONIALE

(in euro)

PASSIVO	31-dic-01	31-dic-02
A) Patrimonio netto		
I. Capitale	7.500.000	7.500.000
IV Riserva legale		
VII Altre riserve:		
-Fondo e copertura perdite	2.238.038	1.924.979
Riserva da arrotondamento	2	1
IX Risultato di esercizio	(3.065.932)	(3.542.870)
Totale	6.672.108	5.882.110
B) Fondi per rischi ed oneri		
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili		
- Altri		
Totale fondi per rischi ed oneri		
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	25.795	119.822
D) Debiti		
- Debiti verso banche:		
per finanziamenti a medio e lungo termine		
- Debiti verso fornitori	78.324	980.327
- Debiti verso impresa controllante	414.791	418.996
- Debiti tributari	28.715	79.723
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	39.350	65.292
- Altri debiti	133.988	87.781
Totale debiti	695.168	1.632.119
E) Ratei e risconti		
Ratei passivi	586	-
Risconti passivi:	-	-
altri	-	-
Totale ratei e risconti	586	-
TOTALE PASSIVO	7.393.657	7.634.051
Conti d'ordine		376.787
Totale conti d'ordine		

Tab.9

ACQUIRENTE UNICO S:p.A.**CONTO ECONOMICO**

(in euro)

	31-dic-01	31-dic-02
A) Valore della produzione		
- Altri ricavi e proventi	-	5.690
Totale valore della produzione	-	5.690
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	9.103	8.313
- Per servizi	2.347.380	2.427.920
- Per godimento di beni di terzi	194.563	190.350
- Per il personale:		
° salari e stipendi	485.035	801.784
° oneri sociali	128.955	215.497
° trattamento di fine rapporto	29.983	60.106
° trattamento di quiescenza e simili		
° altri costi	4.728	19.773
	648.701	1.097.160
- Ammortamenti e svalutazioni:		
° ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		
° ammortamento materiali	2.838	3.037
° svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		
- Accantonamenti per rischi		
- Altri accantonamenti		
- Oneri diversi di gestione	64.982	43.740
Totale costi della produzione	3.267.567	3.770.520
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	(3.267.567)	(3.764.830)
C) Proventi e oneri finanziari		
- Altri proventi finanziari:		
° da crediti iscritti nelle immobilizzazioni		
° proventi diversi dai precedenti:	202.140	221.906
da impresa controllante		
altri		
- Interessi e altri oneri finanziari:		
° da impresa controllante		
° altri	(290)	
Totale proventi e oneri finanziari	201.850	221.906
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		
- Svalutazione:		
° di partecipazioni		
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		
E) Proventi e oneri straordinari		
- Proventi:		54
° vari		
- Oneri:		
° vari	(215)	
Totale delle partite straordinarie		
Risultato di esercizio	(3.065.932)	(3.542.870)

**GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(GRTN S.p.A.)**

ESERCIZIO 2001

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Convocazione dell'Assemblea

Gestore della rete di trasmissione nazionale - SpA

Sede legale in Roma, viale Pilsudsky n. 92

Capitale sociale € 26.000.000 interamente versato

R.E.A. di Roma n. 918934

Codice fiscale e partita IVA n. 0574381001

L'assemblea degli azionisti è convocata presso la sede della società in Roma, viale Maresciallo Pilsudsky n. 92, in prima convocazione il giorno 21 giugno 2002 alle ore 15 ed occorrendo, in seconda convocazione il giorno 27 giugno 2002, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

ordine del giorno

1. Bilancio dell'esercizio 2001, relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio Sindacale e conseguenti deliberazioni;
2. Rinnovo del Collegio sindacale: nomina del Collegio e del suo presidente determinazione del compenso ai sensi dell'art. 28 dello statuto sociale;
3. Attribuzione dell'indennità di presenza al delegato della corte dei conti;
4. Eventuali varie

Il presidente del Consiglio di amministrazione:
dott. ing. Salvatore Machi



Lettera all'Azionista

Signori,

il GRTN approva per il secondo anno consecutivo il proprio bilancio di esercizio in qualità di operatore indipendente del sistema elettrico nazionale.

Le attività di esercizio del GRTN dipendono in gran parte dalle funzioni attribuitegli dalla liberalizzazione e dalla riorganizzazione del settore elettrico. In primo luogo il decreto 79/99 affida al Gestore le competenze di gestione della rete di trasmissione nazionale e di garanzia della sicurezza degli approvvigionamenti di energia elettrica sul territorio attraverso l'esercizio delle funzioni unificate di trasmissione e dispacciamento. In secondo luogo, nell'ambito del percorso di implementazione degli strumenti di politica industriale individuati nel nuovo scenario del settore elettrico, lo stesso decreto incarica il GRTN della costituzione e del controllo della società GME (soggetto su cui ricade la funzione di gestione del sistema delle offerte di energia elettrica) e della società AU (garante della fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato). In terzo luogo, vengono attribuite al GRTN alcune funzioni specifiche all'interno del sistema elettrico nazionale, non direttamente connesse alle attività tipiche del gestore della rete, quali l'acquisto e la disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti "incentivati" e la responsabilità di qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di emissione dei certificati verdi relativi all'energia prodotta da tali impianti.

Nel corso dell'anno 2001, in prosecuzione del percorso intrapreso nell'anno 2000, il GRTN si è trovato a svolgere una serie di compiti sempre più articolati e complessi.

Nel 2001 il GRTN ha svolto con efficacia le attività di esercizio delle funzioni di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica che non hanno fatto registrare incidenti o discontinuità di rilievo nella fornitura dei servizi sul territorio nazionale e la cui corretta gestione ha garantito la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Le attività di sviluppo della rete, da un lato hanno visto la realizzazione di parte degli interventi programmati nel piano triennale 2001-2003, dall'altro sono state riconfermate e ampliate in prospettiva attraverso la definizione delle iniziative da intraprendere nel nuovo programma triennale di sviluppo 2002-2004. In particolare le attività di modernizzazione e potenziamento della rete di interconnessione con l'estero realizzate nel corso del 2001 hanno consentito di elevare la massima capacità di trasporto sulle linee di interconnessione nel periodo invernale da 5.700 a 6.000 MW, consentendo un aumento delle importazioni, economicamente convenienti per il Paese.

Il GRTN, consapevole di quanto importante sia lo sviluppo della rete di trasmissione a garanzia di un efficiente sviluppo della concorrenza, ha ribadito e rafforzato i propri impegni nel programma triennale 2002-2004 anche attraverso una più attenta azione di coordinamento con il Ministero delle Attività Produttive e le Amministrazioni locali. In particolare il piano si rivolge al potenziamento dell'interconnessione al fine di aumentare la capacità di importazione e di esportazione e quindi la competitività nel mercato della produzione di energia elettrica; alla modernizzazione della rete di trasmissione sul territorio nazionale al fine di superare i limiti di trasporto tra e dentro alcune aree geografiche del paese e ridurre i diva-

ri sul territorio; a rispondere alle richieste dei produttori di connessione di nuovi impianti alla rete in alta tensione e, in ultima istanza, a seguire la crescita della domanda.

Il potenziamento della rete e lo sviluppo della produzione appaiono condizioni indispensabili per garantire la sicurezza del sistema elettrico, favorire la concorrenza e migliorare l'efficienza del sistema elettrico nel lungo termine. Una tale prospettiva, inoltre, appare significativa in una fase di evoluzione della struttura del mercato. Da un lato occorre considerare il cambiamento della produzione nazionale "tradizionale" di energia elettrica che prevede il completamento delle dismissioni da parte di Enel, il subentro di nuovi operatori nella gestione degli impianti e il ripotenziamento e l'ambientalizzazione dei vecchi impianti; dall'altro è necessario promuovere la crescita di nuovi impianti di produzione. Nel corso del 2001, in seguito all'analisi dell'evoluzione del parco di generazione nazionale rispetto alla crescita del fabbisogno, il GRTN ha segnalato al Governo che tale processo si stava rivelando troppo lento. Anche alla luce di tale segnalazione, il Governo ha approvato il decreto legge 7 febbraio 2002, convertito nella legge n. 55 del 9 aprile 2002 recante "misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale" e finalizzata a semplificare ed accelerare le procedure di autorizzazione alla realizzazione e all'esercizio di nuovi impianti di produzione.

Nel mercato della trasmissione e del dispacciamento la regolazione assume una connotazione particolare, dato il modello di accesso regolato di terzi alla rete scelto dal legislatore. Nel 2001 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in questo campo in stretta collaborazione con il GRTN. In particolare il 2001 ha fatto registrare importanti progressi nella regolazione delle componenti di prezzo a copertura dei costi di erogazione dei servizi di trasmissione e dispacciamento da parte del GRTN i cui effetti dovrebbero registrarsi nel 2002.

Il GRTN svolge le funzioni di gestione della rete di trasmissione nazionale servendosi di infrastrutture di terzi avendo il legislatore italiano intrapreso la decisione di mantenere separate la proprietà dell'asset di rete, in capo ai rispettivi titolari, dalla gestione dell'esercizio, della manutenzione e dello sviluppo della stessa, in capo al GRTN. In più di una circostanza, la separazione si è rilevata inefficace sotto il profilo organizzativo. Un esempio per tutti è la non completa realizzazione delle convenzioni con i singoli proprietari ad un anno e mezzo di distanza dall'approvazione della convenzione-tipo. Nel corso del 2001 autorevoli voci si sono levate a favore della riunificazione tra gestione e proprietà della RTN e il GRTN auspica che nel 2002 possa essere efficacemente avviato a soluzione il problema.

Nel corso del 2001, in mancanza dell'avvio del sistema delle offerte previsto dalla normativa e della conseguente operatività del GME, il GRTN ha svolto funzione di supplenza nella gestione delle procedure concorsuali di allocazione ai clienti idonei dell'energia elettrica disponibile dalle importazioni e dalla produzione da impianti "incentivati", sulla base delle modalità definite dal Ministero delle Attività Produttive e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In qualità di capogruppo, nel corso del 2001 il GRTN ha avviato alcune iniziative idonee a favorire, nel rispetto delle rispettive autonomie societarie, l'integrazione e la valorizzazione di sinergie delle società del gruppo, al fine di minimizzare i costi complessivi di organizzazione, anche in considerazione del fatto che le società controllate non avranno ricavi propri fino alla piena operatività. A questo fine il GRTN ha stipulato con il GME e l'AU specifici contratti per la fornitura alle società controllate dei servizi di assistenza e consulenza a carattere continuativo; di servizi di assistenza e consulenza su richiesta e, infine, di servizi per l'utilizzazione degli spazi immobiliari attrezzati.

Il GRTN ha fatto fronte all'insieme delle diverse attività svolte nel corso del 2001 attraverso l'impegno dei circa 700 uomini e donne che costituiscono il patrimonio di risorse umane della società.

Al fine di rendere la propria struttura organizzativa più aderente e funzionale all'esercizio delle proprie competenze e di rispondere in maniera flessibile ai cambiamenti del settore elettrico, il GRTN ha delineato nel corso del 2001 una nuova struttura organizzativa attraverso la riorganizzazione delle attività di linea in quattro direzioni - dispacciamento, rete, commerciale e territorio - supportate da sette direzioni di staff, che prestano servizi anche alle società controllate. Il progetto di definizione della nuova struttura organizzativa è giunto a compimento dopo un iter di discussione e approfondimento che ha visto la partecipazione sia dei soggetti interni interessati sia dei rappresentanti degli organismi sindacali.

Il rendiconto economico e finanziario del GRTN risente fortemente delle condizioni derivanti dalla trasformazione del settore elettrico. Una quota significativa dei ricavi di esercizio 2001 è derivata dalla vendita di energia c.d. incentivata che è stata avviata a partire dal 1° gennaio 2001 a seguito del trasferimento della titolarità dei contratti di acquisto di energia dei produttori nazionali dall'Enel al GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12, del d.lgs. 79/99. Il trasferimento della titolarità, che ha comportato un aumento significativo sul fronte dei costi operativi per l'attività di compravendita dell'energia incentivata, ha costituito un elemento di criticità nella gestione finanziaria delle connesse partite economiche data la complessità del modello delineato e la difficoltosa gestione delle tempistiche legate ai diversi flussi finanziari. La situazione è stata mantenuta in equilibrio attraverso una oculata gestione di tutte le attività finanziarie, inclusa la cosiddetta rendita idroelettrica per la quale il GRTN svolge una funzione di esazione. La fonte tipica di ricavi deriva dai corrispettivi derivanti dalla fornitura dei servizi di trasporto e di dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale e in generale dalla regolazione dell'accesso e dell'uso della rete da parte di terzi. Anche per l'anno 2001 hanno contribuito ai ricavi di esercizio, le vendite di energia acquistate spot sul mercato estero per fini di riconciliazione.

Un peso significativo hanno assunto nell'anno 2001 gli oneri derivanti da svalutazioni e accantonamenti in cui incidono particolarmente i risultati economico-finanziari della due controllate GME e AU a fronte della non generazione di ricavi propri e della parziale ricapi-

talizzazione delle società da parte dell'azionista unico e i pagamenti per il fondo previdenza elettrici, in parte versati e in parte accantonati.

Il 2002 si prefigura come un anno di nuove sfide tra le quali la gestione della RTN nel difficile periodo di transizione, il proseguimento del processo di liberalizzazione e l'avvio operativo delle società controllate, rappresentano elementi fondamentali.

Roma 27 giugno 2002

L'Amministratore Delegato
dott. Pier Luigi Parcu



Relazione sulla gestione

QUADRO MACROECONOMICO DI RIFERIMENTO E SINTESI DEI RISULTATI

L'andamento dell'economia italiana nel 2001 ha risentito del forte rallentamento della domanda mondiale che ha accompagnato la fine della prolungata fase di espansione dell'economia americana ed il sensibile rincaro del prezzo del petrolio. Su tali fattori si è poi innestato un peggioramento delle aspettative a seguito degli attentati terroristici negli Stati Uniti. Il PIL (Prodotto Interno Lordo) nazionale in termini reali è così aumentato dell'1,8% contro un aumento del 2,9% nel 2000.

In media d'anno, i consumi delle famiglie sono cresciuti dell'1,1% (+2,7% nel 2000) a causa delle pressioni inflazionistiche sul reddito disponibile, della perdita di valore dei corsi azionari e del diffondersi, nella seconda parte dell'anno, di un clima di maggiore incertezza. In rallentamento anche gli investimenti fissi lordi, che sono cresciuti del 2,4% dopo un aumento del 6,5% nel 2000. In termini relativi, la frenata è stata più forte per i beni strumentali che non per le costruzioni. L'indebolimento dell'attività produttiva si è riflesso nella stagnazione delle importazioni (+0,2%) mentre la contestuale riduzione della domanda dei paesi dell'Unione europea ha fortemente limitato le esportazioni (+0,8%).

Malgrado il rallentamento congiunturale, l'occupazione è cresciuta del 2,1% (oltre 430 mila persone) ed il tasso di disoccupazione si è ridotto al 9,5% dal 10,6% del 2000. La crescita, che ha interessato tutte le aree territoriali del Paese, si è realizzata esclusivamente per la parte di lavoro a tempo indeterminato ed ha riguardato i settori dei servizi e delle costruzioni, mentre è rimasta sostanzialmente stabile nell'industria e nell'agricoltura.

Il permanere del prezzo del petrolio su un livello superiore ai 25 \$ al barile per gran parte dell'anno ha spinto verso l'alto il tasso di inflazione al consumo, che si è attestato al 2,7% medio annuo. La produzione industriale ha registrato una contrazione dello 0,6% (+3,2% nel 2000), che deriva da variazioni negative dell'1,6% per i beni intermedi e dello 0,1% per i beni finali di investimento e da una variazione positiva dell'1,2% per i beni finali di consumo. Guardando ai singoli settori, aumenti sostenuti sono stati realizzati dalle industrie tessili e dell'abbigliamento (+4,0%) e dall'industria della carta, stampa ed editoria (+3,6%); all'opposto le diminuzioni più forti si sono avute nella produzione dei mezzi di trasporto (-10,0%) e nell'attività di estrazione di minerali (-7,4%). Passata la fase critica della cosiddetta economia della paura, che ha azzerato la crescita del PIL sul finire del 2001, l'anno in corso è iniziato con chiari segnali di ripresa dell'economia statunitense che hanno determinato un miglioramento delle aspettative anche sull'andamento dell'economia europea. L'attività economica dovrebbe quindi progressivamente rafforzarsi nel 2002, sempre che non si verifichi un ulteriore aggravamento della situazione in Medio Oriente.

Al momento, l'aumento atteso del PIL in Italia è dell'1,3-1,4% in media annua, valore che sconta un'accelerazione nel corso dei trimestri che dovrebbe portare la variazione tendenziale a fine anno intorno al 2,5-2,7%. In corrispondenza, la richiesta elettrica sulla rete italiana dovrebbe crescere mediamente del 2% rispetto al 2001.

Nel 2001 la richiesta complessiva di energia elettrica sulla rete ha raggiunto, come evidenziato nel bilancio dell'energia elettrica in Italia - di seguito riportato - sulla base dei dati provvi-

sori a consuntivo registrati dal GRTN, i 305,4 miliardi di kWh, con un aumento, sostanzialmente in linea con il tasso medio di lungo periodo, del 2,3% rispetto al 2000 (298,5 miliardi di kWh). Le perdite sulla rete restano sostanzialmente invariate rispetto al 2000 (6,4% della richiesta complessiva); il consumo totale passa da 279,3 a 285,8 miliardi di kWh con un incremento medio annuo anch'esso pari al 2,3%.

La scomposizione del valore complessivo dei consumi mostra un aumento della quota di energia elettrica al mercato libero rispetto all'anno precedente. I consumi del mercato libero passano, infatti, da 69,9 miliardi di kWh nel 2000 (25% dei consumi totali) ad un valore di 98,5 miliardi di kWh nel 2001 (35% dei consumi). All'interno del mercato libero, a fronte di un leggero calo della quota degli autoconsumi, che passa da 23,8 a 23,0 miliardi di kWh (-3,4%), si registra un aumento considerevole dei consumi di energia elettrica dei clienti idonei che passa da 46,1 a 75,5 miliardi di kWh (+63,7%). A fronte di un aumento della domanda del mercato libero si registra una riduzione della richiesta del mercato vincolato che passa da 209,4 a 187,3 miliardi di kWh di consumi (-10,5%) con una percentuale del 65% dei consumi complessivi nel 2001.

Da un punto di vista settoriale, la crescita della domanda (+2,3%) è stata trainata, in particolare, dai consumi del terziario (+3,8%), in secondo luogo dalla crescita dei consumi dell'industria (+2,0%) e solo in leggera misura dalla crescita dei consumi del settore domestico (+1,1%). Sotto il profilo della produzione, la richiesta totale di energia elettrica sulla rete destinata al mercato italiano è stata soddisfatta per l'84% da produzione nazionale (al netto della produzione destinata ai servizi ausiliari e ai pompaggi) e per il restante 16% dalle importazioni. I dati sulla produzione mostrano come, a fronte di un leggero aumento della quota di fabbisogno coperta da produzione nazionale (+1,2% rispetto al 2000), la quota coperta dalle importazioni aumenta in maniera più consistente (+9,1% rispetto al 2000).

Nel 2001, la potenza richiesta dal sistema elettrico nazionale ha registrato il nuovo massimo storico nel mese di dicembre, con un valore di 51.980 MW alle ore 17 di martedì 11 dicembre, segnando un incremento del 6% rispetto alla punta di domanda dell'anno precedente.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2001 - Valori provvisori

	Bilancio		GWh	Variazioni	
	2001	2000			%
Produzione lorda	279.630	276.629	3.001	1,1%	
Servizi ausiliari	13.127	13.336	-209	-1,6%	
Produzione netta	266.503	263.293	3.210	1,2%	
Ricevuta da fornitori esteri	48.933	44.831	4.102	9,1%	
Ceduta a clienti esteri	556	484	72	14,9%	
Destinata ai pompaggi	9.434	9.130	304	3,3%	
Richiesta Totale Italia	305.446	298.510	6.936	2,3%	
Mercato Vincolato	187.310	209.376	-22.066	-10,5%	
Mercato Libero	75.500	46.124	29.376	63,7%	
Autoconsumi	23.000	23.819	-819	-3,4%	
Totale Consumi	285.810	279.319	6.491	2,3%	
Perdite	19.636	19.191	445	2,3%	
<i>in % della richiesta</i>	<i>(6,4%)</i>	<i>(6,4%)</i>			
Richiesta Totale Italia	305.446	298.510	6.936	2,3%	

I *risultati economico-finanziari* dell'anno 2001 confrontati con quelli dell'anno precedente danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

Milioni di Euro

	Anno 2001	Anno 2000
Utile netto di esercizio	7,4	23,0
Risultato operativo	45,0	49,5
Margine operativo lordo	69,9	63,0
Autofinanziamento	36,3	35,6

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO DEL SETTORE ELETTRICO

Evoluzione in ambito europeo

Nel corso dell'anno 2001 si è assistito ad un intervento sempre più incisivo dell'Unione europea volto essenzialmente ad accelerare il processo di liberalizzazione nei singoli Paesi membri. Su invito del Consiglio europeo di Lisbona del marzo 2000, la Commissione ha presentato all'inizio del 2001, nell'ambito del c.d. "pacchetto de Palacio", una proposta di direttiva recante modifiche della direttiva 96/92/CE e della direttiva 98/30/CE relative a norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale finalizzata a dare una maggiore spinta propulsiva ai processi di liberalizzazione e di armonizzazione. Unitamente alla revisione delle direttive di liberalizzazione del mercato elettrico e del gas, la Commissione ha proposto un regolamento per introdurre regole tariffarie che eliminino le barriere allo sviluppo degli scambi commerciali di energia elettrica e finalizzate all'armonizzazione delle regole per la gestione delle congestioni derivanti dai vincoli di trasporto sulle reti di interconnessione nella direzione di promuovere l'integrazione e la costituzione di uno spazio comune europeo per gli scambi di energia elettrica.

Evoluzione in ambito nazionale

Nel corso dell'anno 2001 il quadro normativo di riferimento per le attività svolte dal GRTN e dalle società controllate si è andato via via arricchendo di provvedimenti che contribuiscono a delineare con maggiore certezza la regolamentazione del settore elettrico, anche se taluni aspetti, pure rilevanti, della disciplina devono essere ancora completati.

Qui di seguito viene svolta una breve rassegna dei provvedimenti normativi e regolamentari di maggiore interesse per le attività del GRTN e delle società controllate intervenuti nel corso dell'anno 2001 e nei primi mesi del 2002.

Testo Unico in materia di espropriazioni

Con decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 è stato adottato il "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazioni per pubblica utilità" con il quale si è inteso disciplinare, in maniera uniforme, la complessa materia dell'espropriazione. Tale provvedimento assume notevole rilevanza, in particolare per quanto riguarda l'attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e, quindi, la realizzazione di nuovi elettrodotti.

Riforma del Titolo V della parte seconda della Costituzione

Con legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3 sono state approvate le modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione. Tale legge, stabilendo un riparto delle competenze normative per molti aspetti innovativo, ha un diretto impatto per le attività del GRTN e, più in generale degli operatori elettrici, avendo previsto la potestà legislativa concorrente, vale a dire quella ripartita tra lo Stato e le Regioni, anche per la "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia".

D.M. 3 maggio 2001 - Direttiva all'Acquirente unico Spa

Con decreto 3 maggio 2001 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha adottato una direttiva recante taluni indirizzi alla società Acquirente unico anche al fine di consentire alla stessa di predisporre le strutture interne indispensabili per la sua operatività. In particolare, la direttiva prevede che l'Acquirente unico, al fine di assicurare la copertura del fabbisogno del mercato vincolato, acquisti energia elettrica e disponibilità di capacità di generazione di norma attraverso il sistema di negoziazione del mercato elettrico. Nel caso in cui attraverso tale modalità di acquisto non possano essere garantite le finalità di sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti nonché di diversificazione delle fonti energetiche cui l'AU è tenuto, questi potrà ricorrere alla contrattazione bilaterale.

D.M. 9 maggio 2001 di approvazione della disciplina del mercato elettrico

Con decreto 9 maggio 2001 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato è stata approvata la Disciplina del mercato elettrico. Il documento che detta le regole di funzionamento del futuro mercato elettrico prevede, in estrema sintesi, che lo stesso sia articolato in una pluralità di mercati: un mercato del giorno prima dell'energia, un mercato di aggiustamento da svolgersi in due sessioni, un mercato per la risoluzione delle congestioni, un mercato della riserva e un mercato di bilanciamento.

In aggiunta alla regolamentazione dei mercati di cui sopra, la Disciplina stabilisce altresì le regole per la contrattazione dei certificati verdi nella sede organizzata dal Gestore del mercato elettrico in base a quanto previsto all'art. 6 del decreto ministeriale 11 novembre 1999 in materia di fonti rinnovabili.

D.M. 10 dicembre 2001

Con decreto del Ministro delle attività produttive del 10 dicembre 2001 sono state apportate talune modifiche al D.M. 21 novembre 2000 in materia di cessione al mercato dell'energia di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99, c.d. energia CIP 6. In particolare, lasciando invariato l'assetto di fondo, il decreto del MAP è intervenuto apportando taluni correttivi alla precedente regolamentazione che possono così riassumersi:

- le assegnazioni vengono effettuate esclusivamente per forniture annuali e non più anche per forniture mensili e la capacità assegnata è costante nell'anno;
- la potenza minima installata nei siti dei clienti interrompibili è pari a 10 MW anziché 20;
- viene in parte rivisto il prezzo a base d'asta.

Si segnala che successivamente alla chiusura dell'esercizio è stato emanato, nel quadro degli interventi volti a dare impulso e certezza al processo di liberalizzazione e ad aumentare l'offerta di energia elettrica, il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7 (convertito in legge 3 aprile 2002) recante "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale", c.d. decreto sblocca centrali.

Oggetto del provvedimento è la semplificazione delle procedure per la realizzazione e il ripotenziamento delle centrali di energia elettrica con potenza superiore a 300 MW termici; in par-

ticolare il decreto stabilisce che la realizzazione di tali interventi, ivi comprese le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio, sono dichiarate opere di pubblica utilità e soggetti ad una autorizzazione unica rilasciata dal Ministro delle attività produttive la quale sostituisce la molteplicità di autorizzazioni, concessioni e altri atti previsti dalla normativa vigente.

Inoltre con un recente decreto del Ministro delle attività produttive del 18 marzo 2002 sono state apportate modifiche e integrazioni alla disciplina vigente in materia di fonti rinnovabili di cui al D.M. 11 novembre 1999. Tra le altre modifiche si segnala in particolare che, in materia di rifacimento degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, ai fini della qualificazione prope-deutica al rilascio dei certificati verdi, è stata introdotta la fattispecie del rifacimento parziale per quegli impianti per i quali non sia stata effettuata la sostituzione o la totale ricostruzione di tutte le principali parti dell'impianto, nonché sono stati dettati i criteri per il relativo riconoscimento. In tal modo nei casi di rifacimento parziale degli impianti non sarà più necessario chiedere il parere di conformità del Ministero dell'ambiente e dell'Autorità per l'accoglimento della domanda come previsto nel D.M. 11 novembre 1999, essendo il GRTN l'unico soggetto titolato a valutare in via esclusiva la domanda di qualifica.

Sintesi delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Accanto ai provvedimenti di carattere normativo si segnalano, inoltre, le numerose delibere adottate nel corso dell'anno dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'esercizio delle sue funzioni istituzionali di soggetto regolatore del settore. Qui di seguito vengono richiamate alcune delibere di interesse prevalente del GRTN e delle società dallo stesso controllate:

- **delibera 95/01** con la quale l'Autorità ha dettato le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, con particolare riferimento alla gestione delle congestioni, al mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e alla gestione della riserva;
- **delibera 228/01** di approvazione del "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica". Con tale testo integrato l'Autorità ha inteso effettuare un riordino delle disposizioni in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di trasporto per i clienti liberi e vincolati, del servizio di misura nonché del servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato, con valore in parte ricognitivo della regolamentazione esistente in parte innovativo;

- **delibera 304/01** con la quale l'Autorità ha approvato i valori dei parametri definiti dal GRTN per la determinazione della parte fissa del canone annuale da riconoscere ai proprietari della rete di trasmissione nazionale;
- **delibere 301/01, 305/01, 321/01 e 327/01** con le quali l'Autorità ha definito le regole per le importazioni di elettricità dall'estero per l'anno 2002. Le modalità di assegnazione della capacità di interconnessione con l'estero ai clienti del mercato libero hanno previsto una distinzione della frontiera elettrica in un pool nord-occidentale costituito dalla frontiera francese e da quella elvetica e in un pool nord-orientale costituito dalla frontiera austriaca e da quella slovena; un meccanismo di ripartizione pro-rata sulla base delle richieste pervenute al GRTN con l'imposizione di un limite massimo del 10% della capacità totale di trasporto; un mercato secondario per la cessione della capacità;
- **delibera 308/01** in materia di cessione dell'energia c.d. CIP 6 con la quale l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal D.M. 21 novembre 2000 come modificato per effetto del citato D.M. 10 dicembre 2001, ha disciplinato le procedure concorsuali per la vendita, al mercato libero, dell'energia elettrica incentivata prodotta da fonti rinnovabili e assimilate per l'anno 2002. In particolare sono state previste tre distinte aste al rialzo in relazione alle tre tipologie di clienti individuate dal decreto: clienti disponibili a distacco istantaneo del carico, clienti disponibili a distacchi con preavviso nonché clienti idonei non interrompibili e sono stati stabiliti dei limiti massimi alla capacità che può essere richiesta da ciascun operatore; in particolare il 20% della capacità assegnabile nella singola procedura e il 15% della capacità assegnabile complessivamente nelle tre procedure. Successivamente con delibera 20/02 l'Autorità ha dettato disposizioni ulteriori in materia di procedure concorsuali per la cessione dell'energia c.d. CIP 6 prevedendo che l'energia non assegnata in base alla delibera 308/01 venga assegnata dal GRTN applicando le medesime disposizioni della citata delibera ad eccezione della previsione relativa ai limiti c.d. antitrust.
- **delibera 310/01** con la quale l'Autorità ha apportato una semplificazione ed aggiornamento alle regole vigenti per la separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche;
- **delibera 317/01**, successivamente modificata e integrata dalla delibera 36/02, con la quale l'Autorità ha dettato le condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica ai clienti del mercato libero da valere sino all'entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99. In particolare, il servizio di dispacciamento erogato dal GRTN comprende il bilanciamento dell'energia elettrica ai fini del mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia, ivi inclusa la riserva, e lo scambio dell'energia elettrica ai fini della compensazione delle differenze tra l'energia immessa e prelevata dagli operatori. Per accedere a tali servizi gli operatori sono tenuti a stipulare appositi contratti di bilanciamento e di scambio con il GRTN.

La delibera disciplina altresì le modalità di approvvigionamento da parte del GRTN delle risorse necessarie per il dispacciamento prevedendo che le risorse per garantire l'equilibrio complessivo delle immissioni e dei prelievi di energia debbano essere rese disponibili in primo luogo dall'Enel Spa e in particolare dagli impianti ammessi agli *stranded costs* ovvero da analoghi impianti, sempre ammessi agli *stranded costs*, nella titolarità di soggetti diversi da Enel Spa.

PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DELL'ESERCIZIO

Gestione della rete di trasmissione nazionale

L'attività di trasmissione del Gestore sulla rete di trasmissione nazionale ha lo scopo di trasferire l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione e dalle importazioni a tutti i nodi di prelievo di distribuzione. In relazione a tale attività il GRTN è chiamato a dare impulso alle attività previste per la realizzazione e la manutenzione della rete di trasporto e delle stazioni di connessione con gli impianti di produzione e con le reti di distribuzione.

Il D.lgs 79/99 di riforma del settore elettrico attribuisce la gestione delle attività connesse alla RTN al GRTN in regime di concessione. La proprietà delle linee di trasporto, delle stazioni di trasformazioni e degli elementi che compongono la RTN rimane, invece, in capo ai rispettivi titolari: una quota superiore al 90% appartiene alla società Terna Spa del gruppo Enel Spa. Data la separazione tra le attività di gestione della RTN e la proprietà degli asset sottostanti, il Gestore è tenuto a stipulare convenzioni con le società che dispongono delle reti di trasmissione al fine di disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione. Tali convenzioni sono stipulate in conformità della "Convenzione tipo per la disciplina degli interventi di manutenzione e di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale e dei dispositivi di interconnessione con altre reti di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79", approvata dal Ministero del commercio, dell'industria e dell'artigianato con decreto ministeriale 22 dicembre 2000.

Al fine di regolamentare i rapporti con i proprietari di rete il GRTN, sulla base di quanto previsto dal decreto ministeriale 22 dicembre 2000, ha predisposto e inviato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la relativa approvazione:

- la proposta per la determinazione dei valori delle componenti fisse dei canoni annuali f_i , da corrispondere ai Titolari a copertura dei costi di esercizio e manutenzione, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito, relativi agli elementi di rete, di cui all'art. 16, comma 7 della Convenzione Tipo;
- la proposta per la "Determinazione dei valori dei parametri per il calcolo delle componenti A e P, di cui all'art. 16, comma 3 e del parametro di cui all'art. 18, comma 2 della Convenzione Tipo Gestore - Titolari della RTN", necessari alla determinazione della componente del canone annuale, da corrispondere ai Titolari, commisurata alla disponibilità degli elementi di rete;
- la proposta per i "Contratti di servizio tipo per la disciplina dei rapporti relativi alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione ed allo sviluppo delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale e funzionali alla rete medesima", ai sensi dell'art. 3, comma 5 della Convenzione Tipo.

L'Autorità ha finora approvato, con delibera 304 del 13 dicembre 2001, le componenti fisse dei canoni annuali f_i ; l'approvazione di tutti gli elementi è necessaria alla completezza delle convenzioni stipulate con i titolari.

Interventi sulla Rete di trasmissione nazionale

Il GRTN, in base a quanto disposto dalla convenzione di concessione, predispone ogni anno il proprio programma triennale di sviluppo (PTS). Tale programma, scorrevole in quanto aggiornato ogni anno, contiene il piano industriale di sviluppo della RTN per il triennio successivo e tiene preliminarmente conto dei pareri e delle osservazioni dei proprietari degli elementi di rete in modo da considerare tutte le complementarità tra la rete esistente e il suo sviluppo.

Gli interventi programmati nel primo Piano Triennale di Sviluppo della rete 2001-2003 prendevano in considerazione sia le attività di sviluppo della RTN già decise dall'Enel prima della costituzione del GRTN e in corso di realizzazione, sia le nuove attività di sviluppo decise dal GRTN e da avviare nel triennio 2001-2003. Di seguito si riassumono brevemente gli interventi di sviluppo previsti dal PTS e si dà nota dello stato di realizzazione.

Gli investimenti previsti nel piano 2001-2003 possono essere classificati in tre categorie principali:

- potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero;
- potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale;
- realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione.

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

Con riferimento agli interventi previsti di potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero, sia di breve-medio termine che di più lungo termine, con la realizzazione di nuove linee di interconnessione, nel corso dell'anno si sono svolti interventi che hanno riguardato:

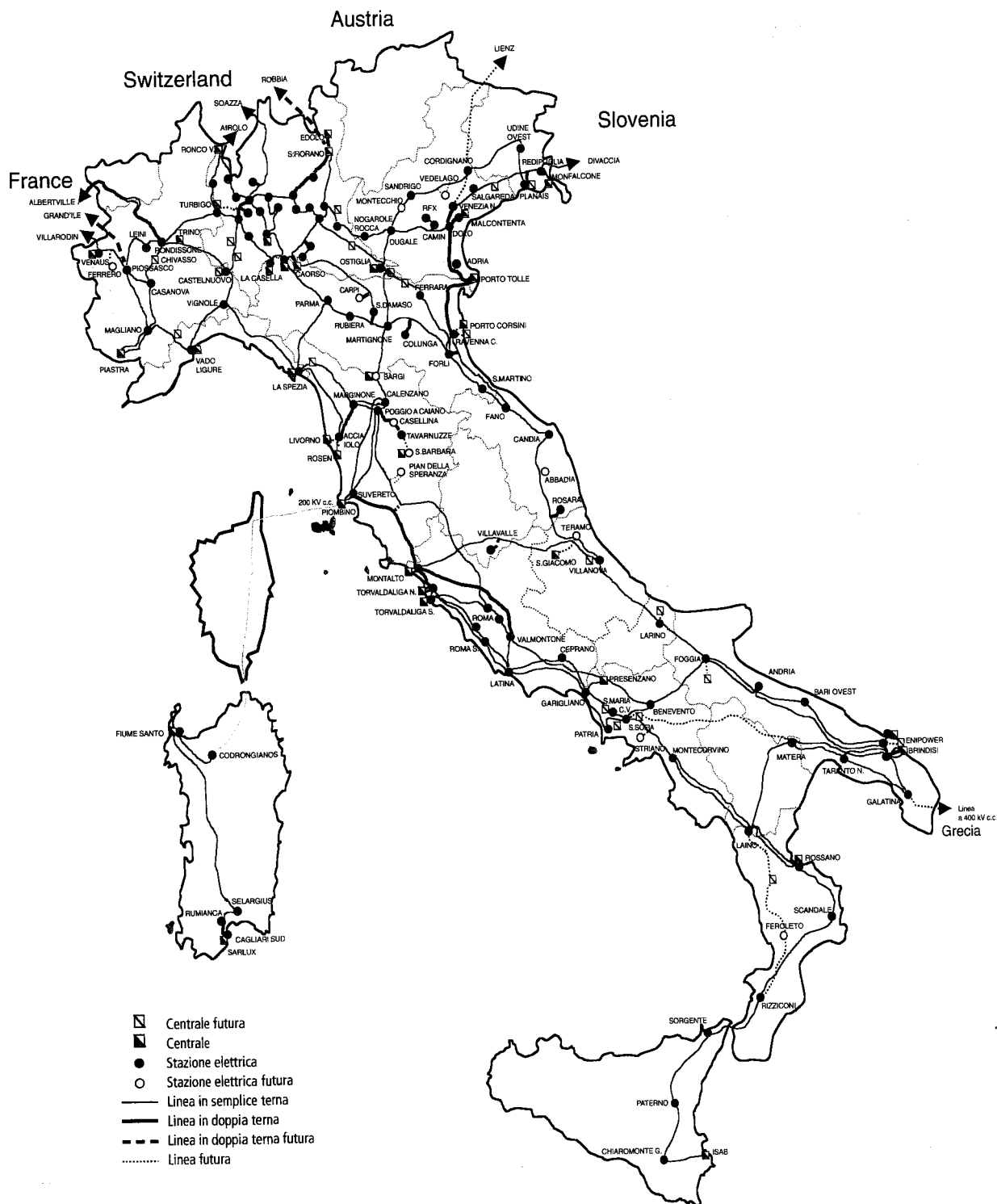
- le stazioni elettriche di Musignano, Soverzene ed Avise;
- alcune tratte di conduttori sulle linee Bulciago-Soazza (14 Km) e Bulciago-Bovisio (4 Km);
- le attività propedeutiche all'installazione dei PST (Phase Shifter Transformer) sulla linea in doppia terna a 380 kV "Rondissone-Albertville";
- le attività propedeutiche alla realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano Robbia (I-CH);
- le attività svolte per la realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "Cordignano-Lienz (I-A)";
- le attività svolte per la realizzazione del nuovo collegamento in corrente continua (HVDC) fra la Sardegna ed il Continente;
- le attività per la realizzazione del nuovo collegamento in corrente alternata (AC) fra la Sardegna e la Corsica;
- le attività per la realizzazione del nuovo collegamento in corrente continua (HVDC) a 400 kV Italia-Grecia.

Potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale

Con riferimento all'attività di potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale le principali realizzazioni concluse sono le seguenti:

- nuovo elettrodotto in cavo a 220 kV tra le stazioni Marghera Stazione I e Marghera Stazione IV (area territoriale di Venezia);

Rete elettrica italiana a 380 kV



- potenziamento della linea a 220 kV "Salgareda-Pordenone" mediante sostituzione dei conduttori esistenti (area territoriale di Venezia);
- nuovo elettrodotto a 380 kV "Ravenna Canala-Porto Corsini", costruito sull'esistente linea a 220 kV (area territoriale di Firenze);
- nuovo elettrodotto a 220 kV "Dolo-Villabona" ottenuta mediante riclassamento dell'esistente linea a 132 kV (area territoriale di Venezia);
- riclassamento a 132 kV della linea a 220 kV "Candia-Colunga" (area territoriale di Roma);
- nuovo elettrodotto a 150 kV "Accadia-Anzano" (area territoriale di Napoli);
- nuovo elettrodotto a 150 kV "Benevento Il-Foiano" (area territoriale di Napoli);
- nuovo elettrodotto a 150 kV "Benevento Il-Montefalcone V" (area territoriale di Napoli);
- connessione alla RTN di circa 18 cabine primarie delle società elettriche di distribuzione;
- 8 batterie di condensatori di rifasamento sulle sezioni a 132-150 kV delle stazioni elettriche di Bovisio, Verderio, Lonato, Sandrigo, Cordignano, Rosara, Carpi Sud e Fulgatore;
- 7 ATR 380/132 kV e 220/132 kV da 160/250 MVA nelle stazioni di Ostiglia, Magenta, Nogarole Rocca, Villabona, Poggio a Caiano, Rumianca e Villasor;
- 3 TR 132/MT da 31,5/40 MVA nelle stazioni di Vellai e Villabona;
- 17 stalli a 220 kV nelle stazioni di Dugale, Dolo, Malcontenta, Marghera Stazione IV, Marghera Stazione I, Villabona e Ilva-Taranto, di cui 12 in esecuzione blindata;
- 13 stalli a 132/150 kV nelle stazioni di Taloro, Cagliari Sud, Roma Ovest, Colunga, San Martino in XX, Este e Sondrio, di cui 6 in esecuzione blindata;
- due smistamenti a 220 kV nelle stazioni di Marghera Stazione IV e Villabona;
- uno smistamento in esecuzione blindata a 150 kV nella stazione di Taloro.

Connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

In attesa dei provvedimenti dell'AEEG intesi a completare le condizioni tecnico-economiche di connessione alla RTN il Gestore ha avviato, nel corso dell'anno, le attività per la realizzazione delle connessioni degli impianti delle seguenti società e riferite capacità produttive e siti di localizzazione a fianco indicate:

- ENIPOWER (1200 MW) di Ferrera Erbognone;
- ENIPOWER (800 MW) di Mantova;
- ENIPOWER (800 MW) di Ravenna;
- ENIPOWER (1200 MW) di Brindisi;
- FOSTER WHEELER (400 MW) di Voghera;

oltre a :

- diverse stazioni e linee elettriche necessarie alla connessione di centrali, le cui attività di progettazione e realizzazione erano già in corso prima della costituzione della società GRTN.

Modifiche organizzative GRTN

Al fine di rendere la propria struttura organizzativa più aderente e funzionale all'esercizio delle proprie competenze e di rispondere in maniera flessibile ai cambiamenti esterni derivanti

dall'implementazione della riforma del sistema elettrico il GRTN si è dotato, come verrà ampiamente descritto nel seguito, di una nuova struttura organizzativa che ha riguardato una ridefinizione di competenze anche per quanto riguarda l'esercizio della gestione della RTN in modo da fornire più efficacemente una valida risposta alle relazioni con i proprietari della rete anche a livello territoriale.

In tale contesto le varie sedi territoriali del GRTN sono chiamate a concorrere nelle seguenti principali attività:

- di controllo in tempo reale della rete elettrica, attualmente effettuato tramite il Sistema SCPT, ereditato dall'Enel e che a breve sarà sostituito dal nuovo Sistema SCTI (Sistema di Controllo e Teleconduzione Impianti). Ciascuna sede, gestisce sia le porzioni di rete a 132 kV e/o 150 kV (direttamente), sia quelle a 380 - 220 kV (d'intesa con il Centro nazionale di Controllo). Al fine di ottimizzare gli assetti della rete controllata nelle varie condizioni di esercizio e mantenere il sistema elettrico in sicurezza anche in presenza di elementi di rete indisponibili, di avarie o di perturbazioni, e al fine di mantenere i migliori profili di tensione e frequenza, assicurando anche il ripristino del servizio elettrico in caso di black-out (più o meno esteso), le varie sedi coordinano le manovre di esercizio eseguite dai vari soggetti interessati (Centri di Teleconduzione dei Proprietari della rete, Centri operativi dei Gestori delle reti di distribuzione, Sale manovra di centrale, Utenti AT, etc.);
- di coordinamento in tempo reale dei sistemi di regolazione della tensione con emissione sia dei segnali per i regolatori regionali di tensione sia dei comandi di distacco manuale del carico tramite il Banco Manovra Emergenza per l'utenza diffusa ed il Banco Manovra per i Clienti interrompibili. Nelle Sale Controllo delle Sedi Territoriali di Cagliari e di Palermo viene inoltre regolata la frequenza, rispettivamente, delle reti AAT-AT di Sardegna e Sicilia;
- di definizione dei piani d'indisponibilità degli elementi di rete e – nell'attuale fase di "dispacciamento passante" – dei gruppi di generazione, coordinando e deliberando le manutenzioni annuali programmate richieste dai Proprietari della rete e dai Produttori. In attesa delle nuove procedure operative che saranno adottate con l'avvio del mercato elettrico, nell'ambito delle Sedi Territoriali vengono inoltre effettuate le previsioni del fabbisogno in potenza ed in energia per il breve ed il medio periodo e le previsioni della riserva operativa d'area.

Il mercato libero, assegnazione energia acquistata "spot" sul mercato estero e nazionale incentivata

Il mercato libero dell'energia, nel corso del 2001, è stato caratterizzato, come già precedentemente evidenziato, da consumi per circa 98 TWh, di cui 22 TWh da autoproduzione. Alla copertura dei 76 TWh di consumo dei clienti idonei hanno contribuito le importazioni per circa 27,4 TWh, la produzione ritirata dal GRTN ai sensi del comma 12, dell'art. 3 del D.lgs 79/99 (c.d. produzione CIP 6) per circa 34 TWh (su una produzione totale di 53,5 TWh) e altra produzione nazionale direttamente venduta dai produttori a clienti idonei per 14,6 TWh (19%).

Sotto il profilo operativo-gestionale, la stipula dei rispettivi contratti di trasporto sulla RTN dell'energia immessa in rete e destinata ai clienti idonei, per l'anno 2001 non ha presentato par-

titolari problematiche e la gestione dei contratti e i saldi delle rispettive partite commerciali è stata effettuata sulla base del sistema di vettoriamiento e di riconciliazione e scambio già utilizzata per l'anno 2000.

In particolare le attività che si sono svolte possono così riassumersi :

Assegnazione dell'energia acquistata "Spot" sul mercato estero

Il GRTN, sempre dietro autorizzazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha proseguito nella sua attività di vendita al mercato libero di energia di importazione acquistata "spot" sul mercato.

Per l'importazione di energia elettrica il GRTN ha impiegato la capacità di interconnessione che si rendeva utilizzabile in maniera non prevedibile e discontinua in eccesso rispetto alla capacità di interconnessione disponibile.

L'assegnazione dell'energia così importata, effettuata sulla base di bandi di richiesta mensili a priori senza garanzia di fornitura, è stata riservata ai titolari di contratti di vettoriamiento e solo ai fini di riconciliazione.

In particolare si precisa che, a fronte di 3.700 GWh richiesti nell'anno 2001, ne sono stati assegnati circa 1.070 GWh , ad un prezzo medio annuo di 6,42 centesimi di Euro/kWh.

Energia prodotta da impianti CIP/6 acquistata dal Gestore e ceduta al mercato libero

La disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti "incentivati" (c.d. impianti CIP 6) è passata, a partire dal 1° gennaio 2001, in carico al GRTN sulla base delle disposizioni del D.M. 21 novembre 2000 e di quanto stabilito all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99. Il comma 13 dello stesso articolo prevede che il Gestore, dalla data di entrata in funzione del sistema di dispacciamento di merito economico, ceda l'energia acquistata sul mercato. Il MICA, oltre a trasferire i diritti di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs 79/99 al GRTN, con il D.M. 21 novembre 2000, ha anticipato la data di vendita al mercato libero dell'energia prodotta da impianti CIP 6 stabilendone l'allocazione sul mercato, per l'anno 2001, secondo specifiche procedure fissate dall'Autorità. Nel dicembre 2001, un'ulteriore decisione del MAP ha, in attesa dell'operatività della borsa dell'elettricità, confermato l'allocazione sul mercato libero dell'energia prodotta da impianti CIP 6 anche per l'anno 2002.

Gli impianti "incentivati" hanno dato luogo, nel 2001, ad una produzione di circa 53,5 TWh, che, tenuto conto dell'entrata in esercizio commerciale di nuovi impianti e dell'apporto degli impianti delle aziende produttrici-distributrici, è destinata ad incrementarsi nel corso del 2002.

Si riporta nelle tabelle seguenti, la composizione dell'energia prodotta da impianti "incentivati" per tipologia di incentivo (ai sensi del provvedimento del CIP 6/92 e successive modificazioni o delle deliberazioni dell'Autorità 108/97 e 82/99):

Quantità e valore dell'energia "incentivata" acquistata dal GRTN nell'anno 2001 per tipologia e misura di incentivo:

ACQUISTI DI ENERGIA ANNO 2001

	GWh	Milioni di Euro	€/kWh
Provvedimento CIP 6/92	47.153	4.327,5	0,091776
Delibera 108/97	3.603	209,4	0,058113
Delibera 82/99	2.769	168,1	0,060705
Totale	53.525	4.705,0	0,087902

Relativamente alle caratteristiche del Produttore l'energia acquistata è stata così ripartita :

	GWh
Grandi Produttori Nazionali	42.488
Piccoli Produttori Nazionali	5.403
Produttori - Distributori	5.634
Totale	53.525

Sempre nel corso dell'anno 2001 il GRTN ha provveduto a svolgere l'attività per l'assegnazione della Capacità produttiva per l'anno 2002.

Al riguardo la delibera 308/01 del 21 dicembre 2001 ha definito le modalità per lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione dell'energia c.d. CIP 6 al mercato libero per l'anno 2002.

La delibera stabilisce che il GRTN, dopo aver definito la capacità produttiva assegnabile per l'anno 2002 riservi 500 MW a clienti disposti all'interruzione istantanea della fornitura e 1500 MW a clienti disposti all'interruzione con preavviso della fornitura. In relazione a quanto sopra, il GRTN assegna la capacità produttiva in tre procedure concorsuali distinte

- a clienti interrompibili istantaneamente;
- a clienti interrompibili con preavviso;
- a clienti idonei non disponibili all'interruzione della fornitura.

L'assegnazione avviene mediante un meccanismo di rilanci sul prezzo base d'asta. I soggetti interessati possono richiedere l'assegnazione di capacità produttiva offrendo un prezzo superiore ad un prezzo base d'asta e procedere ad un ulteriore rilancio qualora la richiesta complessiva della capacità produttiva sia superiore a quella disponibile per l'assegnazione.

Al fine di evitare la concentrazione della capacità produttiva in capo ad un numero ristretto di soggetti, l'Autorità ha previsto dei tetti antitrust nell'espletamento delle procedure concorsuali, in base alle quali a nessun soggetto è consentito accedere alla singola procedura concorsuale con una richiesta di assegnazione di capacità produttiva superiore al 20% della capacità produttiva disponibile per ciascuna delle procedure concorsuali e al 15% della capacità produttiva complessivamente disponibile per l'assegnazione per tutte le procedure concorsuali.

Il GRTN quindi, in attuazione di quanto previsto dal decreto ministeriale 21 novembre 2000, come modificato dal D.M. 10 dicembre 2001, nonché dalla citata delibera 308/01, ha proceduto ad assegnare per l'anno 2002 la capacità prodotta dagli impianti "incentivati" in tre procedure distinte sulla base della tipologia dei clienti idonei, interrompibili e non, a cui destinare la capacità.

Le tre procedure, come previsto nella delibera 308/01, hanno avuto luogo in sequenza, sulla base della ripartizione della capacità disponibile per l'assegnazione in:

- 500 MW a clienti interrompibili istantaneamente;
- 1.500 MW a clienti interrompibili con preavviso;
- 2.500 MW a clienti non disponibili ad interruzione della fornitura.

L'energia non allocata mediante le procedure concorsuali, pari alla differenza tra l'energia prodotta stimata per il 2002 e l'energia allocata al mercato libero è previsto sia ceduta dal GRTN alle società di distribuzione ai prezzi riconosciuti per il mercato vincolato.

Importazioni e allocazioni della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione

L'Autorità per l'energia con la delibera 219/00 ha disciplinato, alla fine del 2000, le modalità per l'allocazione della capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per l'anno 2001.

In base a tale delibera il GRTN ha assegnato, prima su base annuale e poi su base mensile circa 1.550 MW per complessivi 12.000 GWh (27% della capacità complessiva disponibile) sulle linee di interconnessione con l'estero. A tale assegnazione ha fatto seguito un consistente volume di scambio dei diritti di accesso sull'interconnessione al quale il GRTN, come previsto dalla citata delibera 219/00, ha dato supporto consentendo l'esposizione delle offerte di acquisto e vendita di bande.

Dal marzo 2001, in attuazione di quanto previsto dalla direttiva del MICA del 21 dicembre 2000 e di quanto stabilito dalla delibera 21/01 dell'Autorità del 14 febbraio 2001, è stato avviato, in via sperimentale, il collocamento sul mercato libero di 200 MW di capacità disponibile dall'estero a clienti c.d. "interrompibili" che si sono resi disponibili al distacco istantaneo di carico. Sempre nel corso dell'anno 2001, il GRTN ha inoltre provveduto ad assegnare l'ulteriore capacità di 100 MW resasi disponibile sull'interconnessione per i mesi di novembre e dicembre in seguito alla rimozione di vincoli tecnici sulla linea a 380kV Bulciago-Soazza.

Per quanto riguarda, invece, la capacità disponibile sull'interconnessione per l'anno 2002 il GRTN, alla fine del mese di dicembre 2001, ha provveduto ad assegnare la capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione per il mercato libero nel 2002, la procedura di assegnazione si è conclusa il 20 dicembre 2001.

Il risultato della procedura si è concluso con l'assegnazione dei 500 MW di capacità a 48 imprese disposte all'interruzione istantanea della fornitura.

Successivamente il GRTN ha proceduto ad assegnare, su base annuale, la capacità di trasporto residua sull'interconnessione destinata a clienti idonei non interrompibili. L'assegnazione si è conclusa il 28 dicembre 2001.

I risultati delle procedure si sono conclusi con l'assegnazione a 48 soggetti dei 1153 MW di capacità disponibile per l'allocazione (al netto della quota riservata alla RSM, SCV ed alla Corsica) sulla frontiera NW; a 13 soggetti dei 10 MW di capacità disponibile sulla frontiera austriaca e a 17 soggetti dei 190 MW di capacità disponibile sulla frontiera slovena.

Promozione della produzione di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

Nell'ambito delle azioni previste dalla riforma del settore elettrico finalizzate alla promozione delle fonti rinnovabili la nuova disciplina introduce l'obbligo di immettere nella RTN una percentuale minima di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'obbligo, da parte dei produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali può essere rispettato o attraverso propria produzione o attraverso l'acquisizione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili o dei diritti relativi (*certificati verdi*) da produttori terzi.

Il certificato verde, di taglia minima pari a 100 MWh, attesta la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assegna al titolare il diritto di utilizzo del certificato.

In tale ottica la normativa assegna al GRTN il compito tecnico di qualificare gli impianti entrati in esercizio, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento o riattivazione suc-

cessivamente al 1° aprile 1999, la cui produzione derivi da fonti rinnovabili, e conseguentemente, l'obbligo di rilasciare i certificati verdi ai richiedenti.

Sulla base dei criteri previsti nel Decreto, è stata sviluppata una procedura ad hoc per la qualificazione "IAFR" (Impianto Alimentato da Fonte Rinnovabile), pubblicata sul sito internet del GRTN (www.grtn.it) sotto la voce 'certificati verdi'. L'avvio della procedura prevede la formulazione al GRTN della domanda di qualifica "IAFR", cui vengono allegati i principali dati tecnici e documentali. Il GRTN provvede all'esame e al riconoscimento della qualifica IAFR, tramite una Commissione di Qualificazione interna.

L'attività di qualificazione si svolge attraverso analisi documentata delle singole richieste e, se necessario, attraverso incontri tecnici con i titolari degli impianti e sopralluoghi di verifica. Nel dettaglio l'attività operativa di qualifica IAFR ha impegnato l'azienda su molteplici fronti :

- è stato predisposto un sistema informatico per la gestione documentale del processo di qualificazione IAFR, che va a popolare un data base origine, necessario per alimentare la procedura, utilizzata per l'emissione e la gestione dei CV;
- sono stati effettuati numerosi incontri presso la sede del GRTN, richiesti dai proprietari degli impianti, per fornire chiarimenti in merito all'istruttoria di qualifica IAFR;
- sono stati effettuati dei sopralluoghi, ritenuti necessari per il riscontro in sito degli interventi presentati nelle domande di qualifica.
- sono stati inoltre predisposti i documenti di supporto alle diverse riunioni operative della Commissione di qualificazione, con cadenza all'incirca mensile, a partire dalla fine dell'anno 2000, esaminando 251 richieste di qualificazione IAFR;
- gli impianti qualificati IAFR sono risultati pari a 154.

L'attività di qualificazione non ha in generale comportato problemi di particolare rilievo per la maggior parte delle richieste pervenute alla Commissione di qualificazione del GRTN.

Attività internazionali svolte dal Gestore della rete

Nel corso dell'anno 2001, gli indirizzi strategici dettati dal legislatore esplicano effetti diretti sul campo delle attività del Gestore di rete di trasmissione che, per il ruolo che gli è stato conferito dalla legge, deve gestire una serie di rapporti di collaborazione con i gestori di rete esteri verso obiettivi rispondenti allo sviluppo delle interconnessioni e alla sicurezza degli approvvigionamenti.

In questo quadro al momento l'attività internazionale del Gestore di rete si muove quindi lungo due linee di intervento:

- da un lato attraverso la gestione e il coordinamento delle relazioni con gli Organismi internazionali per l'esercizio dei sistemi elettrici interconnessi (ETSO, UCTE, SUDEL), con le Istituzioni comunitarie, e con i Gestori di rete dei Paesi Terzi;
- dall'altro attraverso la valutazione e la promozione delle condizioni atte a favorire una regolamentazione comunitaria per l'apertura del mercato elettrico al fine di garantire la sicurezza del sistema e il buon funzionamento delle attività di core business del gestore.

Quest'ultima attività in particolare si inserisce nel quadro di riforma regolamentare avviato a livello comunitario nel corso del 2001 attraverso la revisione della direttiva 96/92/CE e della direttiva 98/30/CE recanti norme comuni per i mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale al fine di accelerarne il processo di liberalizzazione e di integrazione nel mercato unico europeo. Nello stesso contesto la Commissione europea ha proposto un regolamento comunitario volto ad introdurre regole tariffarie comuni che eliminino le barriere allo sviluppo degli scambi commerciali di energia elettrica e creino le condizioni per una gestione armonizzata delle congestioni di rete. Sempre al fine di portare a compimento la riforma, è attualmente in discussione a Bruxelles, il nuovo pacchetto di misure in materia di sviluppo delle infrastrutture di rete, volte a rivedere gli orientamenti per il finanziamento di progetti di interesse comune nell'ambito delle Reti transeuropee dell'energia (TEN), compreso l'innalzamento del massimale di cofinanziamento comunitario per tali progetti, e il raggiungimento di un adeguato livello di interconnessione tra i sistemi nazionali.

In questo ambito le attività internazionali svolte dal Gestore nel corso del 2001 sono riferite alla:

1. partecipazione alle attività degli Organismi Internazionali quali l'ETSO (European Transmission System Operators Association); l'UCTE (Union for the coordination of Transmission of Electricity) e la Sudel (Organizzazione Regionale Sistemi Elettrici sud Europa) anche al fine di promuovere il ruolo del Gestore in sede internazionale;
2. partecipazione e start up del progetto RECS (Renewable Energy Certificate System) volto all'introduzione a livello europeo di un sistema volontario di incentivazione alle fonti rinnovabili attraverso la commercializzazione di certificati RECS emessi da organi emittenti, tra cui il GRTN;
3. stipula e sottoscrizione degli accordi bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni estere (es. Algeria) e per la promozione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi del D.lgs. 79/99 (Albania);
4. supporto alle Istituzioni Nazionali per la definizione del quadro normativo comunitario attraverso la presentazione di proposte per la modifica della proposta di modifica della direttiva 96/92/CE, degli orientamenti in materia di TEN, del Regolamento comunitario sul Cross Border Tariff;
5. partecipazione ai Progetti di ricerca Europea finanziati nell'ambito del Quinto programma quadro di ricerca e sviluppo tecnologico e ai progetti di interesse comune in materia di TEN per lo sviluppo delle interconnessioni con l'Austria e con la Svizzera;
6. partecipazione all'attività dei gruppi di lavoro in sede ETSO volta alla sottoscrizione del Cross Border Tariff Agreement (CBT) per gli scambi transfrontalieri di elettricità, attività culminata con la firma dell'accordo CBT per il periodo dal 1 aprile 2002 al 31 dicembre 2002;

Attività informatiche

Mentre l'anno 2000 è stato caratterizzato dalla definizione delle esigenze aziendali e dalla impostazione dei progetti applicativi e infrastrutturali necessari alle varie funzioni al fine di

dotare il GRTN di una dimensione informatica adeguata alle esigenze che scaturiscono dalle funzioni assegnategli, l'anno 2001 è stato caratterizzato dal notevole sforzo per il completamento di una parte di tali progetti e l'entrata in servizio di alcuni. Tale impegno ha riguardato:

- il sistema per la raccolta via Internet dei dati per le statistiche del settore elettrico;
- il sistema per la gestione commerciale dei produttori CIP 6;
- il sistema ERP a supporto delle attività di amministrazione, finanza e controllo nonché di gestione delle risorse umane;
- il sistema di rilevazione delle presenze;
- il sistema di supporto alla qualificazione degli impianti per la emissione dei Certificati Verdi;
- il sistema dei dati comuni che integra ed unifica le informazioni chiave di tutte le banche dati (amministrative, commerciali e tecniche).

Di particolare significato sono state le funzioni che si sono via via sviluppate sul sito Internet GRTN, dalla pubblicazione di notizie e documenti, alla acquisizione in formato elettronico di dati degli operatori del settore elettrico, all'attività di transazioni elettroniche nell'ambito di aste telematiche per l'assegnazione delle bande di interconnessione con l'estero e per la vendita di energia CIP 6, alla presentazione di dati di previsione e consumo in "tempo reale" del sistema elettrico controllato.

Insieme a tali applicazioni sono entrati in esercizio progetti di:

- infrastruttura della rete telematica (è stata aumentata la capacità e l'affidabilità delle reti LAN e WAN, è stata isolata da Enel e potenziata la connessione alla rete Internet realizzando più accessi paralleli, è stata realizzata la rete telematica per il distacco dei clienti interrompibili, sono stati realizzati due sistemi telefonici autonomi del GRTN, uno per il traffico gestionale ed uno per il traffico operativo tra le sale controllo del GRTN) ;
- infrastruttura di elaborazione (è stata realizzata, nella sede di Roma, una potente server farm con oltre 100 sistemi di elaborazione, organizzata per garantire un servizio modulare a tutte le applicazioni interne e a tutte le applicazioni esterne Internet, sono state sostituite o potenziate circa il 35% delle stazioni di lavoro, è stato realizzato un sistema di sicurezza in grado di garantire l'identificazione e autenticazione forte degli utenti, la firma digitale, la crittografia dei dati riservati, è stato attivato un nuovo call center informatico, nell'ambito di un rinnovato contratto di outsourcing a supporto degli utenti interni e degli utenti esterni Internet.

Parallelamente è proseguita l'attività di progetto per sistemi il cui completamento è previsto nell'anno 2002 (il nuovo sistema di controllo in linea della rete elettrica SCTI, il sistema di archiviazione ed elaborazione dati fuori linea FUL, la estensione del sistema di controllo in linea alla rete dei fornitori diversi da Enel non connessi al sistema SCTI, il sistema di Metering.

RISORSE UMANE

Il nuovo contesto del settore elettrico delineato sia dai cambiamenti istituzionali e normativi sia dalla varietà dei soggetti e dalla complessità delle relazioni introdotte dalla concorrenza, ha fatto maturare l'esigenza di adeguare l'organizzazione della Società, conformandola più compiutamente al ruolo di cui è investito il GRTN nel nuovo assetto del settore elettrico.

In particolare, è emersa la necessità di dotarsi di una forma organizzativa che renda il GRTN pienamente rispondente agli obiettivi di indipendenza, neutralità ed efficienza introdotti dalla riforma di liberalizzazione e al tempo stesso maggiormente sensibile ai cambiamenti del contesto esterno.

Nel corso dell'anno è stata messa a punto, quindi, una verifica di congruità organizzativa, con il contributo dei Direttori e dei Responsabili di unità in un ampio e articolato processo di analisi/confronto che ha condotto all'identificazione di un nuovo disegno organizzativo.

La nuova struttura si caratterizza principalmente per:

- il calibramento dell'articolazione organizzativa, tarata sulle esigenze operative di una società di medie dimensioni, pienamente autonoma e con compiti di capogruppo rispetto a due società controllate, in grado di rispondere in modo flessibile alle sollecitazioni esterne e ai mutamenti di scenario;
- una focalizzazione della direzione Dispacciamento sui compiti di gestione dei flussi di energia sulla rete di trasmissione, con un maggior rilievo delle attività connesse all'apertura alla concorrenza della generazione di energia elettrica;
- la definizione di una direzione Rete in cui sono accorpate tutte le funzioni relative alle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, dall'ingegneria alla disposizione di interventi di manutenzione sulla rete;
- l'accorpamento delle attività di servizio informatico-tecnologico in una sola Direzione, con guadagno di efficienza e realizzazione di sinergie operative;
- la costituzione di una direzione Territorio finalizzata a gestire la revisione della presenza del GRTN sul territorio, realizzando una transizione dagli attuali centri periferici del dispacciamento a Sedi territoriali, punti di riferimento decentrati di tutte le funzioni proprie del GRTN;
- una ridefinizione delle funzioni di staff tesa a valorizzare le funzioni di servizio verso le società del gruppo, realizzando economie di scala ed ottimizzando l'organizzazione di gruppo.

Il progetto di definizione del nuovo assetto organizzativo, dopo l'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, è stato oggetto – coerentemente alle previsioni del contratto collettivo – di un lungo ed approfondito confronto con le Segreterie nazionali delle Federazioni sindacali di categoria.

Sul versante delle relazioni industriali, l'anno è stato anche segnato dalla partecipazione del

GRTN alla fase finale della negoziazione del primo contratto collettivo nazionale di lavoro valevole per tutti i lavoratori del settore elettrico.

Il CCNL è stato sottoscritto il 24 luglio 2001, dalle aziende del settore (Enel, Assoelettrica, in rappresentanza dei produttori indipendenti, Federelettrica, in rappresentanza delle ex imprese municipalizzate, GRTN e Sogin) e le Federazioni di categoria delle Organizzazioni sindacali (FNLE-CGIL, FLAEI-CISL, UILCEM-UIL e, separatamente, FAILE-CISAL e UGL-Energia) ed ha validità per il quadriennio 1 luglio 2001 - 30 giugno 2005.

Relativamente al GRTN e alle aziende collegate Acquirente unico e Gestore del mercato elettrico, la norma che definisce l'ambito di applicazione del contratto collettivo richiama esplicitamente la "gestione unificata della rete di trasmissione nazionale" e, nell'ambito delle attività di vendita dell'energia elettrica, le "attività dell'acquirente unico e del gestore del mercato elettrico".

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

Al 31 dicembre			media
	2001	2000	2001
Dirigenti	44	44	44
Quadri	202	187	198
Impiegati	450	426	440
Operai	2	3	2
Totale	698	660	684

INVESTIMENTI

I principali investimenti effettuati nel corso dell'anno hanno riguardato le seguenti tipologie di intervento :

Acquisizione ERP (Enterprise Resource Planning) - Si tratta del nuovo sistema informativo per l'automazione dei processi *contabilità generale, contabilità clienti, contabilità fornitori, cespiti e ammortamenti, gestione liquidità e tesoreria, controllo di gestione, acquisti e appalti, human resource*.

L'avvio di tale sistema è stato per il GRTN e per le due società controllate un momento di particolare importanza, sia per il contemporaneo passaggio della moneta aziendale da Lire a Euro, sia per l'integrazione di tale sistema con i processi informativi interni.

Acquisizione di hardware e software - Sotto tale voce sono ricomprese sia le forniture di nuove workstation con le quali si è provveduto ad adeguare i mezzi tecnici alle esigenze dei nuovi programmi applicativi sia l'acquisizione di diverse licenze d'uso finalizzate alla gestione

operativa ed alla conduzione delle infrastrutture informatiche del GRTN nonché alla ottimizzazione del flusso di dati sul portale della nostra azienda. Per gli altri interventi si rinvia al precedente paragrafo "Attività informatiche".

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.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Nel corso dell'anno il Gestore ha portato avanti attività già avviate nel precedente anno ed ha avviato 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; sono state, inoltre, svolte attività nel campo dei sistemi di misura e della qualità del prodotto energia con la identificazione dei disturbi propagazione effetti tollerabilità e filtri. Per le attività di sviluppo, il 2001 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.

ATTIVITÀ STATISTICHE

Nel corso del 2001 è stata prodotta la consueta pubblicazione "Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia - 2001" ed è continuata, inoltre, l'attività statistica dei bilanci mensili dell'energia elettrica.

ANDAMENTO DELLE SOCIETÀ CONTROLLATE

Acquirente unico Spa

Nel corso del 2001 il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sulla base di quanto disposto dall'articolo 4, comma secondo del citato decreto, ha adottato, con propria direttiva, gli indirizzi ai quali l'Acquirente unico dovrà attenersi, al fine di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati, nonché di garantire la diversificazione delle fonti energetiche.

La direttiva adottata dal Ministro dell'industria ha stabilito che l'Acquirente unico, una volta diventato pienamente operativo il mercato elettrico e una volta assunta la titolarità della funzione di garante dell'utenza vincolata, potrà acquistare e vendere energia sul mercato elettrico, stipulare contratti finanziari, acquistare disponibilità di capacità di generazione.

Al fine di adempiere ai compiti assegnati dal decreto di liberalizzazione e specificati dal Ministro dell'industria, commercio e artigianato, l'Acquirente unico si è dotato di un primo insieme di risorse, ha iniziato l'organizzazione delle proprie attività operative e ha predispo-

sto una prima definizione del business model e dei processi aziendali.

La società ha altresì adempiuto, entro i termini di legge, all'attività disposta dall'articolo 4 comma 4 del Decreto legislativo 79/99 e relativa alla elaborazione della domanda da soddisfare nel triennio successivo elaborando e consegnando al Ministero delle attività produttive e al Gestore della rete di trasmissione nazionale il rapporto di previsioni richiesto dal decreto. Nel corso del 2001 l'Acquirente unico ha avviato la gara europea per la realizzazione del sistema informatico integrato di supporto ai processi interni di trading, settlement, gestione contratti, e portfolio management, che consentirà alla società di essere pienamente operativa con l'avvio della Borsa, così come disposto dall'articolo 5, comma 1 del Decreto legislativo 79/99. L'esercizio 2001 si è chiuso con una perdita pari a Euro 3.065.932; a fronte di tale perdita è rilevato nel patrimonio netto alla voce " Fondo a copertura perdita", un importo di Euro 2.238.038 a seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico. Nel corso dell'anno successivo in sede di approvazione del bilancio l'azionista unico ha provveduto ad effettuare dei versamenti per la perdita non coperta.

Gestore del mercato elettrico Spa

Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("Autorità"), ha approvato, con decreto in data 9 maggio 2001, (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, Supplemento ordinario, n. 127, del 4 giugno 2001) la disciplina del mercato predisposta dal GME. Tale disciplina prevede, all'articolo 3, la definizione delle norme attuative e procedurali della disciplina medesima avvenga mediante ulteriori due atti, le istruzioni e le disposizioni tecniche di funzionamento, il primo dei quali sottoposto all'approvazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità.

A seguito della consultazione dei soggetti interessati su di uno Schema di istruzioni (datato 4 ottobre 2001) e tenuto conto delle osservazioni pervenute, in data 18 gennaio 2002, il GME ha trasmesso al Ministro delle attività produttive (già Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato) le istruzioni per l'approvazione, sentita l'Autorità.

In data 5 dicembre 2001, in esito ad una procedura negoziata, espletata ai sensi dell'articolo 12, comma 2, lettera c), del Decreto legislativo 17 marzo 1995, n. 158 (di attuazione delle direttive 90/531/CEE e 93/38/CEE), il GME ha affidato, l'appalto per i servizi e le forniture per la realizzazione del sistema informatico per il mercato elettrico.

L'esercizio 2001 si è chiuso con una perdita pari a Euro 3.466.435; a fronte di tale perdita è rilevato nel patrimonio netto alla voce "Fondo a copertura perdita", un importo di Euro 2.297.600 a seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico.

Nel corso dell'anno successivo in sede di approvazione del bilancio l'azionista unico ha provveduto ad effettuare dei versamenti per la perdita non coperta.

RISULTATI ECONOMICO FINANZIARI

La **gestione economica** per l'esercizio 2001 è sintetizzata sul seguente prospetto ottenuto riclassificando opportunamente il conto economico redatto ai fini civilistici. Per maggiore informazione si indica il confronto con l'anno 2000.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO*Euro mila*

	31 dicembre 2001	31 dicembre 2000
Ricavi di competenza:		
Vendite e prestazioni	5.984.279	1.018.509
• vettoriamiento energia mercato libero	593.845	259.005
• trasporto energia mercato vincolato	600.294	652.008
• vendita energia c.d. CIP 6	3.002.205	-
• vendita energia Spot	68.522	73.727
• contributi da CCSE	1.704.685	-
• corrispettivo garanzia interconnessione	14.672	13.280
• assegnazione bande interconnessione	-	16.328
• altri	56	4.161
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	152	-
Altri ricavi	110.210	79
Valore della produzione	6.094.641	1.018.588
Costi operativi:		
Costo del lavoro	(44.736)	(42.480)
Acquisti energia	(4.744.550)	(41.450)
Prestazioni di servizi:		
• oneri per vettoriamienti	(361.998)	(102.588)
• oneri assegnazione bande interconnessione	-	(8.164)
• altri	(21.027)	(22.421)
Godimento beni di terzi	(746.082)	(737.872)
Oneri diversi	(106.299)	(583)
Totale costi operativi	(6.024.692)	(955.558)
Margine operativo lordo	69.949	63.030
Ammortamenti	(8.402)	(6.420)
Accantonamenti e svalutazioni	(16.518)	(7.131)
Risultato operativo	45.029	49.479
Proventi (Oneri) finanziari netti	10.266	1.380
Svalutazione partecipazione	(4.536)	(31)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	50.759	50.828
Proventi (Oneri) finanziari netti	(17.571)	(4.342)
Risultato ante imposte	33.188	46.486
Imposte sul reddito dell'esercizio	(25.797)	(23.525)
Utile (perdita) del periodo	7.391	22.961

Ricavi delle vendite e prestazioni - Euro 5.984.279 mila. Il notevole incremento che subisce tale componente economica rispetto all'anno precedente, pari a Euro 4.965.770 mila, è dovuto all'attività di compravendita di energia c.d. "CIP 6" che è stata avviata a partire dal 1° gennaio 2001 a seguito del trasferimento della titolarità dei "contratti di acquisto energia da produttori nazionali" dall'Enel Spa al GRTN.

In particolare si rileva che l'ammontare delle vendite di energia da fonti rinnovabili effettuate sia sul mercato libero che sul mercato vincolato sono ammontati a Euro 3.002.205 mila. Ad integrazione dei ricavi per vendita energia CIP 6 sono rilevati per competenza i contributi dovuti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a fronte di acquisti di energia da fonti rinnovabili assimilate, disciplinati dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 20/01 e n. 228/01, per un importo pari a Euro 1.702.795 mila. I costi per gli acquisti di competenza dell'esercizio dell'energia da fonti rinnovabili avvenuta nel corso dell'anno ammontano a Euro 4.705.000 mila.

Alla attività di compravendita energia CIP 6 si aggiungono le vendite di energia elettrica derivanti da acquisizioni "spot" sul mercato europeo pari a Euro 68.522 mila (con un decremento di Euro 5.205 mila rispetto al 2000). A fronte dei ricavi per vendita energia "spot" sono rilevati tra i costi di acquisto energia Euro 26.432 mila per le relative forniture all'estero.

Con riferimento all'attività di gestione della movimentazione energia si rileva che:

- i corrispettivi per l'attività di vettoriamento sono ammontati a Euro 593.845 mila (con un incremento di Euro 334.840 mila) per effetto principalmente di una maggiore richiesta di energia sul mercato libero;
- i corrispettivi di trasporto dovuti dai vari distributori per il servizio di trasporto dell'energia sulla RTN sono ammontati a Euro 600.294 mila con una flessione rispetto all'anno precedente pari a Euro 51.714 mila.

Relativamente agli altri ricavi legati all'energia, di competenza dell'anno 2001, è da evidenziare l'ammontare di Euro 14.672 mila relativi 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 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 180/99 e successive modifiche). A fronte di tali corrispettivi sono stati accertati costi per l'acquisto energia per Euro 13.118 mila.

La voce altri ricavi evidenziata per un importo di Euro 110.210 mila si riferisce per Euro 43.207 mila all'ammontare relativo alla riconciliazione dell'energia vettoriata nell'anno 2000 calcolata secondo le regole previste dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13/99 che dovrà essere erogata dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico al GRTN e da questo rigirata ai produttori aventi diritto. La parte rimanente si riferisce principalmente a sopravvenienze attive, legate a fatturazioni avvenute nel corso del 2001 sia per il servizio di vettoriamento sul mercato libero che per il corrispettivo di trasporto del mercato vincolato di componenti relative all'anno precedente.

I **Costi operativi** ammontano a Euro 6.024.692 mila e presentano un incremento rispetto all'e-

servizio precedente di Euro 5.069.134 mila riconducibile come già accennato alla rilevazione nel corso dell'esercizio dei costi relativi all'attività di acquisto energia CIP 6 non presente nel passato esercizio.

Relativamente invece alle altre componenti di costo è da notare che:

- il *costo del lavoro* pari a Euro 44.736 mila evidenzia un incremento di Euro 2.256 mila dovuti sia alla variazione nella numerica del personale, che passa da 660 a 698, sia agli oneri derivanti dal rinnovo del contratto collettivo di lavoro avvenuto nel corso dell'anno 2001;
- le *prestazioni per servizi* si riferiscono:
 - per Euro 361.998 mila agli oneri per vettoriamenti che ricomprendono le diverse componenti di corrispettivo introitato dal GRTN e da riconoscere ai diversi operatori del mercato elettrico;
 - per Euro 21.027 mila 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;
- gli *oneri per godimento beni di terzi* Euro 746.082 mila comprendono il corrispettivo riconosciuto dal GRTN ai diversi proprietari della RTN (pari a Euro 744.390 mila);
- gli *oneri diversi* pari a Euro 106.229 mila comprendono sopravvenienze passive ed insussistenze dell'attivo (Euro 105.937 mila) per il fenomeno, analogo a quello indicato nell'ambito dei ricavi, legato a rettifiche/integrazioni relative all'anno 2000 sui corrispettivi per vettoriamento e per trasporto energia. Sono altresì compresi in tale voce gli oneri relativi alla riconciliazione anno 2000 pari a Euro 43.207 mila nei confronti dei produttori.

Il **margine operativo lordo** per effetto delle su esposte componenti si attesta a Euro 69.949 mila con un incremento di Euro 6.919 mila rispetto all'esercizio 2000.

Il **risultato operativo** si riduce rispetto all'esercizio precedente di Euro 4.450 mila per effetto dell'incremento (Euro 11.369 mila) subito dalle voci ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni come meglio precisato nella seguente nota integrativa.

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 finanziari netti pari a Euro 10.266 mila.

La voce **svalutazioni di partecipazioni** riflette l'andamento che le due controllate Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa hanno avuto nel corso dell'anno 2001.

La **gestione straordinaria** le partite che compongono il saldo sono relative per Euro 16.328 mila agli oneri relativi al contributo straordinario dovuto all'INPS a seguito della soppressione del Fondo previdenza elettrici. Di tali oneri il GRTN ha provveduto ad erogare nel corso del 2001 la quota relativa all'anno stesso, con un impatto economico di Euro 4.439 mila, mentre la rimanente quota di Euro 11.888 mila si riferisce agli oneri relativi all'anno 2000, versati nel corso del mese di febbraio 2002, e a quelli stimati, relativi alla terza rata, che si presume dover versare a fine anno 2002. Sono inoltre rilevati in detto ammontare gli oneri per esodo incentivato del personale pari a circa Euro 1.453 mila.

Le **imposte** si riferiscono a IRPEG (Euro 21.200 mila) e IRAP (Euro 4.430 mila) correnti ed al riversamento del residuo di imposte anticipate attive accantonate nel corso dell'anno 1999 (Euro 167 mila).

La **situazione patrimoniale** del Gestore confrontata con quella al 31 dicembre 2000 è evidenziata nel seguente prospetto:

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE

Euro mila

	31 dicembre 2001	31 dicembre 2000
Immobilizzazioni nette		
– immobilizzazioni immateriali	6.714	1.689
– immobilizzazioni materiali	85.524	85.316
– immobilizzazioni finanziarie:		
• partecipazioni	15.000	6.869
• altre	2.657	998
Totale	109.895	94.872
Capitale circolante netto		
– clienti	1.047.992	978.061
– credito netto verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	343.846	(19.690)
– altre attività	36.214	6.990
– debiti verso fornitori	(1.617.107)	(1.000.353)
– debiti tributari	(3.430)	(22.800)
– debiti verso istituti previdenziali	(1.938)	(2.572)
– altre passività	(4.007)	(3.769)
Totale	(198.430)	(64.133)
Capitale investito lordo	(88.535)	30.739
Fondi diversi	(45.967)	(25.384)
Capitale investito netto	(134.502)	5.355
Copertura		
Patrimonio netto	56.643	49.252
Indebitamento (Disponibilità) finanziarie nette		
– debiti vs banche	12.911	12.911
– disponibilità liquide	(204.056)	(56.808)
Totale	(191.145)	(43.897)
TOTALE	(134.502)	5.355

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano di Euro 5.025 mila per effetto degli investimenti effettuati, prevalentemente relativi a software applicativi, quali ad esempio quelli legati all'introduzione del nuovo ERP (Enterprise Resource Plannig), nonché all'acquisizione e sviluppo di software applicativi su specifiche della società.

Le immobilizzazioni materiali nette pari a Euro 85.524 mila rimangono sostanzialmente allineate ai valori dell'anno precedente e la loro variazione è dovuta ad investimenti circa Euro 8.677 mila effettuati prevalentemente nell'ambito del sistema di supervisione e controllo, di hardware e software di base e per l'acquisizione di apparecchiature del sistema telefonico, al netto degli ammortamenti di competenza.

Le immobilizzazioni finanziarie si incrementano di Euro 9.790 mila per effetto principalmente della sottoscrizione degli aumenti di Capitale sociale delle due controllate Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa, come meglio specificato nell'ambito della nota integrativa.

Il capitale circolante netto è caratterizzato, rispetto all'esercizio scorso, dalla dinamica legata ai rapporti con i fornitori ed i clienti relativamente alla nuova attività avviata a partire dal mese di gennaio 2001 di compravendita di energia incentivata dal c.d. CIP 6.

Tale attività ha caratterizzato anche i rapporti con la Cassa Conguaglio per il settore elettrico nei confronti della quale il GRTN evidenzia un credito di Euro 472.296 mila a fronte dei contributi dalla stessa dovuti.

Nei confronti della stessa Cassa sono inoltre rilevati, come meglio specificato nella nota integrativa, partite debitorie per un importo di Euro 128.450 mila, relative al saldo tra quanto dovuto dal GRTN per la gestione delle diverse maggiorazioni e quanto a credito dello stesso per le partite relative alla riconciliazione per vettoriamenti anno 2000.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio (Euro 7.391 mila) e che il livello delle disponibilità liquide è legato al fatto che gli esborsi per la quasi totalità dei pagamenti avvengono all'inizio di ogni mese mentre gli incassi si manifestano alla fine del mese precedente.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2001 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario:

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA

<i>Euro mila</i>	31 dicembre 2001	31 dicembre 2000
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette iniziali	43.897	(5.934)
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
Utile netto di esercizio	7.391	22.961
Ammortamento	8.402	6.420
Variazione fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto	80	823
- F.do trattamento di quiescenza e obblighi simili	(84)	334
- Altri, ecc.	20.503	5.097
Autofinanziamento	36.292	35.635
Variazione del capitale netto		
- (Incremento)/decremento dei crediti	(433.467)	(960.865)
- Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	596.988	1.023.405
- (Incremento)/decremento delle altre voci	(29.224)	167
Totale	134.297	62.707
Cash flow operativo	170.589	98.342
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
Impianti (investimenti)	(8.677)	(41.553)
Immobilizzazioni immateriali, finanziarie, ecc.	(14.664)	(6.958)
Totale	(23.341)	(48.511)
Flussi monetari dell'esercizio	147.248	49.831
(Indebitamento)/disponibilità finanziarie nette finali	191.145	43.897

Al riguardo si rileva che il livello dell'autofinanziamento che si posiziona a Euro 36.292 mila rimane sostanzialmente invariato rispetto ai livelli dello scorso esercizio (+ Euro 657 mila). Il capitale circolante, che si posiziona a Euro 134.297 mila contribuisce in modo significativo alla generazione di cash flow operativo; a tal riguardo occorre rilevare che una oculata gestione di tale cash flow nonché la sfasatura temporale tra gli incassi e la retrocessione della c.d. rendita Idroelettrica hanno consentito di far fronte ai ritardi nei versamenti della Cassa conguaglio dei contributi per gli acquisti di energia CIP 6 causati da una insufficienza nella raccolta dei fondi e dalla organizzazione del sistema particolarmente complessa.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Oltre all'intervenute pronunce precedentemente segnalate relative ad alcuni giudizi pendenti dopo la chiusura dell'esercizio sono intervenuti dei nuovi giudizi.

Ambito della Rete di trasmissione nazionale

Sono stati notificati al Gestore due giudizi con i quali viene chiesto l'annullamento della nota dell'Autorità prot. n. PR/M01/3114 del 28 novembre 2001 avente ad oggetto Modificazione dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale disposto dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale e dal Gestore comunicata con nota in data 21 agosto 2001 (prot. n. AD/P20010224). In sostanza i ricorrenti affermano che la lettera del GRTN avrebbe carattere modificativo dell'assetto della rete di trasmissione nazionale e non un mero valore propositivo (endoprocedimentale) come affermato dall'Autorità nella sua comunicazione. Non vi è richiesta di sospensiva ed ancora deve essere fissata l'udienza di discussione.

Assegnazione energia c.d. CIP 6

È stata impugnata la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 308/01 in materia di assegnazione dell'energia CIP 6 nella parte in cui fissa limiti massimi alla capacità produttiva assegnabile a ciascun cliente (art. 4.4 della delibera) nonché gli atti consequenziali posti in essere dal Gestore della rete di trasmissione. In via cautelare il TAR della Lombardia ha accolto la richiesta di sospensione dell'efficacia della delibera 308/01 e degli atti consequenziali. Il GRTN si è costituito nella causa di cui sopra anche se il profilo in contestazione attiene espressamente ad una previsione contenuta nella delibera dell'Autorità ed ha impugnato la pronuncia del Tribunale amministrativo innanzi al Consiglio di Stato che ha accolto l'appello promosso dal GRTN e ha respinto l'istanza cautelare proposta in primo grado da Enel Trade. Il TAR della Lombardia con pronuncia depositata il 4 aprile 2002 ha accolto il ricorso di Enel Trade. Sono pendenti i termini per l'appello.

Sono stati altresì notificati in data 29 marzo 2002 quattro ricorsi con il quale vengono impugnate, con richiesta di sospensiva, le procedure di gara espletate dal GRTN in applicazione della delibera 308/01 con particolare riferimento ai prezzi di assegnazione.

Import 2002

Sono stati notificati al GRTN in data 25 febbraio 2002 due ricorsi per l'annullamento, previa sospensiva, rispettivamente degli atti delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest per l'anno 2002.

Programma Triennale di Sviluppo 2002-2004 e le prospettive di investimento

In base a quanto previsto dalla Convenzione di Concessione del 17 luglio 2000, per il secondo anno, il GRTN ha deliberato e trasmesso al Ministero delle Attività Produttive e alle Regioni, in data 31 gennaio 2002, il "Programma triennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale".

Il PTS, anche alla luce dei pareri e delle osservazioni svolte dai proprietari, descrive le linee di sviluppo della RTN sulla base di specifici criteri di pianificazione che tengono conto delle richieste di connessione di nuovi impianti e delle previsioni sul fabbisogno di energia per i prossimi anni. Gli interventi sulla RTN di cui si prevede l'avvio nel triennio 2002-2004 sono 537, di cui 154 relativi a nuove iniziative rispetto a quelle già contemplate nel precedente Piano. Il PTS non comprende gli interventi, perlopiù relativi a connessione di nuove centrali di produzione, relativi ad attività sospese o per le quali i richiedenti o i titolari non hanno ancora definito un programma operativo.

Le attività programmate sono finalizzate all'aumento dell'efficienza e della funzionalità della RTN, al potenziamento delle strutture di interconnessione con l'estero, allo sviluppo della rete nel Mezzogiorno e alla riduzione delle congestioni, tenendo conto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Gli interventi contenuti nel PTS possono essere distinti in cinque principali categorie:

1. di potenziamento dell'interconnessione con l'estero;
2. di potenziamento della rete nazionale (linee, stazioni, ecc.);
3. di razionalizzazione della RTN;
4. di rifasamento della RTN;
5. per la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione.

Sviluppo della rete di interconnessione con l'estero e coordinamento tra i piani europei e nazionali

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 collegamenti a 380 kV (di cui uno in doppia terna), 9 collegamenti a 220 kV ed uno con la Grecia in corrente continua a 400 kV. È presente, infine, un collegamento in corrente continua con la Francia in territorio corso, vincolato da accordi di interscambio Enel-EDF.

Gli interscambi di energia elettrica tra Paesi rivestono un ruolo molto importante nelle politiche europee di costituzione del mercato unico. Condizione necessaria per favorire un mercato comune è il potenziamento delle reti di interconnessione e la loro modernizzazione quale garanzia di affidabilità e di sicurezza. Gli interscambi costituiscono, altresì, un fattore chiave per il mercato italiano in quanto la liberalizzazione del mercato dell'energia all'ingrosso e la presenza di prezzi interni più elevati di quelli dei paesi confinanti, ha fortemente incentivato la domanda di importazioni dall'estero. La rete di interconnessione costituisce, in questo caso, una strozzatura all'importazione, dato il limite massimo della capacità di trasporto sulle linee, i cui diritti di utilizzo costituiscono un mercato estremamente concorrenziale.

A tale riguardo proseguirà la realizzazione delle seguenti nuove linee di interconnessione a 380 kV:

- S. Fiorano-Robbia (Svizzera) in doppia terna di circa 50 km, di cui 35 per il tratto italiano;
- Cordignano-Lienz (Austria) in semplice terna di circa 180 km, di cui 80 per il tratto italiano (è allo studio l'opportunità di realizzare tale collegamento in doppia terna).

Potenziamento della rete nazionale

Le attività di sviluppo sulla rete di trasmissione, finalizzate ad aumentare le capacità di trasporto e ad eliminare i vincoli presenti sul territorio in grado di generare problemi di congestione sulla rete, sono state suddivise in:

- attività su stazioni elettriche, che riguardano sia la costruzione di nuove stazioni, sia il potenziamento e l'ampliamento di stazioni esistenti, al fine di adeguare la rete all'incremento del carico o realizzare nuovi punti di connessione;
- realizzazione di raccordi, cioè brevi prolungamenti di elettrodotti esistenti, che di norma sono legati a nuove connessioni o a razionalizzazioni di rete;
- interventi su elettrodotti, che consistono nella costruzione di nuovi collegamenti o nel potenziamento di elettrodotti esistenti.

Sulla base di quanto previsto nel PTS 2002-2004, per il prossimo quinquennio si prevede la realizzazione di 47 nuove stazioni (di cui 27 per la connessione di nuovi impianti di produzione) e il potenziamento delle trasformazioni in 40 stazioni esistenti, per un incremento complessivo di oltre 10.000 MVA di potenza di trasformazione. Inoltre si stima che la consistenza della rete a 380 kV debba aumentare di circa 1.160 km, quella a 220 kV potrà ridursi di circa 900 km, di cui buona parte – circa 670 km – potrebbe essere riutilizzata sostanzialmente per declassamenti a 132-150 kV. Per quanto riguarda invece la rete a 132-150 kV di competenza del GRTN, la sua consistenza dovrebbe aumentare di circa 1.100 km. Complessivamente la rete di trasmissione nazionale subirà un incremento di circa 1.360 km di nuove linee.

Interventi di razionalizzazione della RTN

Alcuni interventi previsti nel PTS mirano a razionalizzare vaste porzioni di rete, consentendo quindi di demolire linee o tratti di linee obsolete, non più funzionali ai nuovi assetti previsti.

Le principali attività riguardano :

- razionalizzazione della rete della Val d'Ossola;
- razionalizzazione della rete a 132 kV nel territorio tra Val d'Aosta e Piemonte;
- razionalizzazione della rete a 132 kV nel territorio del Medio Adige e nel territorio del comune di Bussolengo (VR) ;
- razionalizzazione della rete nell'area tra Rotonda e Laino ;

Interventi per il rifasamento

Nel corso del 2001 si è positivamente conclusa la prima fase del piano d'installazione di nuovi condensatori necessari alla regolazione della tensione, che prevedeva l'entrata in servizio di nuove batterie di rifasamento da 54 MVAR per un totale di 378 MVAR.

Con la delibera del nuova PTS si è dato avvio ad una seconda nuova fase di installazioni di condensatori per un totale di ulteriori 328 MVAR, da effettuare in gran parte prima dell'estate 2002, e che interesserà le stazioni di Dugale (VR), Parma (PR), S.Damaso (MO), Fano (PU), Candia (AN) e Rosara (AP).

Interventi per la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

Al 31 dicembre 2001 risultano pervenute al GRTN circa 600 formali richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale di nuovi impianti di produzione per complessivi 93.780 MW, oltre a 44 domande per ulteriori 20.800 MW, che si riferiscono a richieste di studi preliminari di fattibilità per connessioni.

Pur in un quadro normativo ancora non del tutto definito, il GRTN ha provveduto a comunicare ai produttori le soluzioni tecniche per la connessione alla rete e ad avviare la realizzazione degli impianti necessari nei casi in cui i produttori si fossero dichiarati disponibili a fornire adeguate garanzie fideiussorie.

Nuove modalità per la regolazione del servizio di trasmissione e del dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale

A partire dal 1 gennaio 2002 il GRTN è chiamato a gestire le nuove modalità di regolazione delle condizioni di erogazione dei servizi di trasporto e introdotte dalle delibere 228/01 e 317/01 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In particolare, la delibera 228/01 (c.d. Testo integrato) disciplina le condizioni economiche di erogazione del servizio di trasporto da parte dei soggetti esercenti le reti con obbligo di connessione di terzi per i produttori e per tutti i clienti del mercato libero e vincolato. Con particolare riguardo ai servizi offerti dal GRTN, il Testo integrato, definisce la remunerazione del servizio di dispacciamento, inclusi i costi connessi all'approvvigionamento delle risorse necessarie al suo svolgimento, per i clienti del mercato vincolato prevedendo che tali oneri siano compresi nei corrispettivi per le attività di acquisto e vendita dell'energia al mercato vincolato.

La delibera 317/01 integra la disciplina del servizio di dispacciamento introdotta dal Testo integrato relativamente all'onere ricadente sui clienti del mercato vincolato, introducendo le condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia e gli autoproduttori. Nella sostanza, la delibera 317/01 sostituisce la disciplina della riconciliazione contenuta nella delibera 13/99, prevedendo l'erogazione da parte del GRTN, previa stipula di specifici contratti con i produttori, gli autoproduttori e i clienti del mercato libero, dei servizi di bilanciamento e scambio di energia elettrica.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO DEL GR TN CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2001

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il progetto di bilancio chiuso al 31 Dicembre 2001 approvato dal Consiglio di amministrazione del GR TN nella riunione del 21 maggio 2002 e da questi comunicato al Collegio Sindacale ai sensi di legge. Il bilancio sottoposto al Vostro esame, è stato redatto secondo le norme del DL 127/91 e si chiude con un utile di esercizio di Euro 7.390.911,21.

Esso si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE

Euro

Attivo

Credito verso soci	—
Immobilizzazioni	109.895.188,90
Attivo circolante	1.829.384.036,51
Ratei e risconti attivi	—
TOTALE ATTIVO	1.939.279.225,41

Euro

Passivo

Patrimonio netto	49.252.219,18
Fondo per rischi ed oneri	29.171.388,14
T.F.R. di lavoro subordinato	16.795.725,09
Debiti	1.835.576.528,77
Ratei e risconti passivi	1.092.453,02
TOTALE PASSIVO E PATRIMONIO NETTO	1.931.888.314,20
Utile netto di esercizio	7.390.911,21
TOTALE A PAREGGIO	1.939.279.225,41

CONTI D'ORDINE

Euro

Conti d'ordine	62.128.852.417,19
----------------	-------------------

I conti d'ordine sono rappresentati essenzialmente da impegni assunti verso produttori di energia da fonti rinnovabili ed assimilate valutati per l'intero periodo della durata delle convenzioni (anno 2028).

L'utile netto di esercizio emergente dallo Stato Patrimoniale corrisponde alle risultanze del Conto Economico, come appresso specificato:

CONTO ECONOMICO

Euro

Valore della produzione	6.094.641.118,95
Costi della produzione	6.049.611.362,25
Proventi e oneri finanziari	10.265.977,13
Rettifiche di valore dell'attività finanziarie	(4.535.637,87)
Proventi e oneri straordinari	(17.571.827,48)
Imposte sul reddito	25.797.357,27
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	7.390.911,21

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 2001 è stato un anno di piena operatività per la Società, caratterizzato da un forte impegno di tutte le aree aziendali nel mettere a punto una nuova organizzazione, un nuovo sistema informatico, delle modalità e delle procedure necessarie ad ottemperare all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e dispacciamento, acquisto e vendita energia CIP 6 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 S.p.A. 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, abbiamo riscontrato la loro concordanza con le risultanze delle scritture contabili.
- Nella formazione del bilancio sono stati osservati i principi 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, attestiamo 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 nostro consenso a norma dell'art. 2426, n. 5 del codice civile. 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 2001 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. Prudentemente si è comunque provveduto ad accantonare in un apposito fondo l'ammontare della perdita non coperta dalle riserve delle controllate.

- 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 Euro 5.291 mila che si ritiene prudenziale e congruo, tenuto conto della attuale qualità degli stessi e dell'impegno della struttura a seguirne l'andamento con tempestività.
- I debiti sono iscritti al valore nominale.
- Il fondo trattamento fine rapporto del personale dipendente copre gli oneri maturati al 31 dicembre 2001, determinati in base alle vigenti disposizioni di legge ed in conformità ai contratti di lavoro, ed ammonta a Euro 16.796 mila.
- Sono stati istituiti altri fondi per rischi ed oneri per complessive Euro 29.171 mila, che comprendono Euro 11.887 mila accantonati a fronte oneri stimati per il contributo straordinario dovuto nei successivi esercizi all'INPS, in conseguenza della soppressione del Fondo Previdenza Elettrici.
- 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 2001 danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

<i>Euro mila</i>	Anno 2001
Margine operativo lordo	69.949
Risultato operativo	45.029
Utile netto di esercizio	7.391
Autofinanziamento	36.292
Disponibilità finanziarie nette finali	191.145

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 azioni da nominali Euro 1 ciascuna per complessive Euro 26.000.000. Tale cifra è stata determinata in seguito alla conversione del capitale sociale in euro, con utilizzo parziale della riserva di conferimento, deliberata in data 27 giugno 2001 in sede di assemblea straordinaria.

Nel patrimonio netto emerge:

- la sub voce "Riserva legale" che accoglie il 5% del valore degli utili distribuiti nell'esercizio 2000 pari a Euro 1.148 mila , come previsto all'art. 2430 del Codice Civile.
- la sub voce "Altre riserve" che è composta da una riserva da conferimento pari a Euro 291 mila relativa al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel S.p.A. il 2 agosto 1999 e da una riserva disponibile pari a Euro 21.813 mila che deriva dalla destinazione dell'utile dell'esercizio 2000 dedotto il 5% destinato a riserva legale.

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 ribadisce comunque quanto già esposto in altre occasioni che il Collegio ritiene i mezzi propri della società insufficienti per l'operatività così come si sta sviluppando sia in termini di volumi che di rischio.

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 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 2001. 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 31.12.2001 così come Vi è stato presentato, e concordiamo con la proposta formulataVi dal Consiglio di Amministrazione in merito alla destinazione dell'utile di esercizio.

Roma, 4 giugno 2002

Il Collegio Sindacale

BILANCIO CONSUNTIVO

**Bilancio di esercizio • Stato patrimoniale
chiuso al 31.12.2001 • Conto economico**

Stato Patrimoniale

Attivo	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti v/soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
Costi d'impianto e di ampliamento	2.009		3.014	
Costi ricerca sviluppo	-		-	
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	1.846.138		609.387	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	23.924		24.756	
Immobilizzazioni in corso e acconti	4.702.488		1.047.695	
Altre	139.494		5.040	
		6.714.053		1.689.892
II. Materiali				
Terreni e fabbricati	47.531.571		48.668.867	
Impianti e macchinario	20.127.614		23.437.878	
Attrezzature industriali e commerciali	253.523		281.791	
Altri beni	4.225.637		1.814.849	
Immobilizzazioni in corso e acconti	13.385.128		11.112.789	
		85.523.473		85.316.174
III. Finanziarie				
Partecipazioni in:				
• imprese controllate	15.000.000		5.164.569	
• altre imprese	1.704.308		1.704.308	
	16.704.308		6.868.877	
<i>Esigibili entro 12 mesi</i>				
Crediti:				
• verso altri	102.850		997.565	
	953.355		997.565	
		17.657.663		7.866.442
Totale immobilizzazioni		109.895.189		94.872.508
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>				
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
Verso clienti	1.047.992.124		978.061.049	
Verso imprese controllate	966.653		190.716	
Verso altri	35.247.010		6.787.658	
Verso Cassa conguaglio settore elettrico	541.122.392		-	
		1.625.328.179		985.039.423
IV. Disponibilità liquide				
Depositi bancari e postali	204.040.818		56.795.674	
Danaro e valori in cassa	15.039		12.754	
		204.055.857		56.808.428
Totale attivo circolante		1.829.384.036		1.041.847.851
D) Ratei e risconti				
Ratei attivi	-		8.522	
Risconti attivi	-		2.123	
Totale ratei e risconti		-		10.645
TOTALE ATTIVO		1.939.279.225		1.136.731.004

Stato Patrimoniale

Passivo	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		26.000.000		25.926.136
IV. Riserva legale		1.148.041		-
VII. Altre riserve:				
Riserva da conferimento		291.393		365.256
Riserva disponibile		21.812.785		-
Riserva da arrotondamento		-		2
IX. Utile d'esercizio		7.390.911		22.960.826
Totale		56.643.130		49.252.220
B) Fondi per rischi ed oneri				
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	815.836		899.083	
- Altri	28.355.552		7.768.581	
Totale		29.171.388		8.667.664
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		16.795.725		16.715.533
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>				
D) Debiti				
Debiti verso banche:				
• per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911.422	12.911.422	12.911.422	
Debiti verso fornitori		1.617.106.778	1.000.352.833	
Debiti tributari		3.429.530	22.799.912	
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		1.937.608	2.571.783	
Altri debiti		2.914.699	3.433.168	
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		197.276.492	19.690.601	
Totale debiti		1.835.576.529		1.061.759.719
E) Ratei e risconti				
Ratei passivi		292.799	333.738	
Risconti passivi:				
• altri		799.654	2.130	
Totale ratei e risconti		1.092.453		335.868
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		1.939.279.225		1.136.731.004
Conti d'ordine				
Garanzie prestate		-		-
Garanzie ricevute		275.950.663		657.561
Altri Conti d'ordine		61.852.901.754		31.719.763
Totale conti d'ordine		62.128.852.417		32.377.324

Conto economico

	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.984.278.807		1.018.509.189	
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	152.079		-	
Altri ricavi e proventi	110.210.233		78.624	
Totale valore della produzione		6.094.641.119		1.018.587.813
B) Costi della produzione				
Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		4.744.913.489		41.723.478
Per servizi		383.025.021		133.172.859
Per godimento di beni di terzi		746.082.110		737.872.248
Per il personale:				
• salari e stipendi	31.774.019		29.399.480	
• oneri sociali	8.947.341		8.438.112	
• trattamento di fine rapporto	2.658.421		2.571.212	
• trattamento di quiescenza e simili	158.320		557.742	
• altri costi	1.197.549		1.513.819	
		44.735.650		42.480.365
Ammortamenti e svalutazioni:				
• ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	1.164.510		331.400	
• ammortamento delle immobilizzazioni materiali	7.236.810		6.088.073	
• svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibilità liquide	5.290.777		4.880.001	
		13.692.097		11.299.474
Accantonamento per rischi		7.553.545		161.968
Altri accantonamenti		3.672.600		2.089.068
Oneri diversi di gestione		105.936.851		309.539
Totale costi della produzione		6.049.611.363		969.108.999
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		45.029.756		49.478.814
C) Proventi e oneri finanziari				
Altri proventi finanziari:				
• da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	33.527		31.250	
• proventi diversi dai precedenti:				
- altri	10.852.051		1.949.499	
		10.885.578		1.980.749
Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	619.600		600.658	
		(619.600)		(600.658)
Totale proventi e oneri finanziari		10.265.978		1.380.091

Conto economico

	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie				
Svalutazioni:				
• di partecipazioni	4.535.638	(4.535.638)	30.964	(30.964)
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		(4.535.638)		(30.964)
E) Proventi e oneri straordinari				
Proventi:				
• varie	538.843	538.843	47.736	47.736
Oneri:				
• varie	18.110.671	(18.110.671)	4.389.483	(4.389.483)
Totale delle partite straordinarie		(17.571.828)		(4.341.747)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		33.188.268		46.486.194
Imposte sul reddito dell'esercizio		(25.797.357)		(23.525.368)
Utile dell'esercizio		7.390.911		22.960.826

Nota integrativa SEZIONE I
al bilancio d'esercizio Parte Generale

ADOZIONE DELL'EURO QUALE MONETA DI CONTO

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale ha adottato l'Euro, quale moneta di conto, a far data dal 1° novembre 2001 applicando il tasso di cambio fisso lira/euro pari a Lire 1936,27 così come fissato dal Regolamento del Consiglio del 31/12/1998 n. 98/2866/CE.

Anteriormente al 1° novembre 2001 tutte le scritture contabili nonché i supporti aziendali erano ancora tenuti in lire.

Il passaggio all'Euro ha riguardato, sia gli aspetti societari, con la ridenominazione del capitale sociale, sia gli aspetti contabili con l'adozione della nuova moneta nei documenti interni e esterni, impegnando la società in attività di comunicazione, tanto interna che esterna, in materia di Euro nei confronti dei propri dipendenti, clienti e fornitori.

Le fasi della conversione in corso d'anno si sono effettuate nel rispetto del principio di continuità e di comparabilità dei valori, applicando il metodo "big bang", effettuando cioè la conversione simultanea e non graduale di tutti i conti sia di natura patrimoniale che economica aperti al 31 ottobre 2001.

La somma algebrica delle differenze di "conversione" è stata imputata direttamente a Conto economico alla voce Proventi e oneri straordinari.

Come previsto dall'art. 16, comma 8, del D.lgs. 213/98 e dall'art. 2423, comma 5, del Codice civile, il bilancio al 31 dicembre 2001 è stato redatto in "unità di euro" senza cifre decimali, anche se la contabilità è tenuta in "centesimi di euro". Il passaggio dai "dati contabili" ai "dati di bilancio" è avvenuta con il "metodo dell'arrotondamento". La "somma algebrica dei differenziali che si è generata è stata allocata *extra* contabilmente tra le riserve del Patrimonio netto, non influenzando il risultato di esercizio.

Nella nota integrativa, che fornisce le informazioni richieste dall'art. 2427 del Codice civile nel rispetto della normativa vigente, i valori sono espressi in migliaia di Euro.

Gli importi in Euro riferiti al bilancio dell'esercizio 2000 sono stati convertiti in Euro applicando il tasso di cambio fisso lira/euro pari a Lire 1936,27.

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 e aggiunte alcune voci del bilancio (Crediti e debiti verso cassa conguaglio settore elettrico) e vengono fornite – ancorchè non previste da specifiche disposizioni di legge – tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una completa informativa di bilancio.

Nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma del Codice civile, pertanto la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel rispetto delle disposizioni previste dall'art. 2426 Codici 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.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria e 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.

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

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio dell'esercizio 31 dicembre 2001 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Codice civile omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai principi 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 valore di conferimento basato sulla perizia di stima del patrimonio aziendale o 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.

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

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

	Aliquote % economico-tecniche
Fabbricati	2,5
Impianti di trasmissione	20
Attrezzature industriali e commerciali	10
Stazioni di lavoro	20

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

I cespiti il cui costo unitario non è superiore a Euro 516 mila sono ammortizzati integralmente nell'esercizio in cui sono sostenute le spese per l'acquisizione degli stessi.

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 realizzo e classificati fra le "Immobilizzazioni finanziarie" e "Attivo circolante" in relazione alla loro natura e destinazione.

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

I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che alla data del 31 dicembre 2001 risulta ancora da incassare, nonché alla quota dei ricavi di competenza del bilancio 2001 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale.

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

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

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile in base agli elementi a disposizione di costi o oneri di natura determinata, dei quali alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

È stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, 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 erogate agli stessi 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.

Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale, erogati dallo Stato e da altri enti pubblici, sono iscritti a bilancio nel momento dell'incasso o, se precedente, all'atto del ricevimento della formale deliberazione dell'ente concedente e sospesi dal conto economico attraverso i risconti passivi. Saranno iscritti in detrazione del cespite a cui si riferiscono al momento del suo passaggio in esercizio e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene a cui sono riferiti.

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.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in vigore nel periodo di riferimento.

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.

Precisazioni

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e di costo inerenti la movimentazione dell'energia – vettoriamento mercato libero e trasporto mercato vincolato – si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori stime al momento possibili. Ciò discende dalle caratteristiche proprie della attuale fase di riforma del mercato elettrico per cui si potrà disporre della consuntivazione definitiva dei dati fisici solo in un momento successivo alla data di approvazione del Bilancio. L'adozione di stime ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive.

**Nota integrativa
al bilancio d'esercizio**

SEZIONE II

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

Stato patrimoniale

Attivo

IMMOBILIZZAZIONI - Euro 109.895 mila

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 - Euro 6.714 mila

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

Euro mila

	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 31.12.2000						
Costo originario	5	968	28	1.048	15	2.064
Ammortamenti	(2)	(358)	(3)	-	(10)	(373)
Situazione al 31.12.2000	3	610	25	1.048	5	1.691
Movimenti esercizio 2001						
Incrementi	-	2.322	2	2.631	-	4.955
Passaggi in esercizio	-	-	-	(209)	209	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	1.233	-	1.233
Ammortamenti	(1)	(1.086)	(3)	-	(75)	(1.165)
Saldo movimenti dell'esercizio 2001	(1)	1.236	(1)	3.655	134	5.023
Situazione al 31.12.2001						
Costo originario	5	3.290	30	4.703	224	8.252
Ammortamenti cumulati	(3)	(1.444)	(6)	-	(85)	(1.538)
Situazione al 31.12.2001	2	1.846	24	4.703	139	6.714

I costi di impianto (Euro 2 mila) 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 intierezza, 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 Euro 2.322 mila dovuto alla capitalizzazione dei costi sostenuti per l'implementazione del nuovo sistema informativo ERP (Enterprise Resource Planning), nonché all'acquisizione e lo sviluppo di software applicativi su specifiche della società. A tale incremento si contrappone la riduzione per ammortamenti di Euro 1.086 mila.

L'ammortamento viene effettuato in tre anni come suggerito al Principio contabile n. 24 del Consiglio nazionale dei dottori commercialisti.

I *marchi* per Euro 24 mila, 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.

La variazione della voce *immobilizzazioni in corso e acconti* pari a Euro 3.655 mila, deriva dalle capitalizzazione delle spese inerenti l'implementazione di progetti informatici non ancora ultimati (Euro 2.631 mila), dalla riclassifica contabile, per migliore imputazione, di costi che nello scorso esercizio erano classificati tra le immobilizzazioni materiali in corso (Euro 1.233 mila) e dal passaggio in esercizio alla voce altri beni (Euro 209 mila).

La *altre immobilizzazioni immateriali*, si riferiscono principalmente all'acquisizione di software applicativo per uso interno alla società. Si incrementano per Euro 209 mila per il passaggio in esercizio del progetto di adeguamento degli strumenti di pianificazione del sistema elettrico al nuovo mercato elettrico e si decrementano per la quota di ammortamento dell'esercizio. L'ammortamento avviene in un arco temporale di tre anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI - Euro 85.524 mila

La consistenza delle immobilizzazioni materiali, al netto del fondo ammortamento, è pari a Euro 85.524 mila e rispetto all'esercizio precedente aumentano di Euro 207 mila.

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 2001:

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2000						
Costo originario	49.929	29.652	314	2.204	11.113	93.212
Fondo ammortamento	(1.260)	(6.214)	(32)	(389)	-	(7.895)
Saldo al 31.12.2000	48.669	23.438	282	1.815	11.113	85.317
Movimenti dell'esercizio 2001						
Acquisizioni	366	1.631	22	3.153	3.505	8.677
Passaggi in esercizio	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche contabili	-	-	(20)	20	(1.233)	(1.233)
Riclassifiche fondi	-	-	1	(1)	-	-
Dismissioni nette	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(1.504)	(4.941)	(31)	(761)	-	(7.237)
Saldo movimenti dell'esercizio 2001	(1.138)	(3.310)	(28)	2.411	2.272	207
Situazione al 31.12.2001						
Costo originario	50.295	31.283	317	5.376	13.385	100.656
Fondo ammortamento	(2.764)	(11.155)	(63)	(1.150)	-	(15.132)
Saldo al 31.12.2001	47.531	20.128	254	4.226	13.385	85.524

Gli investimenti effettuati nel corso dell'anno, pari a Euro 8.677 mila, si riferiscono principalmente alle seguenti immobilizzazioni:

- *Impianti e macchinari* - sono stati effettuati investimenti per Euro 1.631 mila che hanno riguardato essenzialmente il mantenimento e lo sviluppo del sistema di supervisione e controllo del sistema elettrico nazionale.
- *Altri beni* - gli investimenti in sistemi hardware e software di base per l'ampliamento del sistema informatico aziendale sono stati per circa Euro 2.500 mila. Nel corso dell'anno sono stati anche acquistati mobili, arredi e macchine d'ufficio.

- *Immobilizzazioni in corso e acconti*

In particolare riguardano le seguenti voci:

a) Fabbricati industriali

È stato effettuato il versamento di anticipo pari a circa Euro 1.265 mila per l'acquisto di un edificio destinato ad ospitare la sede territoriale di Napoli della nostra società;

b) Impianti e macchinari

Si sono sostenute spese per circa Euro 1.540 mila per l'acquisto di apparecchi per il nuovo sistema telefonico.

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

I cespiti il cui costo unitario non è superiore a Euro 516 mila sono stati ammortizzati integralmente nell'esercizio.

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2001, sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti.

Inoltre, come consentito dall'art. 2426, comma 2 del Codice civile, e al fine di usufruire delle possibilità offerte dalla normativa fiscale vigente, sono state stanziati ulteriori quote fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie per Euro 980 mila.

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 Euro 1.243 mila e Euro 596 mila.

Conseguentemente il patrimonio netto e l'utile dell'esercizio sarebbero superiori rispettivamente di Euro 730 mila e di Euro 350 mila al netto dell'effetto fiscale teorico previsto (aliquota del 41,25%).

Al 31 dicembre 2001, il Fondo ammortamento nel suo complesso rappresenta il 15% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

Alla data del 31 dicembre 2001 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - Euro 17.657 mila

Comprendono per Euro 16.704 mila partecipazioni in imprese controllate e per Euro 953 mila crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni - Euro 16.704 mila

Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Le movimentazioni intervenute nell'esercizio alla voce partecipazioni sono le seguenti:

Euro mila	31.12.2000	Movimenti dell'esercizio 2001				31.12.2001
	Valore di bilancio	Svalutazioni	Ricostruzione di capitale	Aumenti di capitale	Saldo movimenti	Valore a fine periodo
Partecipazioni:						
<i>Imprese controllate</i>						
Acquirente unico Spa	2.582	(2.238)	2.238	4.918	4.918	7.500
Gestore del mercato Spa	2.582	(2.298)	2.298	4.918	4.918	7.500
Totale imprese controllate	5.164	(4.536)	4.536	9.836	9.836	15.000
<i>Altre imprese</i>						
Cesi Spa	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale altre imprese	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale	6.868	(4.536)	4.536	9.836	9.836	16.704

In imprese controllate - Euro 15.000 mila

- *Acquirente unico Spa*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Nel corso dell'esercizio 2001, l'Assemblea Straordinaria degli Azionisti della società Acquirente unico Spa, in relazione anche alla perdita in corso del 2001, ha deliberato sia la costituzione di un fondo a copertura della perdita futura di esercizio pari a Euro 2.238 mila sia due aumenti di capitale sociale a pagamento per Euro 4.918 mila; l'operazione sottoscritta interamente dalla società ha comportato un esborso pari a Euro 7.156 mila.

- *Gestore del mercato elettrico Spa*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Nel corso dell'esercizio 2001, l'Assemblea Straordinaria degli Azionisti della società Gestore del mercato elettrico Spa, in relazione anche alla perdita in corso del 2001, ha deliberato sia la

costituzione di un fondo a copertura della perdita futura di esercizio pari a Euro 2.298 mila sia due aumenti di capitale sociale a pagamento per Euro 4.918 mila; l'operazione sottoscritta interamente dalla società ha comportato un esborso pari a Euro 7.216 mila.

Il Gestore non ha ritenuto opportuno, procedere alla svalutazione delle partecipazioni a fine esercizio 2001 per le perdite conseguite dalle due controllate per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2001, 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 - Euro 1.704 mila

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 2000 non esistendo al momento condizioni durevoli tali da giustificare eventuali rettifiche.

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1 punto 5 Codice civile si evidenzia l'elenco delle partecipazioni:

Euro mila

Partecipazione	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.2001	Patrimonio netto al 31.12.2001	Utile d'esercizio (Perdita) al 31.12.2001	Quota % possesso	Valore attribuito
A. Imprese controllate						
Acquirente unico Spa.	Roma	7.500	6.672	(3.066)	100%	7.500
Gestore del mercato Spa	Roma	7.500	6.332	(3.466)	100%	7.500
B. Altre imprese						
CESI Spa	Milano	8.550	20.757	1.193	9,3%	1.704

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 2001 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 - Euro 953 mila

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 2000 (Euro 998 mila) si è verificato un decremento di Euro 45 mila.

ATTIVO CIRCOLANTE - Euro 1.829.384 mila**CREDITI - Euro 1.625.328 mila**

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 - Euro 1.047.992 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti per attività inerenti la vendita ed il trasporto dell'energia e sono comprensivi anche di quelli relativi a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare.

Registrano un incremento rispetto all'anno passato di Euro 75.222 mila per effetto principalmente dell'avvio dell'attività di vendita dell'energia c.d. CIP 6 che come è stato già in precedenza evidenziato è iniziata a far data dal 1° gennaio 2001, compensata da una riduzione nell'ambito del trasporto di energia.

Il dettaglio della voce confrontato con l'anno precedente è il seguente:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Crediti verso clienti:			
– per vendita energia elettrica D.M. 21/11/2000	343.115	-	343.115
– per servizio di vettoriamiento - mercato libero	435.510	199.460	236.050
– per corrispettivo di trasporto - mercato vincolato	263.990	748.756	(484.766)
– per vendita energia elettrica da "acquisti spot" dall'estero	7.127	22.777	(15.650)
– per garanzia capacità trasporto interconnessione con l'estero	4.161	5.049	(888)
– per assegnazione bande interconnessione con l'estero	-	3.916	(3.916)
– per prestazioni diverse dall'energia	4.260	2.983	1.277
Totale crediti verso clienti	1.058.163	982.941	75.222
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2000	(4.880)	-	(4.880)
– accantonamenti ordinari 2001	(5.291)	(4.880)	(411)
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2001	(10.171)	(4.880)	(5.291)
Totale	1.047.992	978.061	69.931

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 controllate - Euro 967 mila

Si riferiscono a crediti verso la società Acquirente unico Spa (Euro 415 mila) e verso la società Gestore del mercato elettrico Spa (Euro 552 mila) derivanti dal contratto di servizio stipulato con le controllate nel corso dell'esercizio 2001 per la fornitura di prestazioni varie nonché note di credito per personale della controllante distaccato presso le società.

Crediti verso altri - Euro 35.247 mila

La composizione del saldo al 31 dicembre 2001 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2000, sono qui di seguito evidenziate:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Crediti vs erario per imposte	33.912	6.270	27.642
Crediti per contributi da terzi	720	-	720
Anticipi a terzi	544	23	521
Crediti per imposte anticipate	-	167	(167)
Crediti vs istituti previdenziali e assicurativi	33	4	29
Partite diverse	38	324	(286)
Totale	35.247	6.788	28.459

Con riguardo alle principali tipologie:

- i *crediti verso l'amministrazione finanziaria* sono costituiti da crediti verso l'Erario per IVA.
- la voce *crediti per contributi da terzi* si riferisce a contributi finanziari comunitari ottenuti a titolo di cofinanziamento di azioni relative a progetti di rafforzamento di reti transeuropee nel settore dell'energia vedi lo studio di fattibilità per la costruzione di una nuova linea a doppio circuito a 380 kV tra S. Fiorano (Italia) e Robbia (Svizzera) e lo studio di fattibilità per costruzione di una nuova linea a 380 kV tra Cordigliano (Italia) e Lienz (Austria).
- i *crediti per imposte anticipate* per Euro 167 mila relativi all'esercizio 1999 sono stati annullati per il riversamento delle relative imposte nell'esercizio 2001.

Crediti verso Cassa conguaglio settore elettrico - Euro 541.122 mila

Tale voce comprende:

- *Crediti verso Cassa conguaglio settore elettrico deliberazione Autorità 20/2001 - Euro 497.915 mila*

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico a titolo di contributi dovuti per l'acquisto di energia ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20/2001. A fronte del credito di Euro 497.915 mila, è esposto nel passivo dello Stato Patrimoniale un debito verso la stessa Cassa conguaglio

per Euro 25.619 mila per gli anticipi da questa effettuati a favore del GRTN per le necessità finanziarie legate al pagamento dell'IVA sulle fatture passive per acquisti di energia c.d. CIP 6 non coperta dagli introiti generati dagli incassi per l'attività di vendita effettuata da GRTN. Le modalità di rimborso di tale debito indicate nella deliberazione 20/01 sono state riconfermate anche nella più recente deliberazione 228/2001.

- *Crediti verso Cassa conguaglio settore elettrico - Riconciliazione energia elettrica - Euro 43.207 mila*

Tale credito si riferisce all'importo dovuto dalla Cassa al GRTN secondo quanto previsto dalla disciplina della riconciliazione e lo scambio di energia elettrica (deliberazione 13/99 e successive), per far fronte alle immissioni eccedentarie di energia per la parte relativa ai costi variabili di produzione.

L'importo di Euro 43.207 mila relativo all'anno 2000 ha trovato rilevazione tra le sopravvenienze attive ordinarie.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE - Euro 204.056 mila

Sono così formate:

<i>Euro mila</i>			
	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Depositi bancari	204.041	56.796	147.245
Denaro e valori in cassa	15	12	3
Totale	204.056	56.808	147.248

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

Nel corso dell'esercizio 2001 non si sono avuti fenomeni economici che hanno reso necessario la rilevazione a fine esercizio per competenza di ratei e risconti attivi.

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

Euro mila

	Entro l'anno Successivo	Dal 2° al 5° anno Successivo	Oltre il 5° anno Successivo	Totale
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Crediti verso altri	103	352	498	953
Totale	103	352	498	953
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	1.047.992	-	-	1.047.992
Crediti verso controllate	967	-	-	967
Crediti verso altri	35.247	-	-	35.247
Crediti verso Cassa conguaglio settore elettrico	541.122	-	-	541.122
Totale	1.625.328	-	-	1.625.328
TOTALE	1.625.431	352	498	1.626.281

Stato Patrimoniale

Passivo

PATRIMONIO NETTO - Euro 56.643 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati nel seguente prospetto:

Euro mila

	Capitale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile di esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2000	25.926	-	-	365	22.961	49.252
Destinazione dell'utile 2000:					(22.961)	(22.961)
– a riserva legale	-	1.148	-	-	-	1.148
– a riserva disponibile	-	-	21.813	-	-	21.813
Altri movimenti del periodo:						
– Utilizzo della riserva da conferimento per la conversione del capitale sociale in euro	74	-	-	(74)	-	-
Risultato netto dell'esercizio 2001						
– Utile di esercizio	-	-	-	-	7.391	7.391
Saldo al 31.12.2001	26.000	1.148	21.813	291	7.391	56.643

Capitale sociale - Euro 26.000 mila

Per soddisfare quanto previsto dall'art. 17 del D.Lgs del 24 giugno 1998, n. 213 (integrato dal D.Lgs 15 giugno 1999, n. 206), in data 27 giugno 2001, l'assemblea degli azionisti, ha deliberato, in sessione straordinaria, l'aumento del capitale sociale attraverso l'utilizzo delle riserve disponibili con contestuale l'annullamento delle azioni in essere (del valore nominale di Lire 1.000) e contestuale emissione di nuove azioni del valore nominale di 1 Euro.

A seguito di tali operazioni il valore del capitale sociale è pari a Euro 26.000.000 ed è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie pari a un valore nominale di Euro 1.

Riserva legale - Euro 1.148 mila

La "Riserva legale" accoglie Euro 1.148 mila ad essa attribuiti in sede di destinazione dell'utile 2000 come previsto all'art. 2430 del Codice civile.

Altre riserve - Euro 22.104 mila

Nella voce "Riserva da conferimento" è riportato l'importo di Euro 291 mila relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel Spa a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce "Riserva disponibile" pari a Euro 21.813 mila deriva dalla destinazione dell'utile del-

l'esercizio 2000 dedotto il 5% destinato a riserva legale.

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 - Euro 7.391 mila

Il risultato economico dell'esercizio ammonta ad un utile di Euro 7.391 mila.

FONDI PER RISCHI ED ONERI - Euro 29.171 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati di seguito:

Euro mila

	Valore 31.12.2000	Accantonamenti	Utilizzi	Altre Variazioni	Valore al 31.12.2001
Fondi per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	899	158	(250)	9	816
Altri:					
– Fondo vertenze e contenzioso	15	6.000	-	-	6.015
– Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.063	1.453	(1.916)	-	1.600
– Fondo oneri per ripianamento FPE	852	11.887	(852)	-	11.887
– Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero	162	1.554	-	-	1.716
– Fondo oneri "una tantum" per rinnovo contratto collettivo di lavoro	744	-	(744)	-	-
– Fondo per interessi di mora richiesti a CCSE per ritardato pagamento maggiorazioni	-	1.700	-	-	1.700
– Fondo dismissioni impianti industriali	3.440	-	-	-	3.440
– Fondo per copertura perdite di società partecipate	493	1.973	(469)	-	1.997
Totale altri fondi	7.769	24.567	(3.981)	-	28.355
Totale fondi per rischi e oneri	8.668	24.725	(4.231)	9	29.171

Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili - Euro 816 mila

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 il personale in servizio per Euro 158 mila.

Gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

*Altri Fondi - Euro 28.355 mila**Fondo vertenze e contenzioso - Euro 6.015 mila*

Al 31 dicembre 2001, le passività potenziali derivanti dalle vertenze giudiziarie in corso sono state valutate sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni della Società; pertanto si è provveduto a riallineare il valore del fondo, sia attraverso l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte nei precedenti esercizi, sia in considerazione degli oneri presunti che potrebbero derivare dalle vertenze giudiziarie in corso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima potrebbero risolversi con esito positivo.

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".

L'accantonamento effettuato si riferisce alle seguenti tipologie di contenzioso :

Remunerazione ai proprietari della RTN - Diversi proprietari di rete hanno contestato la lettera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas prot. n. PB/M01/69/gb del 11 gennaio 2001 avente ad oggetto la stima della quota di ripartizione tra soggetti titolari di porzioni della rete di trasmissione nazionale a copertura dei costi nell'anno 2000 per l'attività di esercizio e manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e del capitale investito, impugnando la stessa dinanzi al TAR per la Lombardia.

Gli stessi ricorrenti hanno avviato oltre agli indicati giudizi amministrativi, anche giudizi civili in cui, per le stesse ragioni esposte nei giudizi amministrativi, chiedono che il Gestore della rete riconosca un indennizzo e un canone più elevato di quello allo stato riconosciuto.

Forniture Energia c.d. CIP 6 - In materia di energia CIP 6 risulta ancora pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del GRTN e di Enel Spa legittimata, prima che intervenisse il Decreto ministeriale di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99, a ritirare l'energia comunque prodotta da operatori terzi nazionali.

Assegnazione capacità di trasporto - Risultano ancora pendenti diversi giudizi di impugnativa delle delibere dell'Autorità nn. 140/00 e 219/00 relative alle procedure per l'assegnazione della capacità d'importazione dell'anno 2001. Per molti di tali giudizi sono già intervenuti dei provvedimenti giurisdizionali favorevoli al GRTN, ma sono ancora pendenti i termini per possibile impugnativa di secondo grado.

Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded) - Alcune aziende di distribuzione hanno impugnato, con separati ricorsi, la lettera dell'Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, deve essere considerata anche la quota di energia prodotta dagli impianti di produzione nella disponibilità dell'impresa produttrice-distributrice (c.d. embedded generation) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa.

Contenzioso del lavoro - Attualmente è pendente un numero limitato di cause inerenti il rapporto di lavoro, attinente essenzialmente a problematiche d'inquadramento o all'applicazione di istituti previsti dalla previgente normativa dell'Enel. Sono altresì pervenute alcune richieste di lavoratori di tentativi obbligatori di conciliazione dinanzi all'Ufficio Provinciale

del Lavoro che probabilmente evolveranno in futuri giudizi. La firma del nuovo contratto collettivo di settore con le relative problematiche connesse all'interpretazione dei nuovi istituti contrattuali potrebbe comportare un aumento del contenzioso in relazione all'applicazione degli stessi.

Disservizi - Risultano attualmente pendenti due giudizi relativi a danni lamentati dalle imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale o comunque assertivamente attribuiti al GRTN in ragione del contratto di vettoriamiento.

Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 1.600 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari connessi alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno aderito alla suddetta offerta ed il cui il rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2000.

La quota di accantonamento di Euro 1.453 mila è rilevata in conto economico fra gli oneri straordinari.

Fondo oneri per ripianamento fondo previdenza elettrici - Euro 11.887 mila

Il fondo accoglie l'onere, in parte stimato, di competenza dell'anno previsto dalla legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria 2000) e dalla successiva legge 388/00 (Legge Finanziaria 2001), per il contributo straordinario dovuto in conseguenza alla soppressione del Fondo previdenza Elettrici (FPE).

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'AGO.

Al riguardo si precisa che con lettera datata 26 ottobre 2001, l'INPS ha richiesto al GRTN il versamento entro il 30 novembre 2001 del contributo straordinario di cui alle leggi citate determinandone gli importi secondo i criteri stabiliti dal decreto interministeriale del 23 ottobre 2001, e quantificando l'onere in Lire 10.246.000.000 (Euro 5.291.617) per la prima rata relativa all'anno 2000 e in Lire 10.247.000.000 (Euro 5.292.134) per la seconda rata relativa all'anno 2001. In relazione a tale richiesta il GRTN ha immediatamente avviato nel corso dell'anno una serie di iniziative sia avanti al TAR del Lazio che avanti al Tribunale civile di Roma - sez. lavoro chiedendo tra l'altro in tale sede la rimessione alla Corte Costituzionale della questione di legittimità costituzionale.

In relazione all'evolversi degli eventi avanti gli organi giudiziali il GRTN, al fine di evitare anche sanzioni per ritardati versamenti, ha provveduto in data 21 dicembre 2001 al versamento della quota relativa alla annualità 2001; tale quota è rilevata nel conto economico tra le voci di costo straordinarie.

L'importo evidenziato come accantonamento nel fondo, tra gli oneri straordinari, si riferisce invece alla quota relativa alla annualità 2000, pari a Euro 5.291.617, e la quota presunta rela-

tiva alla annualità 2002 (Euro 6.596.225), in quanto si ritiene prudentiale che il GRTN debba adempiere agli obblighi imposti dalla normativa prescindendo dall'esistenza dell'attuale contenzioso.

Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero - Euro 1.716 mila

Con la deliberazione 162/99 e successiva 101/01 l'Autorità ha determinato uno specifico corrispettivo a copertura dei costi sostenuti da GRTN per la garanzia interconnessione con l'estero. Tali costi per fornitura di energia destinata a coprire le interruzioni con l'estero ammontano a circa Euro 13.115 mila: il margine rispetto a quanto fatturato è accolto in tale fondo.

La deliberazione 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 per interessi di mora richiesti dalla Cassa conguaglio settore elettrico per ritardato pagamento maggiorazioni - Euro 1.700 mila

È stato accantonato in tale fondo l'importo che si presume sarà richiesto dalla Cassa conguaglio settore elettrico per i ritardi nei versamenti della maggiorazione dei corrispettivi di vettoramento di cui alla deliberazione dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas n. 232/00.

Per il riconoscimento di tale importo, si è in attesa di una decisione dell'Autorità.

Fondo dismissioni impianti industriali- Euro 3.440 mila

Il fondo rileva i 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 - Euro 1.997 mila

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 - Euro 16.796 mila

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2001 è così rappresentata:

Euro mila

Saldo al 31.12.2000	16.716
Accantonamenti	2.658
Utilizzi per erogazioni	(1.994)
Altri movimenti	(584)
Totale	16.796

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2001 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 per spese sanitarie.

DEBITI - Euro 1.835.576 mila

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 - Euro 12.911 mila

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 - Euro 1.617.107 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia, per il corrispettivo di trasporto e vettoriamiento. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere. L'incremento per Euro 617 mila è riconducibile, alla piena operatività della società.

Debiti tributari - Euro 3.429 mila

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 l'imposte di competenza dell'esercizio al netto degli acconti versati.

Il confronto con l'esercizio 2000 è così sintetizzato:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Ritenute di imposta in qualità di sostituto	1.204	1.261	(57)
Imposte sul reddito	2.225	21.539	(19.314)
Totale	3.429	22.800	(19.371)

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale - Euro 1.938 mila

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:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Debiti verso Fondo previdenza elettrici	1.081	1.030	51
Debiti verso FOPEN	139	821	(682)
Debiti verso INPDAl	225	214	11
Debiti verso INPS	96	136	(40)
Debiti diversi	397	371	26
Totale	1.938	2.572	(634)

Altri debiti - Euro 2.915 mila

Risultano così composti:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Debiti verso il personale per TFR da erogare, per ferie e festività abolite non godute, per lavoro straordinario, ecc.	2.497	3.230	(733)
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	56	57	(1)
Debiti verso clienti per rimborsi da effettuare e altre partite	26	47	(21)
Partite diverse	336	99	237
Totale	2.915	3.433	(518)

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 197.276 mila

Espongono il debito della società nei confronti della Cassa ed è costituito dalle seguenti componenti, confrontate con i valori dell'anno precedente:

Euro mila			
	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A3, A4, A5 ...)	171.657	19.691	151.966
Debiti per anticipazioni fatte da Cassa conguaglio Settore Elettrico per IVA	25.619	-	25.619
Totale	197.276	19.691	177.585

I debiti per maggiorazioni si riferiscono agli importi dovuti alla Cassa conguaglio settore elettrico per importi fatturati dal GRTN a titolo di maggiorazione A2, A3, A4, A5, ecc. da riversare alla Cassa seguendo le modalità previste dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

L'importo di Euro 25.619 mila si riferisce invece al debito della Società per le anticipazioni effettuate dalla Cassa per le esigenze finanziarie legate al pagamento dell'IVA sulle fatture passive per acquisti di energia c.d. CIP 6, così come disciplinato dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20/2001 e 228/2001

RATEI E RISCONTI PASSIVI - Euro 1.092 mila

Sono composti come segue:

Euro mila			
	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Ratei per interessi passivi su mutuo	261	290	(29)
Altri ratei passivi	32	44	(12)
Altri risconti passivi	799	2	797
Totale	1.092	336	756

I *ratei passivi* per Euro 261 mila rilevano la quota di interessi sul mutuo contratto con CREDIOP di competenza dell'esercizio.

La voce *altri risconti passivi* rileva la sospensione dal conto economico dei contributi in conto capitale, erogati dalla Unione europea nel corso dell'esercizio 2001, che sono stati iscritti a bilancio al momento dell'incasso o, se precedente, all'atto del ricevimento della formale deliberazione. Tali contributi saranno iscritti in detrazione del cespite a cui si riferiscono al momento del suo passaggio in esercizio e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene a cui sono riferiti.

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE - Euro 62.128.853 mila

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

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Garanzie ricevute:			
– Fidejussioni ricevute da altre imprese e di terzi	275.951	657	275.294
Altri conti d'ordine:			
– Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	10.714	30.425	(19.711)
– Impegni assunti verso fornitori per acquisto energia elettrica	61.842.188	1.295	61.840.893
Totale	62.128.853	32.377	62.096.476

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

Euro mila

	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	-	-	12.911	12.911
Totale debiti finanziari	-	-	12.911	12.911
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	1.617.107	-	-	1.617.107
Debiti tributari	3.429	-	-	3.429
Debiti verso Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.938	-	-	1.938
Altri debiti	2.915	-	-	2.915
Debiti verso Cassa conguaglio settore elettrico	197.276	-	-	197.276
Totale altri debiti	1.822.665	-	-	1.822.665
Totale	1.822.665	-	12.911	1.835.576

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

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

In relazione a tale contenzioso il valore del singolo giudizio non è determinabile, anche ove vengono indicate delle somme dalla controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, che prescindono dal costo dei singoli spostamenti o diminuzioni di flusso richiesti, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili.

Nel corso del 2001 la maggior parte delle cause, proposte da una pluralità di ricorrenti e/o da amministrazioni locali il più delle volte attraverso lo strumento del ricorso d'urgenza, ha avuto esito favorevole e alcuni giudizi sono stati avviati e definiti nel corso dell'anno 2001.

Oltre ai ricorsi in cui il Gestore di trasmissione nazionale è già parte del processo potrebbero sussistere dei giudizi pendenti prima della costituzione del Gestore e in cui è parte l'Enel i cui esiti potrebbero incidere sulla sfera di competenza del GRTN in ragione di quanto previsto in caso di successione nei giudizi dall'art. 111 c.p.c.

A prescindere dalle sopraindicate cause, si evidenzia che l'intervenuta approvazione del disegno di legge sui campi elettromagnetici (legge n. 36 del 22 febbraio 2001) non ha ancora definito il quadro normativo per la perdurante mancanza della normativa regolamentare di attuazione prevista dalla stessa legge quadro; di conseguenza stante la non ancora definita situazione in materia di emissioni elettromagnetiche non è possibile effettuare una stima attendibile del contenzioso futuro.

Conto economico

VALORE DELLA PRODUZIONE - Euro 6.094.641 mila

Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 5.984.279 mila

Sono comprese in tale voce una serie di componenti di ricavo, non presenti nella gestione economica dell'anno 2000, che scaturiscono dalla introduzione di ulteriori 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:

<i>Euro mila</i>	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Compravendita energia:			
– vendita energia elettrica D.M. 21/11/2000 deliberazione 223/00	3.002.205	-	3.002.205
– vendita energia "Spot"	68.522	73.727	(5.205)
Movimentazione energia:			
– vettoriamiento (mercato libero)	593.845	259.005	334.840
– trasporto energia (mercato vincolato)	600.294	652.008	(51.714)
Altre energia:			
– garanzia interconnessione (deliberazione 180 e successive)	14.672	13.280	1.392
– assegnazione bande interconnessione	-	16.328	(16.328)
– altri ricavi	56	-	56
Contributi Cassa conguaglio settore elettrico	1.704.685	-	1.704.685
Totale	5.984.279	1.014.348	4.969.931

Compravendita energia:

- *Vendita energia elettrica D.M. 21/11/2000 - deliberazione dell'Autorità per energia elettrica e il gas n. 223/00 - Euro 3.002.205 mila*

Con decreto MICA del 21 novembre 2000 è stata attribuita al GRTN, ai sensi del decreto 79/99 art. 3 comma 12 dal 1 gennaio 2001 l'attività di compravendita dell'energia da fonti rinnovabili e assimilate c.d. CIP 6.

In particolare la vendita di energia, disciplinata dalla deliberazione dell'Autorità 223/00 ammonta a un totale di Euro 3.002.205 mila e si riferisce per Euro 1.255.145 mila alle vendite effettuate sul mercato c.d. "vincolato" nei confronti dei distributori e per Euro 1.747.060 mila alle vendite effettuate sul mercato c.d. "libero" nei confronti dei clienti idonei, relative a forniture di energia interrompibili e non.

- *Vendita energia "spot"* - Euro 68.522 mila

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, disponibile, in modo non prevedibile, capacità di interconnessione con l'estero, secondo quanto disciplinato da specifiche disposizioni dell'Autorità. Si riduce rispetto all'anno 2000 di Euro 5.205 mila.

Movimentazione energia:

- *Corrispettivo di vettoriamento - deliberazione 13/99 e successive* - Euro 593.845 mila

In tale corrispettivo, previsto per il servizio di trasporto sulla RTN dell'energia destinata a clienti idonei del mercato libero sono comprese le seguenti componenti, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
– corrispettivo di potenza	532.272	225.409	306.863
– corrispettivo di dispacciamento	14.161	10.948	3.213
– servizi dinamici	4.571	2.712	1.859
– garanzia di riserva e potenza	7.210	1.057	6.153
– regolazione di tensione	11.904	9.598	2.306
– sistemi di misura	10.020	2.471	7.549
– quota corrispettivo potenza (delibera 63/00 art. 1.1 lett. B e successive)	13.707	6.810	6.897
Totale	593.845	259.005	334.840

Rispetto all'anno precedente tale voce si incrementa di Euro 334.840 mila per effetto principalmente delle dinamiche legate all'avvio del mercato dell'elettricità che hanno portato nel corso dell'anno 2001 ad un trasferimento della domanda di energia elettrica dal mercato vincolato al mercato libero con conseguente incremento dell'energia vettoriata.

- *Corrispettivo di trasporto - deliberazione n. 205/99 e successive* - Euro 600.294 mila

Il corrispettivo per trasporto energia rileva l'ammontare dovuto per il servizio di trasporto sulla RTN, 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 e successive integrazioni.

Tale voce si riduce rispetto all'anno precedente di Euro 51.714 mila per le motivazioni precedentemente esposte per il vettoriamento.

Altre energia:

- **Garanzia interconnessione (deliberazione 180/99 e successive) - Euro 14.672 mila**

L'importo indicato per *garanzia interconnessione con l'estero* 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 (deliberazione n. 180/99 e successive). Si incrementa rispetto all'esercizio 2000 di Euro 1.392 mila essenzialmente per effetto di maggiori importazioni dall'estero.

- **Assegnazione bande interconnessione**

La voce assegnazione di *bande interconnessione* con l'estero non evidenzia alcun importo in quanto la deliberazione 219/00 con cui è stata assegnata tale capacità non ha previsto contrariamente all'anno precedente l'attribuzione al GRTN di alcuna componente economica.

Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico

Si riferiscono prevalentemente a Contributi da Cassa conguaglio settore elettrico definiti con la deliberazione 20 del 14 febbraio 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardante "Adozione di disposizioni in materia di gestione del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 5 della deliberazione dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997, n. 70/97". Tali contributi determinati per un ammontare di competenza dell'anno 2001 nella misura di Euro 1.702.795 mila costituiscono il contributo per la quota di costi sostenuta dal GRTN per gli acquisti di energia c.d. CIP 6 non coperta dall'ammontare dei ricavi relativi alle vendite della stessa energia. La deliberazione citata dispone infatti che tale differenziale sia coperto dall'intervento della Cassa conguaglio per il settore elettrico quale organismo di perequazione del sistema. A fronte di tale contributo è evidenziato nell'attivo patrimoniale il credito verso la Cassa conguaglio per il settore elettrico per importi dovuti dalla stessa ma non ancora erogati al 31 dicembre 2001.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni - Euro 152 mila

La voce si riferisce alla capitalizzazione del costo del personale interno impegnato in studi di fattibilità per la realizzazione di nuove linee di trasmissione. Tali costi sono stati portati nell'attivo ad incremento della posta "Immobilizzazioni materiali in corso e acconti".

Altri ricavi e proventi - Euro 110.210 mila

Tale voce riguarda le poste riportate nella seguente tabella:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Sopravvenienze attive per:			
– Riconciliazione energia	43.207	-	43.207
– Vettoriamento energia	36.438	-	36.438
– Trasporto energia	25.336	-	25.336
Ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del gruppo	4.977	-	4.977
Altri ricavi	252	79	173
Totale	110.210	79	110.131

La posta ha subito un consistente aumento (Euro 110.131 mila) dovuto essenzialmente alla integrazione di stime effettuate nell'esercizio precedente nell'ambito del fenomeno della movimentazione di energia, derivanti anche da disposizioni intervenute con lettera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas solo nel corso del 2001.

Infatti si è provveduto a rilevare *Sopravvenienze attive* per:

- Riconciliazione energia

Riguarda l'ammontare dovuto dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per riconciliazione energia anno 2000 determinata secondo le modalità previste dalla deliberazione della Autorità per l'energia elettrica e il gas 13/99 come modificata dalle deliberazioni 119/2000 e 240/2000

- Vettoriamento energia

L'importo è da attribuire principalmente a componenti fatturate nel corso dell'anno 2001 ma di competenza dell'anno 2000 ad integrazione dei valori in parte stimati in sede di chiusura dell'anno 2000.

È inoltre rilevata in tale voce anche la rettifica per le minori componenti economiche di costo, relative a vettoriamenti, stanziata in sede di definizione dell'anno 2000.

- Trasporto energia

A seguito di specificazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas emanate nel corso dell'anno 2001 in merito alla applicazione della deliberazione 205/00 (c.d. "embedded generation") si è proceduto ad una rideterminazione degli importi dovuti dai Distributori per l'anno 2000 per il servizio di trasporto sulla RTN dell'energia destinata al mercato vincolato. Ciò ha comportato nel corso dell'anno una fatturazione integrativa di quanto a tale titolo era stato contabilizzato già nel corso dell'anno 2000.

Si precisa che a fronte di tali componenti attive (riconciliazione, vettoriamento, trasporto) sono state rilevate nell'ambito delle sopravvenienze passive le conseguenti quote da dover riconoscere a terzi operatori del mercato elettrico di propria spettanza.

Gli "altri ricavi e proventi", complessivamente pari a Euro 5.229 mila comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GRTN distaccati sia presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Euro 1.349 mila), nonché i ricavi (Euro 3.531 mila) per l'attività di servizi svolta per conto delle controllate ed il riaddebito di costi per il personale distaccato presso le società.

COSTI DELLA PRODUZIONE - Euro 6.049.611 mila

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci - Euro 4.744.913 mila

Gli acquisti dell'esercizio con le variazioni rispetto all'anno 2000 sono evidenziate nel seguente prospetto:

<i>Euro mila</i>	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Acquisti energia c.d. "CIP 6"	4.705.000	-	4.705.000
Acquisti energia c.d. "Spot"	26.432	28.332	(1.900)
Acquisti energia per garanzia interconnessione	13.118	13.118	-
Altri acquisti	363	273	90
Totale	4.744.913	41.723	4.703.190

- **Acquisti energia c.d. "CIP 6" - Euro 4.705.000 mila**

Come già accennato precedentemente a far data dal 1 Gennaio 2001 il GRTN per effetto del Decreto ministeriale MICA del 21 dicembre 2000 è subentrato ad Enel Spa nella convenzione con i produttori di energia da fonte rinnovabile così come indicato dal Decreto 79/99 c.d. "Decreto Bersani" art. 3, comma 12.

L'importo di Euro 4.705.000 mila riguarda l'ammontare per acquisti di energia di competenza dell'anno 2001 e si riferiscono ad un quantitativo di circa 53.525 GWh.

- **Acquisti energia c.d. "Spot" - Euro 26.432 mila**

Si riferiscono 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.

- **Acquisti energia per garanzia interconnessione - Euro 13.118 mila**

Si riferisce al costo per acquisti di energia sul mercato nazionale a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione.

- **Altri acquisti - Euro 363 mila**

Sono da attribuire agli acquisti di materiali vari necessari per lo svolgimento dell'attività operativa (in particolare forniture di cancelleria, stampati, ecc).

Per servizi - Euro 383.025 mila

La voce comprende le seguenti principali tipologie di costi:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Vettoriamiento	361.998	102.588	259.410
Trasmissione dati	6.634	9.739	(3.105)
Assistenza sistemistica	2.767	2.353	414
Servizi personale	2.223	1.198	1.025
Acquisto energia elettrica, acqua e riscaldamento	1.806	1.683	123
Vigilanza	1.407	677	730
Manutenzioni e riparazioni	1.268	685	583
Prestazioni e consulenze professionali	1.075	1.839	(764)
Telefoniche	952	1.414	(462)
Emolumenti amministratori e sindaci	824	794	30
Pulizia	471	338	133
Immagine e comunicazione	302	184	118
Postali	260	127	133
Trasporto e noleggio	131	142	(11)
Assicurazioni	116	68	48
Tipografiche	114	73	41
Prestazioni di lavoro interinale	92	-	92
Bande interconnessione - quota terzi	-	8.164	(8.164)
Altre	585	1.107	(522)
Totale	383.025	133.173	249.852

L'importo di Euro 361.998 mila per vettoriamenti si riferisce principalmente alle quote riconosciute ad altri gestori di rete locali non RTN per contratti di vettoriamiento gestiti dal Gestore secondo le modalità indicate nella deliberazione 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 per l'energia elettrica e il gas il 2 Agosto 2000.

Gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda per i compensi ai componenti il Consiglio di Amministrazione (Euro 748 mila) ed il Collegio Sindacale (Euro 76 mila) .

Per godimento beni di terzi - Euro 746.082 mila

In tale importo è compreso per Euro 744.390 mila l'ammontare dei canoni da corrispondere ai proprietari della RTN, determinato attraverso il contributo proveniente sia dal mercato c.d. "libero" (Euro 201.723 mila) sia dal mercato c.d. "vincolato" (Euro 542.667 mila) .

Per il personale - Euro 44.736 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2001 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente:

<i>Numero</i>	Consistenza media 2001	Consistenza al 31.12.2001	Consistenza al 31.12.2000
Dirigenti	44	44	44
Quadri	198	202	187
Impiegati	440	450	426
Operai	2	2	3
Totale	684	698	660

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 13.692 mila

Le quote di ammortamento, calcolate come indicato nel commento delle immobilizzazioni, riguardano per Euro 1.165 mila quelle immateriali e per Euro 7.237 mila quelle materiali.

Le svalutazioni si riferiscono all'accantonamento al fondo svalutazione crediti per Euro 5.291 mila, stanziati ai sensi dell'art. 71 comma 1 del T.U. dell'imposte sui redditi.

Accantonamenti per rischi - Euro 7.554 mila

Si riferiscono all'accantonamento del *marginale relativo alla garanzia per interconnessione* già commentato nell'ambito dei fondi del passivo (Euro 1.554 mila) e l'accantonamento al fondo contenzioso (Euro 6.000 mila).

Altri accantonamenti - Euro 3.673 mila

Si riferiscono agli accantonamenti effettuati al:

<i>Euro mila</i>	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Fondo oneri da partecipazione	1.973	493	1.480
Fondo per interessi di mora	1.700	-	1.700
Fondo oneri ripianamento Fondo Pensione Elettrici	-	852	(852)
Fondo oneri "una tantum" rinnovo contratto	-	744	(744)
Totale	3.673	2.089	1.584

Gli ammontari di cui sopra sono già stati commentati in sede di esame delle corrispondenti voci del passivo patrimoniale.

Oneri diversi di gestione - Euro 105.937 mila

A fronte di *Sopravvenienze attive ordinarie* accertate nell'esercizio 2001 per Euro 104.981 mila, dovute essenzialmente all'integrazione di stime effettuate nell'esercizio precedente per il servizio di vettoriamiento, corrispettivo di trasporto e riconciliazione di energia, derivanti anche da disposizioni intervenute con lettera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas solo nel corso del 2001, sono state rilevate nell'ambito delle sopravvenienze passive ordinarie per Euro 103.984 mila le conseguenti quote da dover riconoscere a terzi operatori del mercato elettrico di propria spettanza.

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

PROVENTI E ONERI FINANZIARI - Euro 10.266 mila**Altri proventi finanziari - Euro 10.886 mila**

Il dettaglio è il seguente:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	10.070	1.640	8.430
Interessi per operazioni p/t e simili	-	219	(219)
Interessi di mora su crediti per vendita energia	782	-	782
Interessi attivi su conto corrente con Enel Spa	-	91	(91)
Interessi su prestiti a dipendenti	34	31	3
Totale	10.886	1.981	8.905

Interessi e altri oneri finanziari - Euro 620 mila

La voce è così composta:

Euro mila

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Interessi passivi su mutui	612	554	58
Altri	8	47	(39)
Totale	620	601	19

RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE - Euro 4.536 mila

Derivano esclusivamente dalla svalutazione di partecipazioni dell'Acquirente unico Spa Euro 2.238 mila e del Gestore del mercato per Euro 2.298 mila.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI - Euro 17.572 mila

Il saldo è composto da oneri straordinari per Euro 18.111 mila e da proventi straordinari per Euro 539 mila. Gli oneri riguardano principalmente:

- oneri relativi al contributo straordinario dovuto all'INPS (Euro 16.328 mila) a seguito della soppressione del Fondo previdenza elettrici di cui alla Legge 488/99, relativamente sia alle quote pagate per l'anno 2001, sia alle quote accantonate per l'anno 2000 e per l'anno 2002 al relativo fondo;
- oneri relativi all'esodo incentivato del personale (Euro 1.453 mila);

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO - Euro 25.797 mila*Euro mila*

	31.12.2001	31.12.2000	Variazioni
Imposte correnti:			
– Irpeg	21.200	19.049	2.151
– Irap	4.430	4.168	262
Riversamento di Imposte anticipate	167	308	(141)
Totale	25.797	23.525	2.272

In relazione alle indicazioni del Principio contabile n. 25 sul trattamento contabile delle imposte sul reddito si precisa che:

- non sono state stanziare imposte differite passive in quanto non sono presenti in bilancio partite che le possano generare;
- non sono state stanziare 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.

Per quanto riguarda i "Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione" si rimanda alla Relazione sulla gestione.

Relazione della Società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE

Al Consiglio di Amministrazione del
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA chiuso al 31 dicembre 2001. 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. 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.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 11 giugno 2001.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA al 31 dicembre 2001 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.
- 4 Richiamiamo l'informativa fornita dagli Amministratori circa la necessità di procedere a rilevazioni contabili sulla base delle migliori stime possibili al momento della redazione del bilancio, relativamente alla determinazione di alcune

poste di costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia. L'adozione di stime ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive.

Roma, 18 giugno 2002

PricewaterhouseCoopers SpA



Nicola Di Benedetto
(Revisore contabile)

Allegati

Acquirente unico Spa

Conto economico in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	31.12.2001		31.12.2000	
	Euro		Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione			-	-
B) Costi della produzione				
Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		9.103		179
Per servizi		2.347.380		329.774
Per godimento beni di terzi		194.563		-
Per il personale:				
• Salari e stipendi	485.035		-	
• Oneri sociali	128.955		-	
• Trattamento di fine rapporto	29.983		-	
• Trattamento di quiescenza e simili	-		-	
• Altri costi	4.728		-	
		648.701		-
Ammortamenti e svalutazioni:				
• Ammortamenti materiali	2.838		72	
		2.838		72
Oneri diversi di gestione		64.982		2.540
Totale costi della produzione		3.267.567		332.565
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(3.267.567)		(332.565)
C) Proventi e Oneri Finanziari				
Altri proventi finanziari:				
• altri	202.140		26.386	
		202.140		26.386
Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	290		9	
		(290)		(9)
Totale Proventi e oneri finanziari		201.850		26.377
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) Proventi e Oneri Straordinari				
Proventi				
• varie	-		-	
Oneri				
• varie	215			
		(215)		-
Risultato d'esercizio al 31.12.2001		(3.065.932)		(306.188)

Acquirente unico Spa

Stato Patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti v/Soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
Costi d'impianto e di ampliamento	12.935		9.888	
Concessioni, licenze, marchi e simili	2.472		-	
Totale		15.407		9.888
II. Materiali				
Impianti e macchinari	723		723	
• fondo ammortamento	(217)	506	(72)	651
Altri beni	4.275		-	
• fondo ammortamento	(2.694)	1.581	-	-
Totale		2.087		651
III. Finanziarie				
Totale immobilizzazioni		17.494		10.539
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze	-		-	
II. Crediti				
Verso altri	295.403	295.403	36.655	36.655
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	-		-	
IV. Disponibilità liquide				
Depositi bancari e postali	7.072.759		2.516.807	
Danaro e valori in cassa	2.010	-	-	
		7.074.769		2.516.807
Totale attivo circolante		7.370.172		2.553.462
D) Ratei e risconti				
Ratei attivi	5.991		-	
Risconti attivi	-	-	-	
Totale ratei e risconti		5.991		-
TOTALE ATTIVO		7.393.657		2.564.001

Acquirente unico Spa

Stato Patrimoniale

Patrimonio netto e passivo	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		7.500.000		2.582.285
VII. Altre riserve:				
Fondo a copertura perdita		2.238.038		24.061
Riserva da arrotondamento		2		(1)
IX. Risultato d'esercizio al 31.12.2001		(3.065.932)		(306.188)
Totale		6.672.108		2.300.157
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		25.795		-
D) Debiti				
Debiti verso fornitori	78.324		9.581	
Debiti verso controllante	414.791		162.306	
Debiti tributari	28.715		12.919	
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	39.350		-	
Altri debiti	133.988		79.038	
Totale debiti		695.168		263.844
E) Ratei e Risconti				
Ratei passivi	586		-	
		586		-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		7.393.657		2.564.001
CONTI D'ORDINE		-		-

Gestore del mercato elettrico Spa

Stato Patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti v/Soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
Costi d'impianto e d'ampliamento	11.158		8.143	
Concessione, licenze, marchi e diritti simili	7.343		3.170	
		18.501		11.313
II. Materiali				
Altri beni	14.031		-	
• Fondo di ammortamento	(13.036)		-	
		995		-
III. Finanziarie		-		-
Totale immobilizzazioni		19.496		11.313
C) Attivo circolante				
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
Verso altri	293.646		13.099	
		293.646		13.099
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		-		-
IV. Disponibilità liquide				
Depositi bancari e postali	6.840.542		2.531.857	
Denaro e valori in cassa	1.768		-	
		6.842.310		2.531.857
Totale attivo circolante		7.135.956		2.544.956
D) Ratei e Risconti				
Ratei attivi	5.804		-	
Risconti attivi	-		-	
Totale ratei e risconti		5.804		-
TOTALE ATTIVO		7.161.256		2.556.269

Gestore del mercato elettrico Spa

Stato Patrimoniale

Patrimonio netto e passivo

	31.12.2001 Euro		31.12.2000 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		7.500.000		2.582.285
VII. Altre riserve:				
Fondo a copertura perdita		2.297.600		-
Riserva da arrotondamento		1		1
IX. Risultato d'esercizio al 31.12.2001		(3.466.435)		(186.908)
Totale		6.331.166		2.395.378
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		26.112		135
D) Debiti				
Debiti verso fornitori	91.859		11.841	
Debiti verso controllate	551.862		28.404	
Debiti tributari	30.412		9.420	
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	38.335		4.700	
Altri debiti	90.283		106.391	
Totale debiti		802.751		160.756
E) Ratei e risconti				
Ratei passivi	1.227		-	
		1.227		-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		7.161.256		2.556.269
CONTI D'ORDINE		-		-

Gestore del mercato elettrico Spa**Conto economico** in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	31.12.2001		31.12.2000	
	Euro		Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione		-		-
B) Costi della produzione				
Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		8.855		11
Per servizi		2.778.064		198.425
Per godimento beni di terzi		227.499		-
Per il personale:				
• Salari e stipendi	455.279		2.070	
• Oneri sociali	121.221		558	
• Trattamento di fine rapporto	28.088		144	
• Trattamento di quiescenza e simili	-		-	
• Altri costi	2.158		-	
		606.746		2.772
Ammortamenti e svalutazioni:				
• Ammortamenti materiali	13.036		-	
		13.036		-
Oneri diversi di gestione		34.444		184
Totale costi della produzione		3.668.644		201.392
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(3.668.644)		(201.392)
C) Proventi e oneri finanziari				
Altri proventi finanziari:				
• proventi diversi dai precedenti	-		-	
• altri	202.647		14.486	
		202.647		14.486
Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	8		2	
		(8)		(2)
Totale proventi e oneri finanziari		202.639		14.484
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) Proventi e oneri straordinari				
Proventi				
• varie	-		-	
Oneri				
• varie	430		-	
		(430)		-
Risultato d'esercizio al 31.12.2001		(3.466.435)		(186.908)

**GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE
(GRTN S.p.A.)**

ESERCIZIO 2002

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Convocazione dell'Assemblea

Gestore della rete di trasmissione nazionale - Spa

Sede legale in Roma, viale Pilsudsky n. 92

Capitale sociale € 26.000.000 interamente versato

R.E.A. di Roma n. 918934

Codice fiscale e partita IVA n. 0574381001

L'assemblea degli azionisti è convocata presso la sede della società in Roma, viale Maresciallo Pilsudski n. 92, in prima convocazione il giorno 16 maggio 2003 alle ore 12 ed occorrendo, in seconda convocazione il giorno 3 giugno 2003, stessi ora e luogo, per discutere e deliberare sul seguente

ordine del giorno

1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2002, relazione del Collegio sindacale, deliberazioni conseguenti;
2. Nomina del presidente e dei componenti il Consiglio di Amministrazione previa determinazione del loro numero e del periodo di durata in carica;
3. Determinazione del compenso degli amministratori;
4. Eventuali varie.

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



Lettera all'Azionista

Signori,

il GRTN approva per il terzo anno consecutivo il proprio bilancio di esercizio in qualità di operatore indipendente del sistema elettrico nazionale. Con l'approvazione del bilancio 2002 termina il triennio di gestione dell'attuale CdA della società, Spa interamente controllata dal Ministero dell'Economia d'intesa con il Ministero delle Attività Produttive, come previsto dal D.M. del 1° aprile 2000.

Nel 2002 la società ha svolto le attività di gestione della RTN sulla base di quanto previsto dal D.lgs. 79/99 di liberalizzazione del settore elettrico e dalla relativa concessione. Oltre alle attività di gestione della rete, attraverso le funzioni di trasmissione e dispacciamento, che costituiscono il core business della società, la stessa ha svolto anche nel 2002 una serie di attività sulla base delle competenze assegnategli dalla normativa di settore (compravendita di energia, qualificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, emissione e vendita dei Certificati Verdi). Nello stesso periodo sono state avviate in autonomia alcune iniziative miranti a valorizzare le competenze della società e a costituire possibili opportunità per il futuro (certificazione internazionale delle fonti rinnovabili, attività formative).

Vorrei ripercorrere con Voi i principali elementi della gestione della società nel 2002 e richiamare le performance del gruppo nel triennio 2000-2002.

L'esercizio del dispacciamento nell'anno 2002 è risultato più che soddisfacente rispetto agli standard qualitativi internazionali. L'indice di disalimentazione della RTN del 2002, calcolato in 1,43 minuti, è migliore degli 8,10 minuti dell'anno precedente, e rappresenta un parametro medio molto confortante se confrontato con gli standard europei, secondo i quali un sistema è considerato conforme se fa registrare indici inferiori ai 10 minuti. Alcuni elementi di criticità, tuttavia, hanno richiesto l'impegno dei servizi di riserva e il ricorso, in particolari casi e aree geografiche, alla sospensione temporanea della fornitura di energia elettrica agli utenti sottoscrittori di contratti di interrompibilità per far fronte a situazioni di emergenza. Le criticità permangono e sono legate al progressivo restringimento della capacità disponibile per gestire i picchi di domanda e le situazioni di emergenza non programmate. Tali criticità avrebbero potuto crescere in misura inaccettabile alla luce dei programmi di ambientalizzazione e risanamento degli impianti previsti per il periodo 2003-2004. Il decreto legge del 18 febbraio 2003, n. 25, convertito nella legge del 17 aprile 2003, n. 83, ha permesso di rivedere i criteri di valutazione dei programmi di ambientalizzazione degli impianti, prevedendo una verifica da parte del GRTN degli effetti provocati sull'equilibrio del sistema elettrico nazionale, consentendo così di poter gestire, almeno temporaneamente, il problema derivante dal deficit di disponibilità di capacità. Ciò nonostante si deve ribadire ancora che il sistema è al limite e che si opera in condizioni estremamente difficili. Se si tiene conto dell'incremento dei consumi registrato nell'ultimo decennio, senza che nel frattempo venisse realizzata nuova capacità, si vede con chiarezza che la riserva che agli inizi degli anni '90 era stimata nell'ordine del 20-25%, è al momento prossima ad azzerarsi. L'auspicata ripresa economica rischia di trovare il sistema elettrico in condizione di non poter rispondere.

La creazione di nuova capacità, che nelle intenzioni sembra essere consistente, se si considera il volume complessivo delle richieste di autorizzazione di nuovi impianti e di connessione degli stessi alla RTN, presenta deboli tassi di crescita reale nel breve termine. Su tale andamento pesano negativamente, non più i ritardi nel rilascio delle autorizzazioni, ma i tempi di realizzazione degli investimenti. A inizio giugno 2003, risultavano autorizzati alla costruzione 16 impianti di generazione per una potenza complessiva superiore ai 10.000 MW. I piani di realizzazione degli investimenti e di entrata in esercizio degli impianti, tuttavia, non sono ad oggi stati definiti con certezza dagli operatori. In ogni caso, stante il limite fisico delle importazioni sulle interconnessioni esistenti, rimane assolutamente decisiva l'entrata in esercizio di nuova capacità di produzione.

La rete richiede attività ordinarie per la sua manutenzione, nonché attività di modernizzazione e sviluppo. Nel 2002 sono stati realizzati in parte gli interventi programmati nel precedente PTS 2002-2004 ed è stato approvato il nuovo PTS 2003-2005. Gli interventi di manutenzione e sviluppo hanno riguardato la rete di interconnessione con l'estero, la rete nazionale per far fronte al superamento dei vincoli di trasmissione nelle diverse zone (congestion), la connessione alla rete di nuovi impianti di generazione. In particolare, sono state realizzate 4 nuove stazioni (il 44% del programma); 2.100 MVA di potenza di trasformazione (il 57% del programma) e 160 km di nuove linee (il 30% del programma). Sotto il profilo organizzativo, nel 2002 è stata firmata la convenzione con Terna, società del gruppo Enel proprietaria di oltre il 90% della RTN e sono state messe a punto le convenzioni con gli altri proprietari. Sulla base dei criteri e delle modalità previste dalle stesse convenzioni sono stati sottoposti a confronto concorrenziale 13 nuovi interventi di sviluppo (di cui 3 sulla rete a 380 kV, 2 sulla rete a 220 kV e 8 sulla rete a 150/132 kV). Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di potenziamento ordinario attraverso la gestione delle procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di 128 interventi di sviluppo della propria rete (di cui 25 sulla rete a 380 kV, 36 sulla rete a 220 kV e 67 sulla rete a 150/132 kV).

Sulla realizzazione delle iniziative di sviluppo della rete nazionale, così come delle linee di interconnessione per la parte relativa al territorio italiano, pesano i ritardi e le incertezze negli iter autorizzativi che devono essere coordinati tra l'Amministrazione centrale, le Regioni, le amministrazioni e le comunità locali. Un'aspettativa positiva deriva dall'attuazione della nuova normativa relativa alla semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli elementi della RTN ritenuti strategici per lo sviluppo del sistema nazionale. Nel proporre la costruzione di nuove opere, così come nel risanamento ambientale di quelle esistenti nella stessa area geografica, il GRTN interagisce e collabora con le amministrazioni locali competenti. In tal senso sono state realizzate diverse iniziative di natura sia organizzativa sia operativa intese a migliorare la cooperazione e il coordinamento con gli enti locali. Paradigmatica in tal senso è la sperimentazione realizzata tra Regione Piemonte e GRTN finalizzata alla Valutazione Ambientale Strategica delle opere elettriche regionali inserite nel PTS. Il successo della sperimentazione con il Piemonte ha indotto il Gestore a programmare la generalizza-

zione di questo nuovo metodo cooperativo sul territorio nazionale, con le Regioni Calabria, Emilia Romagna e Lombardia è già stato firmato un accordo in tal senso.

Nel 2002, interventi di adeguamento e miglioramento di alcuni elementi limitanti di rete decisi dal Gestore e realizzati dai proprietari della RTN, hanno reso possibile l'incremento della massima capacità di trasporto sulla rete di interconnessione. Le iniziative di modernizzazione della rete, unitamente al raggiungimento dell'accordo nella determinazione dei valori tra gestori confinanti con la frontiera settentrionale hanno permesso un aumento della NTC, dalla quale dipende la nostra capacità di importazione, da un valore, relativo al periodo invernale, pari a 6.000 MW nel 2002 ad un valore di 6.300 MW nel 2003. Sempre nel 2002 è entrato in esercizio il nuovo collegamento a 400 kV Italia-Grecia, con una capacità di trasporto pari a 500 MW. Complessivamente dal 2000 ad oggi l'azione di coordinamento del GRTN ha portato la capacità di importazione da 5.400 a 6.700 MW, un rilevante aumento di 1.300 MW (+24%). Ulteriori incrementi della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione deriveranno dall'installazione di apparecchiature di regolazione dei flussi di potenza (c.d. Phase Shifter Transformer) previsti per la fine dell'anno e, in maggior misura, dalla realizzazione dei nuovi elettrodotto programmati dal GRTN.

Le attività non di core business, ma comunque affidate al GRTN dalla normativa di settore, hanno visto la società impegnata anche nel 2002 nello svolgimento delle procedure di assegnazione dell'energia elettrica disponibile per l'approvvigionamento dei clienti idonei. A fine 2002 si sono svolte le procedure di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione e dell'energia elettrica ritirata dal Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs. 79/99 (cd. CIP 6). Il prezzo medio dell'assegnazione principale dell'energia CIP 6 per il 2003, collocato a 5,27 cts di Euro per kWh (circa 102 vecchie lire), fornisce un indicatore rilevante del livello assai alto del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia.

E' proseguito inoltre da parte del GRTN, anche se in misura più contenuta rispetto agli anni precedenti, per effetto di una maggiore razionalizzazione della rete e del conseguente aumento della NTC assegnata su base continuativa, l'acquisto di energia elettrica utilizzabile sulla rete di interconnessione in maniera non prevedibile e discontinua (acquisti spot) e la conseguente vendita dell'energia elettrica così importata ai clienti idonei.

Attraverso l'assegnazione di tutta l'energia elettrica disponibile per l'approvvigionamento dei clienti idonei si è risposto in parte alla domanda del mercato liberalizzato, la cui quota è cresciuta rispetto agli anni precedenti, rappresentando nel 2002 il 33% del fabbisogno complessivo di energia elettrica in Italia. Nel 2002 sono stati allocati al mercato libero circa 29 TWh da importazioni (su un totale, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 50,6 TWh) e circa 39 TWh di produzione CIP 6 (su una produzione complessivamente ritirata dal Gestore pari a 54,1 TWh). La rimanente quota di energia elettrica richiesta dai clienti idonei, al netto dell'autoconsumo, pari a 27 TWh, è stata coperta da contratti bilaterali direttamente stipulati con i produttori e, residualmente, dai saldi relativi ai contratti di scambio regolati dal GRTN.

Notevoli sforzi sono stati destinati nei primi tre anni di attività all'organizzazione delle risorse economiche, umane e strutturali della società al fine di trasformarla in maniera coerente con il cambiamento del settore elettrico, di razionalizzarne le risorse e ottimizzarne la gestione. Speciale attenzione è stata destinata alla creazione della nuova identità della società, in qualità di operatore di sistema, indipendente rispetto a tutti gli altri attori del settore elettrico. Sotto il profilo organizzativo, le politiche della società hanno perseguito una duplice finalità: da un lato ottimizzare la gestione delle risorse umane attraverso una migliore ripartizione delle funzioni e un miglior coordinamento delle competenze; dall'altro rispondere alle numerose sollecitazioni provenienti dal contesto esterno ed alimentate dall'aumento del numero e della complessità delle relazioni con gli operatori nel sistema elettrico nazionale e internazionale. Attraverso l'impegno delle 700 persone facenti parte della nuova organizzazione la società ha fatto fronte all'insieme delle diverse attività svolte nel corso dell'anno.

Il valore totale dei ricavi di competenza nel 2002 ha raggiunto Euro 6.214.970 mila a fronte di un valore totale dei costi operativi di Euro 6.125.011 mila. Si tratta di numeri assai rilevanti in termini assoluti. Un peso notevole, in termini di volumi fatturati, è tuttavia determinato dalle attività - compravendita di energia - assegnate al Gestore al di fuori della concessione dei servizi di trasmissione e dispacciamento. Queste ultime attività, seppure generano un margine operativo modesto per la società, comportano notevoli sforzi di natura organizzativa e gestionale. Attenzione particolare dovrà essere dedicata anche in futuro a quelle attività, generate dall'attribuzione al GRTN del ruolo improprio di controparte commerciale nei contratti di scambio le quali, pur non rientrando nel core business e/o nelle attività assegnate alla società da normative primarie, generano rischi finanziari e problemi di gestione amministrativa.

Il valore aggiunto lordo della società è cresciuto del 28,6% nel 2002 rispetto al 2001, mostrando un margine crescente tra ricavi e costi di gestione. L'esercizio 2002 si chiude con un utile di bilancio di Euro 11.197 mila, in aumento del 51,4% rispetto al 2001, utile che il CdA propone di accantonare al fine di aumentare i mezzi propri della società.

Gli utili del GRTN mostrano un andamento soddisfacente nel corso del triennio, nonostante l'aumento delle voci relative agli ammortamenti e accantonamenti e il peso delle imposte e degli oneri straordinari per l'intero periodo. I risultati positivi conseguiti nel triennio, hanno consentito un aumento del valore della società, che a fronte dei circa 25 milioni di Euro di capitale sociale alla data di costituzione ha oggi un patrimonio netto di oltre 67 milioni di Euro.

L'evidente inadeguatezza del conferimento iniziale sembra aver trovato qualche risposta nei buoni risultati economici del triennio. Il patrimonio netto resta però pari al 3% dell'attivo di bilancio; il problema di una capitalizzazione non in linea con gli standard aziendali è stato autorevolmente richiamato nella recente Relazione della Corte dei Conti sulla gestione del GRTN.

In generale, il buon andamento degli utili e il contenimento dei costi in presenza di compiti crescenti è significativo della capacità di risposta del Gestore all'ampliamento delle competenze e dello sforzo dedicato al recupero di efficienza gestionale.

Un ulteriore aspetto che merita essere richiamato è il ruolo, affidato al GRTN, di costituzione dell'operatore incaricato della gestione del sistema delle offerte (GME) e dell'operatore incaricato della garanzia degli approvvigionamenti per i consumatori vincolati (AU). Entrambe le società sono state costituite, attraverso conferimenti di capitale, dal GRTN; fanno parte pertanto del gruppo GRTN che eroga, attraverso le proprie unità di staff, i servizi di gestione amministrativa, contabile, legale, del personale, informatici e di relazioni esterne. L'organizzazione centralizzata di tali servizi ha consentito di ridurre i costi di gestione del gruppo e di attutire in parte gli effetti negativi derivanti dal mancato avvio operativo dell'AU e dalla parziale operatività del GME, limitata alla gestione delle contrattazioni dei certificati verdi a partire dal marzo 2003.

Lo scenario futuro si presenta ancora incerto: la riforma avviata nel 1999 non è completata e nei fatti alcuni aspetti di tale riforma sono in corso di modifica alla luce della legge di riordino del settore presentata dal Ministro delle Attività Produttive. Anche a livello europeo si assiste a dinamiche che lasciano intravedere prospettive di cambiamento. In tale clima di incertezza occorre garantire continuità nelle attività di gestione e nei piani di sviluppo avviati dal GRTN, anche al fine di preservare e rafforzare l'identità aziendale quale soggetto centrale del processo di liberalizzazione. Sotto il profilo strutturale occorrerebbe accogliere le segnalazioni più volte effettuate dalla società rispetto ai limiti del modello organizzativo dell'operatore di sistema scelto dalla riforma italiana, superando il modello di gestione della rete separato dalla proprietà e quindi valorizzando pienamente le competenze, l'indipendenza e la neutralità maturate nel GRTN.

Poiché con il bilancio 2002 si conclude il primo triennio di vita indipendente della società e di amministrazione dell'attuale Consiglio, ci sembra opportuno esprimere qualche considerazione finale.

La società è stata chiamata a un compito non indifferente: assicurare la continuità di un "mestiere" consolidato, trasportare e dispacciare energia elettrica, in un contesto completamente diverso dal precedente, in via di definizione e soggetto a tutte le incertezze che normalmente accompagnano le trasformazioni importanti, come appunto è stata quella che ha interessato il settore elettrico. Non solo, alla società sono stati affidati numerosi altri compiti ritenuti necessari per completare la liberalizzazione.

Il GRTN si è trovato al centro della riforma del settore, forse addirittura in misura maggiore di quanto non fosse previsto, se si considera che altre parti importanti del disegno non sono state ancora avviate: in particolare la Borsa elettrica e l'Acquirente unico, che avrebbero dovuto completare il progetto di liberalizzazione e al cui avvio il GRTN è stato seriamente impegnato.

Le sfide che in questi ultimi anni hanno caratterizzato il sistema elettrico, rispetto agli anni trascorsi, non sono ancora finite e anzi le attività di trasformazione sono ancora pienamente in corso. Si è passati, infatti, da un sistema di monopolio integrato a un sistema nel quale sono venuti aumentando sia i soggetti istituzionali sia gli operatori privati; da un sistema normativo coerente con la situazione di monopolio, e quindi formato da poche norme prive di incertezze interpretative, a un sistema normativo assai complesso e in transizione. Tutto questo ha richiesto e richiede una costante attività di aggiornamento e interpretazione e una continua capacità di adeguamento.

Le risorse umane del GRTN, per buona parte non "originariamente" chiamate a operare in un mercato liberalizzato, si sono rivelate dotate di una cultura e di una professionalità del servizio pubblico consolidate che hanno rappresentato un punto di forza della società. L'indipendenza e la neutralità del GRTN e del suo personale costituiscono oggi un dato acquisito nel settore elettrico e un patrimonio da preservare.

Alla fine del mandato triennale, si ha dunque ragione di ritenere che l'Azionista possa essere soddisfatto del lavoro che la società ha svolto e dei risultati raggiunti sul piano sia tecnico sia economico. Lavoro e risultati che sono stati resi possibili dall'azione di un Consiglio di Amministrazione coeso, di un Collegio sindacale che, unitamente al contributo del Magistrato delegato della Corte dei Conti, non ha mai fatto mancare il suo prezioso consiglio, dalla capacità dei dirigenti e dei lavoratori di adeguarsi con flessibilità e dedizione alla nuova situazione e alla complessità della sfida.

Roma, 3 luglio 2003

L'Amministratore Delegato
dott. Pier Luigi Parcu



Postilla:

Questa lettera agli azionisti era stata predisposta per l'Assemblea del 16 maggio scorso e solo minimamente aggiornata per le successive ripetute convocazioni.

Il distacco di carico di utenza diffusa richiesto dal GRTN nella giornata del 26 giugno scorso, per evitare più gravi conseguenze al Paese, ha purtroppo confermato in maniera eclatante le preoccupazioni espresse sulla carenza di capacità dal GRTN in ogni sede e in questa lettera ancora una volta ribadite.

Relazione sulla gestione

QUADRO MACROECONOMICO DI RIFERIMENTO E SINTESI DEI RISULTATI**Contesto macroeconomico**

L'economia italiana nel 2002 ha registrato una evoluzione particolarmente contenuta, che si è tradotta in una crescita del PIL (Prodotto Interno Lordo) dello 0,4% rispetto all'anno precedente (+1,8% la variazione corrispondente del 2001). Tale risultato si iscrive in un contesto economico internazionale che, dopo una breve fase di ottimismo, ha visto un progressivo peggioramento delle prospettive per la mancanza di una forte ripresa dell'economia degli Stati Uniti, per le nuove difficoltà finanziarie in America Latina e per le incertezze generate dal conflitto militare in Iraq.

I consumi privati, in rallentamento rispetto al +1,1% del 2001, hanno risentito del moderato aumento del potere d'acquisto delle famiglie, della percezione di una crescita considerevole dell'inflazione e del deterioramento del clima di fiducia in risposta all'incertezza diffusa nella situazione politica internazionale ed alle difficoltà economiche nazionali (crisi FIAT). Anche gli investimenti hanno mostrato segni di cedimento, posizionandosi su livelli inferiori a quelli dell'anno precedente a causa delle fiacche prospettive di domanda. Dopo la forte contrazione iniziale, l'evoluzione delle esportazioni di beni e servizi è migliorata nei mesi centrali dell'anno, in particolare per i flussi verso i paesi extra Unione Europea. In crescita più sostenuta le importazioni, principalmente quelle di beni intermedi, così da rendere negativo il contributo alla crescita del PIL da parte delle esportazioni nette.

Nel 2002 è proseguita la crescita del numero di occupati, aumentati di oltre 300 mila unità, anche se il ritmo di crescita è in rallentamento rispetto agli anni precedenti. Tale risultato è stato favorito dal permanere di condizioni di moderazione salariale oltre che dalle ormai acquisite caratteristiche di flessibilità del mercato del lavoro. Gli occupati sono cresciuti in particolare nel settore dei servizi ed in quello delle costruzioni. La crescita ha riguardato in misura largamente prevalente le posizioni a tempo pieno e indeterminato, probabilmente grazie alle norme sul credito d'imposta.

La crescita dei prezzi per l'intera collettività nazionale è stata mediamente del 2,5% (+2,7% nel 2001), registrando un allargamento del differenziale con gli altri paesi dell'Unione Monetaria. L'inflazione è stata sostenuta sia dai rincari del petrolio conseguenti alle tensioni con l'Iraq ed alle difficoltà economico-sociali del Venezuela sia dalle pressioni provenienti dai settori nazionali meno esposti alla concorrenza.

La produzione industriale ha mostrato un andamento oscillante su una tendenza cedente, ed ha registrato una riduzione del 2,1% rispetto al livello del 2001, quando già era diminuita dello 0,6% rispetto all'anno precedente. Analizzando per destinazione economica, le imprese produttrici di beni finali di investimento, malgrado un certo recupero a fine anno, hanno registrato la variazione negativa più forte con - 4,0% mentre la produzione di beni finali di consumo è diminuita del 2,9% ed infine quella di beni intermedi si è ridotta dell'1,3%. A livello settoriale, le più forti variazioni negative sono state registrate nella produzione di apparecchi elettrici e di precisione (-9,4%), dei mezzi di trasporto (-7,5%), dei prodotti in pelle (-9,3%) e dei tessili (-8,4%). Al contrario, variazioni in aumento si sono registrate per l'estrazione di

minerali (+5,5%), per i prodotti delle industrie del legno (+5,2%) e per quelli in gomma e materie plastiche (+3,1%).

La domanda di energia elettrica in Italia

La seguente tabella riassume il bilancio di energia elettrica in Italia per l'anno 2002 (valori provvisori) e le variazioni rispetto all'anno precedente:

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA anno 2002 - Valori provvisori

	Bilancio		Variazioni	
	2002	2001	GWh	%
Produzione lorda	283.663	278.994	4.669	1,7
Servizi ausiliari	13.323	13.029	294	2,3
Produzione netta	270.340	265.965	4.375	1,6
Ricevuta da fornitori esteri	51.520	48.927	2.593	5,3
Ceduta a clienti esteri	922	549	373	67,9
Destinata ai pompaggi	10.569	9.511	1.058	11,1
Richiesta Totale Italia	310.369	304.832	5.537	1,8
Mercato Vincolato	175.000	187.183	-12.183	-6,5
Mercato Libero	95.000	75.995	19.005	25,0
Autoconsumi	20.500	22.314	-1.814	-8,1
Totale consumi	290.500	285.492	5.008	1,8
Perdite	19.869	19.340	529	2,7
<i>in % della richiesta</i>	<i>(6,4%)</i>	<i>(6,3%)</i>		
Richiesta Totale Italia	310.369	304.832	5.537	1,8

Nel 2002 la *richiesta di energia elettrica*, secondo i consuntivi provvisori, ha raggiunto i 310,4 miliardi di kWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al 2001.

La crescita è stata trainata dai consumi del terziario (+ 4,1%) ben al disotto della media l'aumento dell'industria (+ 0,9%). Sostanzialmente in linea con la tendenza degli ultimi anni l'evoluzione del settore domestico (+ 1,2%); stabile l'incidenza delle perdite di energia sulla domanda.

La distribuzione dei consumi per settore macroeconomico è illustrata nella tabella seguente:

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2002 - Valori provvisori

	Consumi		Variazioni	
	2002	2001	GWh	%
Agricoltura	5.300	5.163	137	2,7
Industria	152.300	150.973	1.327	0,9
Terziario	70.600	67.803	2.797	4,1
Usi domestici	62.300	61.553	747	1,2
Totale consumi	290.500	285.492	5.008	1,8

La scomposizione dei consumi per tipologia di mercato elettrico evidenzia un aumento della quota di energia elettrica sul mercato libero (compresi gli autoconsumi), che passa dal 34,4% al 39,8% del totale consumi, raggiungendo i 115,5 miliardi di kWh. In corrispondenza, la quota per il mercato vincolato (175,0 miliardi di kWh) scende dal 65,6% al 60,2% del totale consumi. Nel mercato libero è in calo (dal 7,8% al 7,1% del totale consumi) la quota degli autoconsumi (20,5 miliardi di kWh), dei quali gli autoconsumi in loco rappresentano oltre il 95%.

L'andamento del fabbisogno è stata soddisfatta per l'83,7% da produzione nazionale pari a 259,8 miliardi di kWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi, con aumento del 1,3% rispetto al 2001.

La quota di fabbisogno coperta dagli scambi con l'estero è aumentata del 4,6%. Tale percentuale risulta dal saldo tra le importazioni che hanno registrato i 51,520 miliardi di kWh contro i 48,927 miliardi di kWh del 2001 (5,3%) e le esportazioni che sono passate da 0,549 miliardi di kWh a 0,922 miliardi di kWh con un aumento percentuale sensibile pari a + 67,9%.

I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2002 evidenziano una diminuzione rispetto al 2001 della produzione idroelettrica del -10,9%, sostanzialmente dovuta a minore piovosità che ha contraddistinto il primo periodo dell'anno e che non ha consentito il normale invaso ciclico dei serbatoi.

L'indice di producibilità idroelettrica mensile mostra un andamento piuttosto variabile. Ai valori al di sotto della media ottenuti nel primo quadrimestre dell'anno 2002, conseguenti la bassa piovosità registrata nel periodo, si contrappongono valori superiori alla media negli ultimi mesi dell'anno. L'indice di producibilità su base annua è stato pari a 0,90 a fronte del valore di 1,04 registrato nel 2001.

La produzione termoelettrica netta è aumentata del 4,9%, compensando la citata riduzione della produzione idroelettrica. Le produzioni geotermica, eolica e fotovoltaica sono aumentate del 1,5%.

Sintesi dei risultati economico-finanziari della società

I *risultati economico-finanziari* dell'anno 2002 vengono confrontati con quelli del triennio precedente dando piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

Milioni di Euro

	Anno 2002	Anno 2001	Anno 2000	Anno 1999
Utile netto di esercizio	11,2	7,4	23,0	0
Risultato operativo	41,3	45,0	49,5	2,7
Margine operativo lordo	90,0	69,9	63,0	4,6
Autofinanziamento	48,2	40,9	35,6	4,0
Ricavi dalle vendite	6.136,8	5.984,2	1.018,5	32,6

QUADRO NORMATIVO

Evoluzione in ambito europeo

Dopo il rallentamento fatto registrare negli anni precedenti, nel corso del 2002 si registra una parziale ripresa delle iniziative dell'Unione europea finalizzate alla promozione della concorrenza e all'integrazione dei mercati nazionali dell'energia elettrica e del gas.

La ripresa delle iniziative è stata stimolata anche da una più ampia partecipazione degli operatori istituzionali ed economici del settore e da un rafforzamento delle organizzazioni internazionali e dei gruppi comunitari di coordinamento delle diverse competenze.

L'azione delle istituzioni comunitarie in materia di politica energetica si concentra, in particolare, sulle seguenti aree di intervento:

- il completamento del mercato interno dell'energia elettrica attraverso due nuove proposte di direttive presentate nel giugno 2002, una di modifica della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, l'altra relativa al regolamento delle condizioni tecniche ed economiche di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica;
- lo sviluppo delle infrastrutture energetiche e delle reti transeuropee dell'energia attraverso la proposta di modifica della decisione 1254/96/CE che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia e che individua i nuovi progetti prioritari;
- la promozione delle energie rinnovabili attraverso la nuova proposta di direttiva sulla promozione della cogenerazione e l'iter procedimentale finalizzato all'adozione del Programma di azione "Energia Intelligente per l'Europa" e la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Unione europea;
- le misure volte a favorire la ricerca e lo sviluppo tecnologico in campo energetico, contenute nel VI Programma quadro di R&S.

Evoluzione in ambito nazionale

L'anno 2002 è stato caratterizzato da una notevole produzione di norme e provvedimenti che hanno arricchito il quadro normativo di riferimento per le attività svolte dal GRTN e dalle società controllate.

Qui di seguito vengono sinteticamente illustrati gli atti normativi e regolamentari di maggiore interesse per la Società.

Decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190

Con decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190 è stata attuata la legge 443/01 cd. "Legge Obiettivo", contenente la delega al Governo in materia di infrastrutture e di insediamenti produttivi strategici e di preminente interesse nazionale per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese.

L'individuazione di tali infrastrutture ed insediamenti è stata operata, a mezzo di un Programma approvato dal CIPE che indica una serie di interventi necessari per incrementare l'approvvigionamento energetico.

Fra questi anche alcuni interventi sulla rete di trasmissione nazionale, già riportati nel Programma triennale di sviluppo per gli anni 2001/2003, allegato alla legge.

Si tratta in particolare di:

- collegamenti a 380 kV per potenziare l'interconnessione con i Paesi confinanti (ad es. l'elettrodotto S. Fiorano-Robbia) e tra la Sardegna ed il continente;
- potenziamenti di linee a 380 kV, alcuni dei quali previsti per rimuovere limitazioni all'esercizio imposte autoritativamente (ad es. l'elettrodotto La Spezia - Acciaiole);
- realizzazione di nuove stazioni elettriche e relativi raccordi alle reti per migliorare la qualità del servizio elettrico (ad es. la Stazione di Carpi);
- realizzazione di raccordi di rete a stazioni esistenti (ad es. i raccordi di Laino).

In relazione a tali interventi così come, più in generale, per gli interventi strategici per l'approvvigionamento energetico, il decreto n. 190/02 prevede una procedura autorizzativa "semplificata" che, nel presupposto della specialità progettuale e realizzativa delle linee e degli impianti elettrici, omette alcuni passaggi tipici dell'iter previsto per le altre opere pubbliche (essenzialmente "opere edili" o "stradali").

Il procedimento ordinario si conclude in complessivi 160 giorni con l'approvazione del CIPE che sostituisce ogni altra autorizzazione, approvazione, parere, nulla osta, costituisce dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza delle opere e consente la realizzazione e l'esercizio delle linee elettriche.

Legge 27 dicembre 2002, n. 384

La Legge 27 dicembre 2002, n. 384 ha prorogato al 30 giugno 2003 il Decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 con il quale è stato adottato il "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazioni per pubblica utilità" che disciplinando, in maniera uniforme, la complessa materia dell'espropriazione ha notevoli riflessi sull'attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale relativamente alla realizzazione di nuovi elettrodotti.

In stretta relazione con la legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3 che ha individuato ruoli e competenze legislative, regolamentari ed amministrative dello Stato, Regioni ed enti locali prevedendo una potestà legislativa concorrente anche per la "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia", in data 5 settembre 2002 la Conferenza unificata ha promosso e sancito un *Accordo, tra Governo, Regioni, Province, Comuni e comunità montane*, per l'esercizio coordinato delle rispettive funzioni in materia di produzione di energia elettrica. Obiettivo dell'Accordo è coordinare l'attività svolta dai diversi soggetti, nell'ambito delle attività amministrative di competenza, per assicurare l'installazione di una potenza di generazione adeguata al fabbisogno nazionale e alle esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 31 ottobre 2002

Con il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193 il Governo era intervenuto in materia di elettricità disponendo l'invarianza sino al 30 novembre 2002, delle tariffe determinate dall'Autorità entro il 31 luglio 2002 e stabilendo l'esigenza di dettare alcuni criteri integrativi per la determinazione delle tariffe dei servizi pubblici regolati dalla legge 481/95.

In conseguenza, per scongiurare qualsiasi incertezza o distorsione nelle attività degli operatori elettrici e per armonizzare la politica tariffaria con gli obiettivi di politica economica e sociale, il Governo ha individuato con *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 31 ottobre 2002*, alcuni criteri integrativi cui l'Autorità deve attenersi per l'attività di aggiornamento tariffario a decorrere dal 1 gennaio 2003 in base ai quali l'Autorità:

- definisce le tariffe anche successivamente all'apertura del mercato ai clienti liberi;
- definisce nuove frequenze di aggiornamento della componente tariffaria correlata al costo dei combustibili, prevedendo un intervallo più ampio per contenere gli impulsi inflazionistici;
- definisce le modalità di imputazione degli oneri, derivanti dalle misure a contenuto sociale, in modo da minimizzare il costo complessivo e da garantire equità nella distribuzione degli oneri tra le varie categorie di utenza.

Decreto del Ministro delle attività produttive del 22 novembre 2002

In data 22 novembre 2002 il Ministero delle attività produttive ha emanato il decreto con il quale sono state apportate alcune modifiche al Decreto 10 dicembre 2001 in materia di cessione al mercato dell'energia di cui all'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99, cd. energia CIP 6, di seguito sintetizzate:

1. l'assegnazione di una capacità minima di 200 MW a forniture mensili o bimestrali;
2. l'assegnazione di una quota di 1.000 MW della capacità annuale, a clienti idonei interrompibili con preavviso;
3. l'assegnazione, in via sperimentale, di una quota di 400 MW (suddivisa in porzioni di 1 MW) della capacità annuale a clienti finali che dimostrino, mediante dichiarazione rilasciata dall'impresa distributrice, di aver consumato, nel corso del 2002, almeno il 50% di energia nelle ore di Fascia 4 (vale a dire nelle cd. "ore vuote" ai sensi del Provv. CIP 45/90) e che si impegnino ad aumentare tale percentuale, nel 2003, almeno sino al 55%, pena la revoca dei diritti assegnati;
4. la definizione di un nuovo prezzo base d'asta pari al 65,9% del CT (costo unitario riconosciuto dei combustibili) aumentato del costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali di valore diverso in ragione delle differenti procedure concorsuali;
5. la possibilità che il MAP emani in corso d'anno ulteriori disposizioni in relazione alla modifica del livello di consumo minimo necessario per acquisire la qualifica di cliente idoneo.

Il Decreto legge n. 281 del 23 dicembre 2002 che avrebbe consentito il mantenimento in esercizio, oltre il 31 dicembre 2002, di gruppi delle centrali termoelettriche di Porto Tolle, Brindisi Nord e S. Filippo del Mela, ritenute essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, che, in virtù del D.M. 12 luglio 1990 ("Linee guida sul contenimento delle emissioni inquinanti"), avrebbero invece dovuto cessare l'attività, non è stato convertito in legge nei termini ed è pertanto decaduto. Ne deriva che le centrali destinatarie del provvedimento devono interrompere l'attività di produzione.

Decreto 23 dicembre 2002 del Ministro delle attività produttive

Con il Decreto 23 dicembre 2002 il Ministro delle attività produttive ha disposto l'"ampliamento dell'ambito della Rete di trasmissione nazionale di energia elettrica".

Nell'agosto 2001 il GRTN, al fine di migliorare la sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico, aveva proposto un ampliamento dell'ambito della rete di trasmissione prevedendo l'inclusione di porzioni di reti, senza obbligo di connessione di terzi e di alcuni elementi in alta e altissima tensione, precedentemente ricadenti nell'ambito delle reti di distribuzione.

Al riguardo l'Autorità, condivisa la proposta del GRTN, ha manifestato l'esigenza che alla variazione si desse corso con uno specifico provvedimento ministeriale.

Il Ministero delle attività produttive, pertanto, con il Decreto in esame ha stabilito che il GRTN dia corso alla modifica dell'ambito della rete, così come proposto, con decorrenza 1 gennaio 2003, previo conferimento degli elementi rilevanti alle società di cui all'art. 3, comma 7 del D.lgs. 79/99, da parte dei soggetti che ne avevano la disponibilità.

Sintesi delle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Accanto ai provvedimenti di carattere normativo si segnalano, inoltre, le numerose delibere adottate nel corso dell'anno dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nell'esercizio delle sue funzioni istituzionali di soggetto regolatore del settore.

Qui di seguito vengono richiamate alcune delibere di interesse prevalente del GRTN e delle società dallo stesso controllate:

- Delibera 81/02

L'Autorità, definite le condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia per i clienti del mercato libero da applicarsi nel periodo precedente l'operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99 e individuate le modalità per l'approvvigionamento da parte del GRTN delle risorse per il servizio di dispacciamento (delibere 317/01 e 36/02), con la delibera 81/02 ha definito il corrispettivo da applicare a tale energia. L'energia occorrente per l'esecuzione del programma differenziale o per l'esecuzione di un ordine di bilanciamento è stata, infatti, valorizzata al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui alla delibera 228/01.

Inoltre, sulla base della medesima delibera, il Gestore è tenuto a concludere una convenzione con Enel S.p.a, in qualità di soggetto facente funzione di acquirente unico, relativamente alle partite economiche corrispondenti all'energia immessa in rete (per la realizzazione del programma differenziale nazionale e per l'esecuzione degli ordini di bilanciamento), nonché alla differenza tra l'energia immessa per i clienti del mercato libero e quella prelevata da questi ultimi.

- Delibera 151/02

L'Autorità ha inteso incrementare, a fronte di richieste sempre ampiamente superiori alla effettiva disponibilità, la capacità sull'interconnessione con l'estero, riconoscendo per dieci anni il diritto di accesso, a titolo prioritario, alla capacità di trasporto sulla rete di interconnessione ai soggetti che realizzano interventi di sviluppo diretto consistenti in nuove infrastrutture di rete o nel potenziamento di quelle esistenti.

- Delibere 189/02, 190/02 e 202/02

L'Autorità ha definito le regole, per l'anno 2003, riguardanti l'assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero relativamente alla frontiera settentrionale. La procedura di assegnazione ai clienti liberi di tale capacità, i cui valori sono peraltro risultati incrementati rispetto al 2002, ripropongono sostanzialmente i medesimi criteri dello scorso anno, inclusa la suddivisione della frontiera settentrionale in singole frontiere elettriche, corrispondenti ai diversi Paesi (Svizzera, Francia, Austria e Slovenia) che compongono la frontiera settentrionale (Nord-Ovest e Nord-Est) nel suo insieme.

Le modalità per l'allocazione prevedono un meccanismo di assegnazione pro-rata sulla base dell'insieme delle richieste pervenute al GRTN, l'imposizione di un limite massimo del 10% alla capacità detenibile da ciascun soggetto, l'assegnazione congiunta da parte del GRTN e del gestore francese (RTE) in base ad un regolamento condiviso ed approvato dalle Autorità

di regolazione di entrambi i Paesi ed infine un mercato secondario per le negoziazioni di breve termine dei diritti di utilizzo della capacità.

Relativamente ai clienti del mercato vincolato l'Autorità ha previsto una ulteriore riserva di capacità per la stipula di nuovi contratti di fornitura in aggiunta a quelli già posti in capo ad Enel Spa e tuttora in corso.

- **Delibere 97/02, 147/02 e 188/02**

L'Autorità ha definito le regole per l'assegnazione, in via sperimentale, della capacità sull'interconnessione con l'estero relativamente alla frontiera meridionale, valide per il periodo transitorio luglio-dicembre 2002.

In data 27 giugno 2002, con l'entrata in esercizio del collegamento in corrente continua Italia-Grecia, che costituisce parte integrante della rete di trasmissione nazionale, si è resa disponibile una quota di capacità di trasporto pari a circa 500 MW.

L'assegnazione sperimentale, effettuata congiuntamente dal GRTN e dal gestore greco (HTSO) sulla base di uno specifico accordo approvato dalle Autorità di regolazione di entrambi i Paesi, costituisce la base per la disciplina che sarà adottata dall'Autorità, con nuovo provvedimento, per l'allocazione della capacità nel 2003.

- **Delibera 204/02**

Relativamente alla cessione al mercato dell'energia cd. CIP 6, l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal D.M. 21 novembre 2000 come modificato dal D.M. dicembre 2001 e nuovamente modificato ed integrato dal citato D.M. 22 novembre 2002, ha disciplinato le procedure concorsuali mediante le quali il GRTN cede al mercato libero l'energia elettrica incentivata prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate, nell'anno 2003.

In particolare sono state previste quattro procedure concorsuali, delle quali una per assegnazioni mensili e tre per assegnazioni annuali rispettivamente a favore di:

- clienti finali interrompibili con preavviso;
- clienti finali con consumi superiori al 50% in fascia F4;
- clienti idonei, diversi dalle precedenti tipologie, per la capacità rimanente.

Rispetto allo scorso anno, in aggiunta alle modifiche conseguenti al recepimento delle disposizioni dettate dal nuovo decreto ministeriale, la delibera introduce un diverso meccanismo di assegnazione non più basato su "sollecitazioni" ad offrire attivate dal GRTN.

- **Delibere 87/02 e 125/02**

In relazione ai diversi adempimenti posti a carico del GRTN dalla delibera 95/01, in tema di dispacciamento di merito economico, l'Autorità con le delibere in esame ha, nell'ordine:

- formulato alcune osservazioni alle regole di dispacciamento di merito economico predisposte dal GRTN, delle quali il GRTN medesimo ha tenuto conto nel procedere alla relativa adozione, avvenuta il 12 luglio 2002;
- approvato la suddivisione della rete rilevante in zone così come proposta dal GRTN.

- **Delibera 152/02**

L'Autorità ha aggiornato i corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.

In particolare l'Autorità ha determinato, con decorrenza 1° gennaio 2003, la modifica del:

1. corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN, fissandolo in 0,0497 centesimi di euro/kWh (anziché 0,0397);
2. corrispettivo per il servizio di trasporto per le imprese distributrici (CTR) prevedendo un aumento in ciascuna fascia oraria;
3. corrispettivo per il servizio di trasporto per i produttori, fissandolo in 0,0253 centesimi di euro/kWh (anziché 0,0243).

Il gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi sub 2) e 3) è, come noto, versato al GRTN, ai fini della remunerazione dei proprietari di rete di trasmissione nazionale.

PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DELL'ESERCIZIO

Il GRTN ha svolto, anche per l'esercizio 2002, nel rispetto delle regole emanate dal MAP e dall'AEEG, le attività di assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e le procedure concorsuali di assegnazione ai clienti idonei dell'energia ritirata dallo stesso Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs 79/99 e ha elaborato, come ogni anno, il Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale.

Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

In qualità di operatore del sistema di trasmissione, inoltre, il GRTN ha continuato l'attività per l'implementazione delle condizioni transitorie di regolazione del servizio di dispacciamento sulla base della nuova disciplina emanata dall'AEEG (delibera 228/01 e 317/01). La nuova disciplina si fonda su criteri di regolazione delle transazioni tra operatori complementari con i principi della delibera 95/01 intesa a disciplinare le condizioni di approvvigionamento e di erogazione del servizio di dispacciamento nella situazione a regime, attraverso il sistema delle offerte sui mercati delle risorse per il dispacciamento di merito economico. Anche in tale direzione è proseguita l'attività del GRTN per l'attuazione di quanto previsto nella delibera 95/01 e, in particolare, per la determinazione delle regole per il dispacciamento di merito economico e per la predisposizione dell'organizzazione delle transazioni nel mercato (registro delle unità di produzione e consumo, procedure di gestione dei contratti, settlement).

Programma triennale di Sviluppo della Rete elettrica di trasmissione nazionale

In base al D. lgs. del 16 marzo 1999 n. 79 ed al Decreto 17 luglio 2000 adottato dal Ministero delle attività produttive (MAP), il GRTN ha elaborato, come ogni anno, il Programma triennale di sviluppo (PTS) della Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN). Tale programma, scorrevole in quanto aggiornato ogni anno, contiene il piano industriale di sviluppo della RTN per il triennio successivo e tiene preliminarmente conto dei pareri e delle osservazioni dei soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione nazionale, dei gestori di reti locali con cui la RTN è interconnessa, con i nuovi utenti della RTN e con le Regioni (art. 2, commi 1 e 2 del Decreto Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 22 dicembre 2000), in modo da considerare tutte le complementarità tra la rete esistente e il suo sviluppo.

Peraltro, alla luce della Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, il GRTN ha predisposto un documento di sintesi tecnica degli interventi previsti dal PTS nella Regione Piemonte al fine dell'applicazione della Valutazione ambientale strategica al PTS stesso.

Di seguito si riassumono brevemente gli interventi di sviluppo previsti dal PTS e si dà nota dello stato di realizzazione.

Gli investimenti previsti nel piano possono essere classificati in tre categorie principali:

- potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero;

- potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale;
- realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione.

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

Il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero ha l'obiettivo di rafforzare l'utilizzazione e le capacità di trasporto delle linee esistenti attraverso interventi di breve - medio termine e dall'altro estendere l'attuale consistenza della rete e della sua capacità di trasporto attraverso investimenti a più lungo termine per la realizzazione di nuove linee di interconnessione.

Attività di intervento sulla rete

I principali interventi, nel corso del 2002, vengono di seguito sintetizzati in base alle attività intraprese sulle linee di interconnessione con le singole frontiere e, in particolare, dallo stato di attuazione del percorso di autorizzazione alla realizzazione degli interventi fino alla sperimentazione all'esercizio dell'opera:

- attività propedeutiche (iter autorizzativo in corso) alla realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano - Robbia (I-CH)";
- completamento dello studio di prefattibilità ambientale per la realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV "Cordignano-Lienz (I-A)";
- nel mese di giugno 2002 sono stati completati gli adempimenti tecnici propedeutici all'esercizio del collegamento 400 kV *Italia - Grecia* conclusi con la firma del verbale di consegna all'esercizio tra GRTN e Terna;
- il GRTN ha avviato una gara per uno studio di fattibilità per un collegamento sottomarino in corrente continua tra l'Algeria e l'Italia, in base al protocollo d'intesa firmato con la SONELGAZ;
- sono state affidate alla società Terna Spa le attività per l'installazione dei PST (Phase Shifter Transformer) sulla linea in doppia terna a 380 kV "Rondissone-Albertville", presso la stazione elettrica a 380 kV di Rondissone.

Sistema per l'attuazione dell'interrompibilità

Il GRTN, ai sensi della delibera dell'AEEG n° 301/01, rende note le modalità per l'allocazione della capacità di trasporto sull'interconnessione internazionale assegnabile a tutti gli Utenti che prestano il servizio di interrompibilità in tempo reale del loro carico, avendone i requisiti. Per permettere l'attuazione della delibera, il GRTN ha progettato un sistema di controllo, denominato Banco manovra interrompibili (BMI), che, utilizzando delle macchine di teleoperazioni installate presso questi utenti, acquisisce il valore del carico da essi assorbito in tempo reale (nonché altre informazioni ausiliarie) ed invia il comando di distacco a seguito di un ordine proveniente dalle proprie sale controllo.

Il sistema BMI è stato realizzato nel corso del 2002 connettendo ad esso gli utenti che progressivamente hanno adeguato i loro impianti alle caratteristiche descritte in appositi documenti progettuali redatti dal GRTN.

Le funzioni del sistema sono disponibili presso le sale controllo del GRTN pronte per essere utilizzate qualora le condizioni di esercizio lo richiedessero per motivi di sicurezza e continuità del servizio elettrico.

Potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale

Il potenziamento e la razionalizzazione della rete nazionale che ha l'obiettivo di migliorare la capacità e l'assetto della RTN tenendo conto dell'evoluzione del fabbisogno di energia elettrica e delle connessioni alla rete da parte dei diversi utilizzatori, nonché dell'esigenza di ridurre l'impatto sull'ambiente della RTN stessa. Tali attività si riferiscono sostanzialmente alla realizzazione di nuovi elettrodotti (compresi il potenziamento e il riclassamento di linee esistenti) e la realizzazione e/o potenziamento di stazioni elettriche e connessione di nuove cabine primarie. Tra gli interventi più rilevanti, che hanno avuto corso nel 2002, citiamo:

per la realizzazione di nuovi elettrodotti (o il riclassamento di quelli esistenti):

- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Tavernuzze - S. Barbara;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV La Spezia - Acciaiole;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Livorno - Acciaiole;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Rizziconi - Feroletto - Laino;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Laino - Rossano;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Scandale - Rizziconi;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV C.le Enipower - Ravenna C.;
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV Porto Corsini - Ravenna C.;
- rifacimento dell'elettrodotto a 380 kV Gorlago - S. Fiorano
- realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV S. Giacomo - Teramo
- realizzazione dell'elettrodotto a 220 kV Doganella - Napoli Lev.;
- rifacimento dell'elettrodotto a 150 kV Paternò - Barca;
- realizzazione dell'elettrodotto a 150 kV Laino - Rotonda;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Crevola Toce - Domodossola;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Domodossola - Calice;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Spoleto - Villavalle;
- rifacimento dell'elettrodotto a 132 kV Pallanzeno - Borgomanero.

per le stazioni elettriche:

- 11 autotrasformatori da 160-250 MVA installati nelle stazioni di Arezzo, Pordenone, Candia, Caracoli, Trento Sud, Cordignano, Villavalle, Matera, Roma Sud e 4 batterie di condensatori di rifasamento installati nelle stazioni elettriche a 132 kV di Fano, S. Damaso, Candia, Parma Vigheffio;
- nuova stazione a 132-150 kV realizzata nel comune di Monteferrante;
- nuova stazione a 220 kV realizzata nel comune di Pietrafitta;
- nuova sezione a 380 kV in esecuzione blindata nella stazione di Villavalle;
- nuova sezione a 380 kV nella stazione di Pian della Speranza;
- *connessione alla RTN di 11 nuove cabine primarie a 132 kV delle società elettriche di distribuzione.*

per le linee elettriche:

- nuova linea a 380 kV Candela - Foggia (40 km) - La costruzione della linea è subordinata

alla realizzazione della centrale Edison di Candela da 370 MW. La data presunta di entrata in servizio è stimata per gennaio 2005.

- Completamento dello studio di fattibilità per il collegamento con cavo sottomarino in corrente continua Sapei (Sardegna - Penisola Italiana);
- Studio di fattibilità in corso per la costruzione Elettrodotto 380 kV Sorgente - Rizziconi.

Connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

L'elaborazione delle soluzioni di connessione viene effettuata ai sensi dell'art. 3, commi 1 e 2 del D. lgs. del 16 marzo 1999, per i quali il GRTN ha obbligo di connessione alla RTN di tutti i soggetti che ne facciano richiesta, e della delibera del 28 marzo 2002 n. 50/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Le connessioni alla RTN di nuovi impianti di generazione rappresentano una condizione necessaria per aumentare la capacità produttiva del sistema elettrico nazionale. Tali connessioni – che comportano in ogni caso la verifica di impatto degli impianti sulla RTN, effettuata tramite l'impiego di software specifico – possono essere suddivise nelle seguenti tipologie: i) connessioni di centrali termoelettriche di grossa taglia (con potenza termica maggiore di 300 MW); ii) connessioni di centrali di piccola taglia termoelettriche o da fonte rinnovabile (per lo più centrali eoliche) e connessioni di utenti che prelevano energia elettrica; iii) interconnessioni fra la RTN e altre reti interoperanti con essa.

Taluni adempimenti previsti nella delibera n. 50/02 hanno visto il GRTN impegnato nella definizione: i) della proposta per la determinazione dei parametri economici per il calcolo del corrispettivo dovuto al Gestore a copertura delle attività di gestione delle richieste di connessione di cui all'art. 7, comma 7.1 della suddetta delibera; ii) della procedura per l'erogazione del servizio di connessione alla RTN ("modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del ser-

vizio di connessione alla RTN”), entrambe inviate all’attenzione dell’AEEG nel corso del 2002. La realizzazione delle connessioni alla rete di nuovi impianti di generazione, in ottemperanza della delibera del 26 marzo 2002 n. 50/02 dell’AEEG, il Gestore ha avviato, nel periodo considerato, le attività per la realizzazione delle connessioni dei seguenti impianti:

- ENELGREENPOWER (25 MW) a 150 kV - parco eolico di Sa Turrina Manna di Tula;
- ENELGREENPOWER (22 MW) a 220 kV - C.le idroelettrica del Tirso;
- FRIEL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Nurri;
- EDISON (760 MW) a 380 kV - C.le termoelettrica di Altomonte;
- FRIEL (22 MW) a 150 kV - parco eolico di Andretta Bisaccia (70 MW);
- EDIPOWER (1120 MW) a 380 e 220 kV - C.le a ciclo combinato di Chivasso gr. 4 e 5.

Progetto ATLARETE

Il progetto ATLARETE, sviluppato dal GRTN ha consentito la realizzazione di un sistema informativo geografico per la consultazione interattiva di alcune delle principali caratteristiche della rete elettrica AAT e AT nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

Il Sistema geografico ATLARETE-GIS, (Geographic Information Systems), ha consentito al GRTN di sviluppare alcune applicazioni informatiche specialistiche e la pubblicazione dell’Atlante, in scala 1:200.000, e della Carta, in scala 1:1.000.000, della rete elettrica italiana AAT e AT.

La cartografia tecnica della rete elettrica AAT e AT, ricavata dal sistema geografico ATLARETE, è la seguente:

- carta murale della rete elettrica italiana a 380 kV, 220 kV in scala 1:1.000.000;
- atlante della rete elettrica italiana 380 kV, 220 kV, 150 kV e 132 kV in scala 1:200.000 suddiviso in due volumi (denominato ATLARETE).

L’atlante riporta i tracciati indicativi delle linee elettriche, su una base cartografica 1:200.000, e un quadro sintetico, di immediata consultazione, delle caratteristiche principali delle stesse linee elettriche, delle stazioni e delle centrali di produzione. In esso sono indicate la Rete elettrica di trasmissione nazionale “RTN” e gli altri impianti ad alta tensione ricadenti nel territorio italiano non appartenenti alla RTN.

L’Atlante e la carta murale sono stati realizzati coinvolgendo tutti i proprietari della RTN ed Enel Distribuzione in particolare. Copia dell’Atlante e della carta murale è stata fornita ai Titolari della RTN e ai gestori delle reti in alta tensione.

Gestione della rete di trasmissione nazionale

La riforma del settore elettrico in Italia ha previsto la separazione della proprietà della RTN dalla sua gestione, affidata al GRTN. La relazione tra i singoli proprietari degli elementi della RTN e il GRTN è regolata, sulla base di quanto previsto all’art. 3, comma 8, del D.lgs. 79/99, da specifiche convenzioni tra i due soggetti. Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all’esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

Per quanto riguarda le convenzioni da concludersi con gli altri soggetti titolari di porzioni di

RTN, il GRTN ed i proprietari "minori" stanno operando per definire, congiuntamente, alcuni aspetti modificando, ove necessario, il testo tipo della convenzione in ragione della specificità delle singole porzioni di rete, di volta in volta coinvolte, così da addivenire alla stipula di convenzioni "personalizzate" e complete di allegati condivisi.

Inoltre, sempre nel corso del 2002 è stato sottoscritto dal GRTN e da Terna Spa un "Accordo Quadro" che regola l'ipotesi di affidamento diretto nel caso di interventi modulari e standard (ad es. esecuzione di stalli e raccordi) da eseguire su impianti già esistenti nella disponibilità di Terna.

Il mercato libero

Il 2002 è stato l'anno di prelude e di preparazione degli operatori al meccanismo del sistema delle offerte, previsto dal modello della borsa dell'energia elettrica. A tal fine l'Autorità ha individuato un periodo transitorio per la regolazione delle transazioni e il funzionamento del mercato libero nel sistema elettrico nazionale (delibera 317/01 e 36/02). Inoltre è stato semplificato il meccanismo di determinazione dei corrispettivi di trasporto introdotto dalla delibera 13/99, riportandolo ad uno schema tariffario semplificato e armonizzato, per i clienti idonei e per i distributori in qualità di soggetti che prelevano energia elettrica per i clienti vincolati, le modalità di calcolo e di gestione dei corrispettivi da versare al GRTN per i servizi di trasporto (delibera 228/01). Le condizioni di regolazione dei servizi per l'erogazione del dispacciamento nel periodo transitorio, inoltre, demandano al GRTN le competenze di gestione delle attività di bilanciamento delle potenze orarie nei punti di consegna e di riconsegna della rete e di scambio dell'energia mensile per fasce orarie tra i medesimi punti.

Gli operatori del mercato libero hanno quindi sottoscritto i contratti di bilanciamento e scambio, messi a punto dal GRTN ed approvati dall'AEEG, per regolare con il GRTN la potenza e l'energia dalle immissioni della loro offerta sino alle riconsegne ai loro clienti finali.

Parallelamente, è proseguita l'attività per la predisposizione delle regole per l'erogazione del dispacciamento nel periodo a regime, ovvero con l'operatività del sistema delle offerte nei mercati dei servizi per il dispacciamento.

Sotto il profilo attuativo-gestionale, la stipula dei contratti di bilanciamento della potenza in consegna ed in riconsegna e di scambio dell'energia sulla rete, destinata ai clienti idonei, per l'anno 2002 che, come noto, è stata effettuata sulla base delle autocertificazioni effettuate dagli operatori con modalità completamente informatizzata e veicolata sul data base del GRTN via Web ha presentato particolari problematiche quanto alla gestione dei contratti e i saldi delle rispettive partite commerciali.

Il *mercato libero dell'energia*, nel corso del 2002, è stato caratterizzato da una domanda complessiva di circa 115 TWh, di cui 21 TWh da autoproduzione. Alla copertura dei 94 TWh di domanda esplicita dei clienti idonei al netto dell'autoproduzione, hanno contribuito le importazioni per circa 31 TWh (su un totale importazioni, inclusi i contratti pluriennali destinati al mercato vincolato, di 50,6 TWh), la produzione ritirata dal GRTN ai sensi del comma 12, dell'art. 3 del D.lgs 79/99 (cd. produzione CIP 6) per circa 40 TWh (su una produzione totale di 54,5 TWh) e altra produzione nazionale direttamente venduta dai produttori a clienti idonei per 23 TWh (24%).

Assegnazione dell'energia acquistata "spot" sul mercato estero

Il GRTN, anche se in misura più contenuta nel corso dell'anno, ha proseguito nella sua attività di acquisto giornaliero "spot" all'estero sulla base di una manifestazione di offerta e di domanda mensile a priori con indicazione di prezzo da parte di operatori del mercato libero nazionale e di vendita per assegnazione mensile a consuntivo. Per l'importazione di energia elettrica "spot", il GRTN ha impiegato la capacità di interconnessione che, nel corso dell'anno, si è resa utilizzabile sulle varie frontiere in maniera non prevedibile e discontinua ed in eccesso rispetto alla capacità utilizzata dagli assegnatari.

L'assegnazione sul mercato libero dell'energia così importata senza garanzia di fornitura è stata riservata ai titolari di contratti di bilanciamento al fine di compensare gli eventuali deficit di energia sui contratti di scambio (mercato secondario o di aggiustamento).

Energia prodotta da impianti "CIP 6" acquistata dal Gestore e ceduta al mercato libero

La disponibilità dell'energia elettrica prodotta da impianti a prezzi incentivati (cd. impianti CIP 6) ed a prezzi regolati dall'AEEG ceduta alla rete ed acquistata dal GRTN ha raggiunto, a fine 2002 i 54,5 TWh (53,5 TWh nel 2001), di cui 40TWh sono stati collocati dal GRTN sul mercato libero in base alle modalità previste dal D.M. 22/11/02 e alle procedure concorsuali fissate dall'AEEG con la delibera 204/02.

Il D.M. 22 novembre 2002 stabilisce che, fino all'operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del D.lgs. 79/99, il Gestore della rete ceda parte della capacità di produzione ritirata ai sensi dell'art. 3, comma 12, dello stesso decreto al mercato libero sulla base di procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità.

A seguire, la delibera 204/02 dell'AEEG ha stabilito le modalità del meccanismo, i prezzi base d'asta ed il calcolo dei prezzi di assegnazione in funzione dei possibili rilanci e con riferimento alle tre aste annuali per ogni tipologia di offerta di domanda ed all'asta su base mensile. Per le assegnazioni annuali si è proceduto all'effettuazione di tre aste: una prima asta (da 1.000 MW), una seconda asta (da 400 MW) e una terza asta (da 3.000 MW). L'energia non allocata mediante le procedure concorsuali, pari alla differenza tra l'energia prodotta stimata per il 2003 (57 TWh) e l'energia allocata al mercato libero (40 TWh) viene ceduta dal GRTN all'Enel distribuzione Spa.

Importazioni e allocazioni della capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione

La continua e proficua cooperazione tra il GRTN ed i gestori delle reti confinanti ha portato ad una valutazione unitaria del valore della massima capacità di trasporto sull'interconnessione ed alla definizione delle rispettive quote di ripartizione della capacità di trasporto destinata alle importazioni per il mercato libero.

L'indirizzo dell'Autorità di regolazione prevede che ciascun Gestore di rete estero confinante assegni autonomamente, sulla frontiera di pertinenza, il 50% della capacità di trasporto disponibile per il mercato libero e che il GRTN, a sua volta, assegni il restante 50%. Tale modalità è stata seguita per tutte le frontiere ad eccezione per quella francese. Difatti,

la più stretta collaborazione tra gli organismi nazionali di regolazione settoriale, ha reso possibile un primo accordo quadro tra la nostra l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la francese Commission de Régulation de l'Electricité (di seguito CRE). L'accordo prevede che la massima capacità di trasporto disponibile sulla frontiera nord-ovest, il cui valore è riconosciuto reciprocamente, venga assegnata congiuntamente dal GRTN e dal Gestionnaire de Réseau de Transport de l'Electricité (di seguito RTE). In seguito all'accordo tra i due regolatori, la delibera 190/02 dell'AEEG prevede che GRTN e RTE assegnino congiuntamente, per il 2003, la capacità di trasporto disponibile sulla frontiera franco-svizzera di loro diritto per il mercato libero, al netto delle quote di capacità riservate dall'Autorità di settore alla Corsica (55 MW), alla Città del Vaticano (50 MW), alla Repubblica di S. Marino (50 MW) e di 100 MW dei 200 MW resisi disponibili per la scadenza di contratti pluriennali di importazione di energia elettrica destinata al mercato vincolato. In definitiva viene ampliata (da 1.800 MW nel 2002, a 2.245 MW per il 2003) l'area di libero scambio reciproco sulla frontiera nord-ovest.

Al fine di favorire la flessibilità della domanda, rispondendo in particolare alle esigenze delle imprese con maggiori consumi di energia elettrica, l'Autorità di settore ha deciso di raddoppiare (da 600 MW a 1.200 MW), a partire dal 2003, la quota di capacità di importazione con clausola di interrompibilità, confermando la durata pluriennale dell'assegnazione, fino al 2004.

L'ammontare della capacità continuativa assegnata su base annua sulle frontiere settentrionali dal GRTN, in maniera congiunta o disgiunta con gli altri gestori delle reti confinanti, è stata 1.353 MW nel 2002 e 1.445 MW per il 2003.

Il GRTN, seguendo gli indirizzi del MAP e dell'Autorità, ha assegnato per il 2003, in collaborazione con la RTE, le quote di capacità disponibili sulla frontiera Nord-Ovest e sulla frontiera Nord-Est.

Modalità per la regolazione del servizio di trasmissione e del dispacciamento sulla rete di trasmissione nazionale (delibera 228/01 e delibera 317/01)

Nell'esercizio 2002 il GRTN è stato chiamato a gestire le nuove modalità di regolazione delle condizioni di erogazione dei servizi di trasporto e introdotte dalle delibere 228/01 e 317/01 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In particolare, la delibera 228/01 (cd. Testo integrato) ha disciplinato le condizioni economiche di erogazione del servizio di trasporto da parte dei soggetti esercenti le reti con obbligo di connessione di terzi per i produttori e per tutti i clienti del mercato libero e vincolato. Con particolare riguardo ai servizi offerti dal GRTN, il Testo integrato, ha definito la remunerazione del servizio di dispacciamento, inclusi i costi connessi all'approvvigionamento delle risorse necessarie al suo svolgimento, per i clienti del mercato vincolato prevedendo che tali oneri siano compresi nei corrispettivi per le attività di acquisto e vendita dell'energia al mercato vincolato.

La delibera n. 317/01 ha integrato la disciplina del servizio di dispacciamento introdotta dal Testo integrato relativamente all'onere ricadente sui clienti del mercato vincolato, intro-

ducendo le condizioni per il servizio di dispacciamento per i clienti del mercato libero, i produttori di energia e gli autoproduttori. Nella sostanza, la delibera n. 317/01 ha sostituito la disciplina della riconciliazione contenuta nella delibera n. 13/99, prevedendo l'erogazione da parte del GRTN, previa stipula di specifici contratti con i produttori, gli autoproduttori e i clienti del mercato libero, dei servizi di bilanciamento e scambio di energia elettrica.

Nuove procedure per lo svolgimento delle attività del GRTN: il registro delle unità di produzione e consumo e Metering e settlement

Il registro delle unità di produzione e consumo

Al fine di assicurare agli utenti una maggiore sicurezza nella fase di accesso al mercato ed una gestione più efficace delle procedure disponibili via Web, il GRTN ha messo a punto un procedimento ad hoc di qualificazione degli operatori elettrici italiani ed esteri, al termine del quale ogni soggetto richiedente viene catalogato all'interno del "Data base sistema dati comune" ed abilitato ad accedere alle procedure informatiche, affini alle sue possibili azioni sul mercato, tramite il rilascio di un "Certificato digitale".

Il processo prevede la compilazione di una scheda-richiesta (direttamente da parte dell'operatore interessato, o da un soggetto da questi delegato) e la presentazione della documentazione conforme alle procedure per le quali è richiesto l'accesso.

Dopo avere accertato l'idoneità del soggetto richiedente, il GRTN lo inserisce nel "Registro operatori"; il richiedente può verificare, consultando via Web il registro degli operatori: il suo stato di qualificazione; i suoi dati anagrafici; le procedure a cui ha accesso; gli operatori per i quali è stato delegato ad operare.

Il GRTN è responsabile della implementazione degli archivi delle unità di produzione e di consumo. La predisposizione di un archivio generale, che contenga informazioni complete e attendibili di tutti i punti di prelievo e di immissione da parte degli operatori e delle unità di produzione e di consumo nel mercato libero italiano, è una condizione essenziale nel processo di liberalizzazione.

Metering e settlement

Le modalità per l'erogazione del servizio di dispacciamento, l'approvvigionamento delle relative risorse e l'addebito degli oneri, sulla base di quanto stabilito dalla delibera 95/01, sono delineate nelle regole di dispacciamento predisposte dal Gestore della Rete.

Il GRTN ha continuato, nel corso dell'anno, nelle attività di implementazione di un sistema informatico finalizzato alle seguenti attività:

- ***attività di metering***: acquisizione in modo automatico delle misure orarie della potenza immessa sulla rete nazionale e di quella riconsegnata verso la clientela sia essa idonea o vincolata;
- ***attività di settlement***: calcolo per ciascun operatore degli importi dovuti per il servizio di dispacciamento a loro fornito. Tale attività permette quindi l'attribuzione delle partite economiche (liquidazione economica ad personam delle poste fisiche).

Qualificazione degli impianti e procedura per la gestione del mercato dei certificati verdi

Il Ministero dell'industria ha emesso, in data 11 novembre 1999, il Decreto recante "Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili", e successivamente, il MAP ha emesso, in data 18 Marzo 2002, il Decreto "Modifiche ed integrazioni al Decreto 11 novembre 1999 del MICA".

In particolare i due suddetti decreti assegnano al GRTN il compito tecnico di qualificare gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio, dopo il 1° aprile 1999, a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento, rifacimento parziale e riattivazione, e il successivo compito commerciale di rilasciare i certificati verdi, in proporzione all'energia prodotta.

Sulla base delle novità introdotte dal Decreto MAP 18 marzo 2002, è stata rivista ed aggiornata la precedente procedura tecnica di qualificazione del GRTN. La nuova procedura è stata pubblicata sul sito internet del GRTN, nel mese di novembre 2002.

In particolare la nuova procedura riporta in modo articolato le modalità tecniche per individuare la producibilità (cd. "Ecv") che ha diritto al rilascio dei certificati verdi per impianti idroelettrici e geotermoelettrici parzialmente rifatti e per impianti di co-combustione, insieme ad altre indicazioni per la verifica di specifici interventi progettuali.

La procedura prevede la formulazione al GRTN della domanda di qualifica di Impianto ali-

mentato a fonte rinnovabile (IAFR), alla quale devono essere allegati i principali dati tecnici e documentali caratteristici dell'intervento.

La situazione complessiva degli impianti qualificati "IAFR" dal GRTN, al 31 dicembre 2002, è la seguente:

- sono stati qualificati "IAFR" in totale 340 impianti alimentati da fonti rinnovabili "IAFR" di cui 215 in esercizio e 125 in progetto;
- i 215 impianti in esercizio qualificati IAFR si suddividono, rispetto alla tipologia di produzione: 65% idroelettrici, 23% rifiuti e prodotti vegetali, 10% eolici e il restante 2% tra solari e geotermici;
- la producibilità annua qualificata in esercizio, è pari a circa 2,6 TWh; questa si suddivide, rispetto alla tipologia di produzione: 50% da rifiuti e prodotti vegetali, 28% da idroelettrico, 10% da eolico e il 2% da geotermico.

Nell'ambito della Commissione di qualificazione è stata sviluppata anche l'attività di certificazione di provenienza dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, definita all'art. 5, comma 9, del Decreto 11 novembre 1999. Nell'anno 2002 sono stati identificati 113 impianti con una produzione annua dichiarata di 0,9 TWh.

Il D.lgs. 79/99 indica che l'energia elettrica prodotta mediante impianti di cogenerazione, deve avere priorità di utilizzazione e gli impianti che la producono sono esenti dall'acquisto di certificati verdi. L'AEEG e il GRTN sono responsabili dell'applicazione di tale indicazione. L'AEEG ha, in particolare, la responsabilità di fissare le condizioni affinché la produzione combinata di energia elettrica e calore possa definirsi di cogenerazione e, a tal fine, ha approvato la delibera 42/02, in cui ha determinato le condizioni tecniche e le caratteristiche di produzione necessarie a classificare gli impianti di cogenerazione. Il GRTN è stato incaricato dalla stessa delibera di verificare il rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità attraverso l'esame delle caratteristiche tecniche degli impianti, dichiarate dai titolari.

Con riferimento alle attività di gestione del sistema per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili attraverso i "certificati verdi", il GRTN in un primo tempo qualifica, tramite un'apposita commissione interna, gli impianti a fonti rinnovabili che, ai sensi della normativa vigente, possono chiedere anno per anno al GRTN i Certificati Verdi per i primi otto anni di funzionamento dell'impianto; ed emette in un secondo tempo i certificati richiesti sulla base della produzione stimata (producibilità a preventivo) o effettiva (produzione a consuntivo dell'anno prima) degli impianti, registra le transazioni di acquisto e vendita sul mercato, acquisisce e controlla le autocertificazioni degli operatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV ed infine verifica annualmente l'adempimento all'obbligo, annulla i relativi CV, salda con auto emissione di CV gli eventuali disavanzi di mercato e trasmette all'AEEG la situazione di chiusura con l'indicazione dei soggetti renitenti.

All'inizio del 2002 il GRTN, sulla base della differenza dei costi e ricavi derivanti dalla compravendita dell'energia CIP 6, ha calcolato e pubblicato sul proprio sito internet il prezzo di offerta dei propri certificati verdi, pari (per il 2002) a 8,418 eurocent al kWh (circa 163 lire).

Durante il 2002 il GRTN ha, anche, predisposto e messo a disposizione degli operatori un portale ad accesso riservato, organizzato con il criterio di web banking, che consente agli stessi di

visionare in tempo reale il proprio "conto proprietà" (il "conto corrente" dove vengono depositati i certificati verdi), ove viene esplicitato il saldo di CV in loro possesso ed il dettaglio di tutte le transazioni effettuate sul conto (emissione da parte del GRTN, transazioni, ecc.).

Il portale consente inoltre di richiedere al GRTN di trasferire certificati verdi da un conto ad un altro in seguito a transazioni bilaterali di acquisto e vendita di CV o da indicazioni del GME come esito delle sessioni del mercato organizzato, nonché produrre al Gestore, per l'annullamento, il quantitativo di certificati verdi corrispondente al proprio obbligo di acquisto.

Nel corso del 2002, sono stati trasferiti tramite transazioni bilaterali circa 5.800 certificati verdi.

Interventi sul Territorio

Nel corso del 2002 le unità del GRTN, dislocate sul territorio, hanno prestato particolare impegno nell'ampliare le loro funzioni, in quanto hanno assunto il ruolo di rappresentanza del Gestore sul territorio (secondo quanto previsto dal nuovo assetto organizzativo del GRTN deliberato a novembre 2001) e la denominazione di sedi territoriali.

In tal senso sono state intensificate le attività di relazione con i numerosi operatori elettrici presenti sul territorio, titolari della Rete di trasmissione nazionale (RTN), Gestori delle reti di distribuzione, Produttori ed altri Utenti, attività che si sono rese indispensabili a causa della pluralità dei Soggetti elettrici conseguente alla liberalizzazione del settore e di una non sempre chiara interpretazione delle regole e dei doveri ad essi richiesti dalla normativa tecnica.

Le suddette attività di relazione, che hanno il fine di garantire l'esercizio ottimale della RTN e delle reti e degli impianti ad essa connessi, riguardano principalmente la realizzazione di nuove centrali, linee e stazioni, la formulazione dei regolamenti di esercizio dei nuovi impianti, la definizione dei piani di taratura delle protezioni e degli automatismi di rete, la fornitura al GRTN dei segnali e delle misure provenienti dal campo, la formulazione dei piani di indisponibilità per manutenzione degli elementi di rete, i rapporti operativi per l'attuazione delle manovre, la ricostruzione dei disservizi in rete.

Sono stati anche intensificati i rapporti con le autorità locali ed in particolare con le Regioni, destinate ad essere sempre più autorevoli sui temi energetici, al fine di instaurare e mantenere detti rapporti nel tempo, senza attendere l'insorgenza di problematiche particolari.

Le sedi territoriali hanno partecipato agli incontri con Regioni e Province autonome al fine di far conoscere le esigenze di sviluppo della rete elettrica e prestare interesse ad istanze, prospettive ed esigenze locali.

D'intesa con il GRTN, una collaborazione molto stretta in tema di Valutazione ambientale strategica (VAS) è stata instaurata con il Piemonte e la Lombardia, che è tra l'altro interessata alla nuova linea 380 kV di interconnessione con la Svizzera San Fiorano-Robbia. Inoltre la VAS, a partire dal corrente anno, sarà progressivamente estesa a tutte le altre Regioni ed alle Province autonome di Trento e Bolzano. Ciò comporterà un notevole incremento dell'attività e, conseguentemente, un forte impegno del territorio in termini di risorse.

Si ritiene che già nel corso del 2003 saranno avviate presso le molteplici nuove attività, che rappresenteranno in parte un ampliamento di quelle finora svolte ed in parte saranno del tutto nuove. Si segnalano in merito:

- la verifica delle dichiarazioni dei produttori di energia da impianti di cogenerazione di energia elettrica e vapore;
- le attività di vigilanza e verifica in merito alla rispondenza degli impianti degli utenti connessi alla rete a quanto richiesto dalle regole tecniche del GRTN e dai contratti sottoscritti con il GRTN stesso.

Attività internazionali svolte dal gestore

Il Gestore di rete di trasmissione, per il ruolo che gli è stato conferito dalla legge, deve gestire una serie di rapporti di collaborazione con i gestori di rete esteri verso obiettivi rispondenti allo sviluppo delle interconnessioni e alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Nel corso dell'anno 2002 sono stati infatti definiti gli obiettivi aziendali verso l'estero ed è stato avviato il processo interno per indirizzare la gestione e il coordinamento delle attività internazionali. Tale processo è finalizzato ad individuare le modalità di intervento per conseguire il raggiungimento del coordinamento delle attività con riferimento agli accordi bilaterali, alla partecipazione alle organizzazioni internazionali, alla ricerca e alle nuove attività.

Per le attività Internazionali nel corso dell'anno 2002, il GRTN ha continuato a muoversi lungo due linee di intervento:

- da un lato attraverso la gestione e il coordinamento delle relazioni con gli organismi internazionali per l'esercizio dei sistemi elettrici interconnessi quali ETSO (European Transmission System Operators Association); l'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) e la Sudel (Organizzazione Regionale Sistemi Elettrici sud Europa) con le Istituzioni comunitarie, e con i gestori di rete dei Paesi terzi;
- dall'altro attraverso la valutazione e la promozione delle condizioni atte a favorire una regolamentazione comunitaria per l'apertura del mercato elettrico al fine di garantire la sicurezza del sistema e il buon funzionamento delle attività di core business del gestore.

Tra le attività avviate dal GRTN si segnalano in particolare le seguenti:

- il sistema RECS per la promozione di un mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- la partecipazione in qualità di membro alle associazioni internazionali rappresentative operanti nel settore dell'energia elettrica;
- il progetto di cooperazione con la Lituania sulla regolazione del mercato dell'energia;
- la stipula e sottoscrizione di accordi bilaterali.

Sistema dei Certificati per le fonti rinnovabili

Il GRTN partecipa con i maggiori operatori nazionali e le associazioni di settore al progetto europeo RECS (Renewable Energy Certification System), un sistema di certificazione condiviso a livello internazionale, ormai operativo dopo una fase di sperimentazione conclusasi il 31 dicembre 2002, e volto alla promozione del mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il certificato RECS (della taglia di 1 MWh) rappresenta, infatti, la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e la sua emissione, da parte di sogget-

ti competenti, ne consente lo scambio a livello transnazionale anche separatamente dall'energia elettrica cui il certificato fa riferimento.

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale è l'organismo di emissione (cd. Issuing Body) per Italia, e il suo Amministratore Delegato, è stato nominato Presidente dell'AIB (l'Associazione degli Issuing Bodies) senza scopo di lucro e con sede a Brussels cui aderiscono tutti gli Issuing Bodies.

Al sistema che conta ad oggi 14 milioni di certificati emessi e 5 milioni di certificati annullati, partecipano più di 170 utilities ed imprese energetiche. Per quanto riguarda il mercato italiano, sono stati iscritti 14 impianti (eolici, geotermoelettrici ed idroelettrici) e più di 300.000 certificati emessi al 31 gennaio 2003.

Il GRTN ha iniziato a seguire fin dal 1999 il progetto RECS contribuendo in modo attivo alla stesura della regolamentazione interna vigente ed impegnandosi in un'attività, a carattere sia internazionale sia italiano, con duplice valenza: operativa, per quanto riguarda l'emissione, il trasferimento ed l'annullamento dei certificati, e strategica.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, il GRTN, nell'ambito dell'attività svolta all'interno dell'Associazione degli Issuing Bodies, si è fatto promotore di un maggior coinvolgimento degli altri TSO europei nei sistemi di certificazione, dell'armonizzare delle tariffe all'interno di tutti i Paesi partecipanti e del sistema stesso quale valido strumento per il rilascio della garanzia d'origine previsto all'art. 5 della Direttiva 2001/77/CE sulla promozione elettrica da fonte rinnovabile, il cui recepimento da parte dei Stati membri UE è previsto entro ottobre 2003.

Accordo ETSO in materia di Cross Border Tariff

L'armonizzazione delle condizioni di accesso alle reti per favorire gli scambi transfrontalieri di energia elettrica rappresenta un obiettivo fondamentale per la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica in Europa.

Per favorire questo processo nell'ambito del Forum di Firenze, istituito su proposta della Commissione europea, l'ETSO, l'Associazione europea dei gestori di rete, ha promosso la sottoscrizione di un accordo multilaterale tra i TSOs (Transmission system operators in europa) per addivenire all'approvazione di un meccanismo di definizione delle tariffe transfrontaliere di energia elettrica, che verrà istituzionalizzato con l'entrata in vigore del Regolamento comunitario in corso di approvazione a Bruxelles.

In attesa della soluzione a regime, l'ETSO ha individuato una soluzione transitoria in materia di tariffe per gli scambi transfrontalieri. In particolare, si è arrivati nel febbraio 2002 alla conclusione di un accordo, il cosiddetto accordo CBT (Cross Border Tariff) siglato, in ambito ETSO, da Italia, Austria, Belgio, Francia, Germania, Olanda, Portogallo, Spagna, Svizzera - in vigore dal primo marzo (l'Austria è subentrata dal 1° maggio) al 31 dicembre dello stesso anno - con scopo di favorire il processo di liberalizzazione del mercato elettrico garantendo allo stesso tempo ai Gestori una "remunerazione" proporzionale alla parte di rete di trasmissione nazionale interessata dagli scambi internazionali (cd. Horizontal Network) di loro competenza.

Il GRTN, all'interno di ETSO, sta contribuendo all'elaborazione di una proposta che porti all'adozione di un Regolamento sulle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfron-

talieri di elettricità che, una volta approvato dalla Commissione UE e dal CEER, dovrebbe entrare in vigore 1 gennaio 2004.

Progetto di cooperazione con la Lituania sulla regolazione del mercato dell'energia

Nell'anno 2002 il GRTN ha iniziato una collaborazione con Il Ministero dell'economia e delle finanze - Dipartimento del tesoro per un progetto di gemellaggio istituzionale con la Lituania per l'adeguamento del mercato dell'energia al quadro normativo comunitario, in vista della prossima adesione del Paese baltico all'Unione europea, prevista per il 2004.

Il gemellaggio, finanziato dalla Commissione europea con fondi del programma PHARE, durerà due anni e sarà rivolto alla liberalizzazione del mercato elettrico e del gas, attraverso il rafforzamento delle funzioni di regolazione dell'autorità nazionale di settore.

Stipula e sottoscrizione di accordi bilaterali

Nel corso dell'anno 2002 il GRTN ha intensificato le attività bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero (esempio: Accordo GRTN - Sonelgaz relativo allo studio di fattibilità per un collegamento sottomarino tra l'Algeria e l'Italia, dichiarazione di intenti con il Gestore austriaco e con il Gestore svizzero per realizzazione della linea elettrica a 380 kV Cordignano - Lienz e S. Fiorano - Robbia); in materia di allocazione della capacità di trasmissione disponibile sul collegamento Italia - Grecia; in materia di definizione della capacità di trasmissione (TTC/NTC) del sistema elettrico italiano alle frontiere francese e svizzera per l'anno 2003.

INVESTIMENTI

Nell'anno 2002 sono continuate le attività per le implementazioni e lo sviluppo dei seguenti progetti:

- sistema di archiviazione ed elaborazione dei dati fuori linea (FUL);
- estensione del sistema di controllo in linea alla rete dei fornitori diversi da Enel non connessi al sistema SCTI;
- sistema di metering relativamente alla parte di acquisizione da contatori energy link ed ai moduli di archiviazione e di consultazione via Internet;
- sistema di gestione degli scambi con l'estero;
- sistema per la gestione della connessione di nuovi impianti alla RTN;
- sistema per la gestione della committenza dei nuovi impianti di rete e per la gestione delle convenzioni con i titolari di rete, quest'ultimo in attesa di firma convenzioni con i titolari;
- sistema per il bilanciamento e forecast;
- applicazione registro operatori e registro unità di produzione (ROP e RUP);
- applicazione, su portale Internet GRTN, del registro dei certificati verdi.

Contestualmente sono state concluse attività di manutenzione evolutiva e di sviluppo di nuove funzionalità relativamente a progetti già in esercizio quali: il sistema ERP a supporto delle attività amministrative e commerciali, il sistema di gestione delle risorse umane (HR), il sistema di rilevazione delle presenze e il sistema database elettrico.

Nell'anno 2002 sono stati inoltre realizzati gli ambienti per la sala borsa ed è stata resa operativa la sede di rappresentanza delle società del gruppo a Milano.

Si sono altresì avviati i lavori di ristrutturazione della sede legale della società che si completeranno nel 2004 e si è concluso l'acquisto di un immobile per la sede territoriale di Napoli.

Parallelamente è proseguita l'attività di progetto per sistemi il cui completamento è previsto nell'anno 2003 (il potenziamento e l'integrazione dei sistemi su una piattaforma hardware in corso di acquisizione, il nuovo sistema di controllo in linea della rete elettrica SCTI, il nuovo sistema delle retribuzioni esteso a tutti i dipendenti, il nuovo sistema di gestione amministrativo-contabile dei cespiti, il sistema settlement, sistemi di datawarehouse per l'area del personale, sviluppo di nuove funzioni nell'ambito del sistema human resource, applicazioni per il controllo di gestione e budget, funzioni di controllo dei sistemi centrali nell'ambito del progetto di network&system management, reingegnerizzazione del sito internet).

RISORSE UMANE

Nel corso del 2002 il GRTN ha fatto fronte ai compiti ad esso attribuiti consolidando la funzionalità della struttura organizzativa adottata a novembre 2001. Il maggiore equilibrio della nuova struttura, tarata sulle esigenze di una società completamente autonoma e con compiti di capogruppo rispetto a due società controllate, ha consentito di far fronte al complesso delle attività svolte con un numero di dipendenti di poco superiore a quello del 2001. In media d'anno, i dipendenti del GRTN sono aumentati di 14 unità, dai 684 del 2001 ai 698 del 2002. La composizione per qualifiche non ha subito modifiche di rilievo: il numero dei dirigenti (44) e quello degli operai (2) è rimasto inalterato, mentre l'aumento si è concentrato nei quadri (da 198 a 205) e negli impiegati (da 440 a 447).

La crescita del numero medio dei dipendenti riflette in gran parte la dinamica intervenuta nel 2001: a dicembre del 2001 il personale contava già 698 unità, divenute 702 alla fine del 2002. L'incremento di sole 4 unità rispetto ad un anno prima è il saldo di un flusso in uscita di 44 persone, in gran parte cessate per pensionamento, e di 48 nuovi ingressi. Si noti che il dato medio del 2002 sconta l'uscita di 10 persone cessate per pensionamento con la fine del 2001 e il successivo recupero in corso d'anno. La scelta del nuovo personale da inserire ha seguito generalmente la modalità del confronto, professionale ed attitudinale, tra più candidati presenti nella banca dati del GRTN, comportando un impegno ancora sostenuto nelle attività di recruiting e selezione. Nel corso del 2002 è altresì cresciuta l'esigenza di disporre di risorse

aggiuntive da dedicare ad attività di natura temporanea, cui si è dato risposta attraverso il ricorso a contratti a termine e l'attivazione di lavoro interinale; in entrambi i casi la quota dei contratti rispetto al totale dei dipendenti si è mantenuta molto al di sotto dei limiti posti dalla legge e dal CCNL di settore. Tra le attività di interlocuzione sindacale, il 2002 ha visto tra l'altro la stipula di un accordo sulla successione dei contratti collettivi, che ha definito il perimetro delle norme dei CCNL dell'Enel la cui validità è confermata, per il GRTN, come complemento del CCNL del settore elettrico siglato a luglio del 2001.

Nella gestione delle risorse umane, il 2002 ha visto una fase transitoria in cui, accanto ai trattamenti preesistenti, sono stati impostati progetti finalizzati



a garantire, a regime, una gestione integrata delle risorse. In particolare, è stata avviata la realizzazione di un modello di *job families* del GRTN, che costituirà il punto di riferimento per gli interventi di selezione, formazione e sviluppo delle risorse interne, nonché per l'identificazione di misure di prestazione e di elementi utili per la definizione di obiettivi.

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

Al 31 dicembre 2002

	2002	2001	Media 2002
Direnti	43	44	44
Quadri	204	202	205
Impiegati	453	450	447
Operai	2	2	2
Totale	702	698	698

AMBIENTE

Nell'ottica dell'espletamento della propria missione in materia di tutela ambientale il GRTN ha svolto nel 2002 le attività di seguito descritte nelle loro linee principali.

Progetto VAS Piemonte

Adempimento al protocollo di intesa con la Regione Piemonte per l'applicazione della Valutazione ambientale strategica al piano triennale di sviluppo. L'applicazione di tale processo, ha permesso anche un consistente approfondimento delle realtà ambientali, sociali ed economiche con le quali il singolo intervento previsto andrà a confrontarsi, si è rivelata una buona chiave per il coinvolgimento e la responsabilizzazione preventiva del territorio sin dalle prime fasi di pianificazione di un nuovo intervento e, a seguire, per la sua accettazione e autorizzazione.

Nello specifico sono in via di messa a punto con la Regione iter autorizzativi semplificati per la realizzazione di nuovi interventi. Nel corso dello svolgimento dell'attività è stata prodotta cartografia tematica a varia scala.

Conflitti ambientali: gestione dei conflitti/osservatorio

Il Gestore, per il suo specifico ruolo, viene spesso coinvolto all'insorgere di un conflitto ambientale relativo alla realizzazione di una nuova linea o alla gestione di una linea già esistente. In tali situazioni il GRTN favorisce l'attivazione di un tavolo tecnico per l'individuazione di soluzioni concertate. In tale ambito si inseriscono anche attività di collaborazione con Terna che possono prevedere anche sopralluoghi.

Progetto Verifica adeguamento ambientale IAFR

L'attività consiste nella verifica sul campo dell'"adeguato miglioramento delle prestazioni ambientali" relativamente al rifacimento di impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'attività prevede tra l'altro numerosi sopralluoghi sugli impianti e acquisizione di materiale audiovisivo.

Progetto Osservatorio campi elettrici e magnetici

Questa attività garantisce la presenza e l'aggiornamento di un osservatorio della normativa regionale, nazionale e internazionale in materia di CEM, nonché il monitoraggio dell'evoluzione delle posizioni scientifiche relative a tale aspetto.



Progetto MEET

Nell'anno 2002 il GRTN ha voluto intraprendere un'iniziativa di formazione post-universitaria finalizzata a sviluppare, attraverso la formazione di personale esterno altamente qualificato nelle materie energetico elettriche, l'offerta di competenze specifiche correlate all'esercizio delle proprie attività di business e integrate nella dimensione territoriale e locale delle regioni del mezzogiorno.

L'iniziativa che per l'anno 2002 ha avuto il supporto del Ministero dell'istruzione, dell'università e della ricerca scientifica (MIUR) prende la forma di un Master post universitario di argomento energetico, in particolare elettrico in "Management Energetico Elettrico Territoriale" (MEET) che il GRTN ha organizzato in collaborazione con la Stoà, Istituto di studi per la direzione e la gestione dell'impresa ed in partenariato con l'Università di Cassino, l'Anciform, l'Unione delle province d'Italia e la Confapi Campania.

Il coinvolgimento di partner istituzionali nella progettazione, realizzazione e promozione del Master è funzionale alla volontà del GRTN di strutturare la formazione post universitaria di settore in stretto raccordo con le specifiche esigenze manifestate dagli attori economici, politici e sociali del territorio.

RICERCA E SVILUPPO

Nel corso dell'anno il Gestore ha portato avanti attività già avviate nel precedente anno ed ha avviato 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; sono state, inoltre, svolte attività nel campo dei sistemi di misura e della qualità del prodotto energia con la identificazione dei disturbi propagazione effetti tollerabilità e filtri. Per le attività di sviluppo, il 2002 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.

ATTIVITÀ STATISTICHE

Nel corso del 2002 è proseguita l'attività di raccolta ed elaborazione dei dati statistici relativi all'intero sistema elettrico nazionale, attività svolta in forza della partecipazione dell'ufficio di statistica del GRTN al Sistan (Sistema Statistico Nazionale), così come previsto dal DPCM 12 marzo 2002. È proseguita la diffusione dei dati così raccolti, oltre che su supporto cartaceo, anche sul sito aziendale. Sul sito è altresì diffuso mensilmente il contributo all'analisi della congiuntura elettrica. Anche nel 2002 sono state elaborate previsioni della domanda elettrica con vari orizzonti temporali al fine di supportare le analisi aziendali nell'ambito del PTS e di ottemperare ai dispositivi normativi (Direttiva MICA 21 gennaio 2000, etc.). In relazione all'avvio nel 2002 del meccanismo dei Certificati Verdi, si è iniziata la raccolta e l'elaborazione delle autocertificazioni dell'obbligo per importatori e produttori di energia elettrica da fonte non rinnovabile.

ANDAMENTO DELLE SOCIETÀ CONTROLLATE

Acquirente unico Spa

L'Acquirente unico per prepararsi compiutamente all'adempimento dei compiti istituzionali volti a garantire la fornitura di energia elettrica, in condizioni di sicurezza, continuità ed efficienza del servizio, ai clienti del mercato vincolato, ha continuato l'implementazione nel corso dell'esercizio 2002 del business model e dei principali processi aziendali, con talune integrazioni della struttura organizzativa ed operativa.



Ha altresì adempiuto, entro i termini di legge, all'attività disposta dall'art. 4, 4° comma, del D.lgs. n. 79/1999, relativa alla previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo, elaborando e consegnando al Ministero delle attività produttive e al Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa il rapporto di previsioni richiesto dal medesimo decreto.

L'esercizio 2002 si è chiuso con una perdita pari a Euro 3.543 mila; a fronte di tale perdita è rilevato nel patrimonio netto alla voce "Fondo a copertura perdita", un importo di Euro 1.925 mila a seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico.

Nel corso dell'anno successivo in sede di approvazione del bilancio l'azionista unico ha provveduto ad effettuare dei versamenti per la perdita non coperta.

Gestore del Mercato Elettrico Spa

In data 18 gennaio 2002, a seguito della consultazione dei soggetti interessati, su di uno schema di istruzioni (datato 4 ottobre 2001) e tenuto conto delle osservazioni pervenute, il GME ha trasmesso al Ministro delle attività produttive le disposizioni attuative e procedurali alla disciplina del mercato elettrico, denominate Istruzioni, per l'approvazione, sentita l'Autorità per l'energia e il gas ("Autorità").



In data 18 luglio 2002 il GME ha trasmesso al Ministro delle attività produttive una nuova versione delle Istruzioni, modificate tenendo conto del parere espresso dall'Autorità con delibera n. 72/02, e delle indicazioni formulate dal medesimo Ministro nella lettera al GME in data 2 luglio 2002, con la quale è stato trasmesso il suddetto parere.

Con decreto del Ministro delle attività produttive del 14 marzo 2003, il GME ha assunto la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all'organizzazione e gestione della sede di contrattazione dei certificati verdi di cui all'art. 6 del D.M. 11 novembre 1999.

Il GME ha svolto nel corso del 2002 le seguenti principali attività:

- sviluppo del sistema informatico per il mercato elettrico;

- sviluppo del sistema informatico per la gestione della sede per la negoziazione dei certificati verdi;
- selezione dell'istituto affidatario del servizio di tesoreria per il mercato elettrico.

L'esercizio 2002 si è chiuso con una perdita pari a Euro 5.169 mila; a fronte di tale perdita è rilevato nel patrimonio netto alla voce "Fondo a copertura perdita", un importo di Euro 2.780 mila seguito di versamenti effettuati nel corso dell'anno da parte dell'azionista unico.

Nel corso dell'anno successivo in sede di approvazione del bilancio l'azionista unico ha provveduto ad effettuare dei versamenti per la perdita non coperta.

RISULTATI ECONOMICO FINANZIARI

La **gestione economica** per l'esercizio 2002 è sintetizzata sul seguente prospetto ottenuto riclassificando opportunamente il conto economico redatto ai fini civilistici. Per maggiore informazione si indica il confronto con l'anno 2001.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO*Euro mila*

	Esercizio 2002	Esercizio 2001
– Vendite e prestazioni:	6.136.850	5.984.279
• vendita energia cd. CIP 6	2.712.507	3.002.205
• contributi da CCSE	2.081.870	1.704.685
• vettoriamiento e trasporto (delibera 13/99 e 205/99)	-	1.194.139
• corrispettivo di trasporto (delibera 228/01)	900.553	-
• per contratto di bilanciamento e di scambio (delibera 36/02)	371.402	-
• vendita energia Spot	50.984	68.522
• corrispetto per la garanzia della capacità di trasporto sull'interconnessione	14.965	14.672
• per accordo ETSO - CBT del 25/02/2002	4.460	-
• corrispetto per certificati verdi internazionali	16	-
• altri	93	56
– Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	152
– Altri ricavi:	78.120	110.210
• Sopravvenienze attive - vettoriamiento (delibera 13/99) e corrispettivo di trasporto	54.041	61.774
• altri	24.079	48.436
Valore della produzione	6.214.970	6.094.641
– Costi operativi:	(4.782.462)	(4.789.367)
• Costo del lavoro	(46.020)	(44.736)
• Acquisti energia	(4.736.442)	(4.744.631)
– Prestazioni di servizi:	(393.358)	(383.025)
• per contratto di bilanciamento e di scambio (delibera 36/02)	(371.402)	-
• oneri per vettoriamiento	-	(361.998)
• altri	(21.956)	(21.027)
– Godimento beni di terzi:	(795.962)	(746.082)
• corrispettivo di trasporto (delibera 228/01- delibera 13/99)	(776.388)	(744.390)
• canoni da corrispondere ai proprietari di rete esteri (ETSO-CBT)	(17.505)	-
• altri	(2.069)	(1.692)
– Oneri diversi:	(153.229)	(106.218)
• Sopravvenienze passive - acquisti energia da fonti rinnovabili (CIP 6)	(93.465)	-
• Sopravvenienze passive - vettoriamiento (delibera 13/99) e corrispettivo di trasporto	(57.775)	(60.777)
• altri	(1.989)	(45.441)
Totale costi operativi	(6.125.011)	(6.024.692)
Margine operativo lordo	89.959	69.949
– Ammortamenti e svalutazioni	(15.434)	(13.692)
– Accantonamenti	(33.184)	(11.228)
Risultato operativo	41.341	45.029
– Proventi finanziari netti	8.063	10.266
– Svalutazione partecipazioni	(4.706)	(4.536)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	44.698	50.759
– Proventi (Oneri) straordinari netti	2.099	(17.571)
Risultato ante imposte	46.797	33.188
– Imposte sul reddito dell'esercizio	(35.600)	(25.797)
Utile d'esercizio	11.197	7.391

I ricavi delle vendite e prestazioni pari Euro 6.136.850 mila, subiscono un incremento di Euro 152.571 mila ed in particolare si rileva che, i ricavi di competenza relativi alla vendita di energia cd. CIP 6, sia al mercato libero che a quello vincolato, si riducono rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per una contrazione del prezzo medio unitario.

Tali ricavi devono essere considerati unitamente al contributo dovuto dalla CCSE, ai sensi delle deliberazioni n. 20/01 e n. 228/01, per la quota di costi sostenuta dal GRTN per gli acquisti di energia cd. CIP 6, non coperta dall'ammontare dei ricavi relativi alle vendite, pari a Euro 4.702.663 mila.

Il contributo ha coperto anche gli acquisti, effettuati nell'anno, ma relativi all'esercizio precedente, rilevati nell'ambito delle sopravvenienze passive per un totale di Euro 93.465 mila.

Alle attività di vendita energia CIP 6 si aggiungono le vendite di energia elettrica derivanti da acquisizioni Spot sul mercato europeo pari a Euro 50.984 mila (diminuzione di Euro 17.538 mila rispetto al 2001). A fronte dei ricavi sono rilevati tra i costi, per acquisto di energia, Euro 25.735 mila per le relative forniture dall'estero (diminuzione di Euro 697 mila rispetto al 2001).

Con riferimento alla attività di gestione della movimentazione energia si rileva che a seguito della applicazione della delibera n. 228/01, che ha sostituito le precedenti deliberazioni nn. 13/99 e 205/99 in materia di corrispettivi dovuti, per il servizio di vettoriamiento e trasporto da parte dei clienti "liberi" e dei "distributori", l'ammontare dei ricavi di competenza complessivamente è pari a Euro 900.553 mila. Tale importo è comprensivo sia della quota da riconoscere ai proprietari della RTN per l'anno pari a Euro 776.388 mila, che della quota di pertinenza del GRTN (Euro 124.165 mila). A tale riguardo si evidenzia che tale ultima componente è comprensiva anche dell'ammontare del corrispettivo che le deliberazioni nn. 309/01 e 152/01 hanno riconosciuto – a partire dal 1° gennaio 2003 – al GRTN come destinato a coprire oneri dell'anno 2002 scaturiti dalla partecipazione del GRTN all'accordo CBT stipulato nell'ambito dei TSO europei.

L'applicazione della delibera n. 36/02 in materia di bilanciamento e scambio, ha comportato la rilevazione dei ricavi per competenza pari a Euro 371.402 mila. In considerazione che la destinazione di tale flusso di ricavi, come specificato dalla citata delibera, è destinata a soggetti terzi, si è provveduto a rilevare nell'ambito dei costi un importo di pari ammontare. Il fenomeno non era presente nello scorso esercizio.

Relativamente agli altri ricavi legati all'energia, di competenza dell'anno 2002, è da evidenziare l'ammontare di Euro 14.965 mila (Euro 14.672 mila nel 2001) relativi 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 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 180/99 e successive modifiche). A fronte di tali corrispettivi sono stati accertati costi per l'acquisto energia per Euro 8.000 mila (Euro 13.118 mila nello scorso esercizio). La voce "altri ricavi" evidenziata per un importo di Euro 78.120 mila si riferisce essenzialmen-

te, come commentato nella nota integrativa, a sopravvenienze attive legate alla definizione dei corrispettivi per il vettoriamiento e trasporto energia (ex delibere 13/99 e 205/99) degli anni precedenti. Il fenomeno si riflette, per i noti meccanismi legati al riversamento a terzi dei corrispettivi in questione, tra i costi per cui deve essere congiuntamente considerato con lo stesso tipo di rilevazione fatta tra le sopravvenienze passive.

Sono compresi inoltre nella voce anche altre sopravvenienze attive legate al maggior importo versato dalla CCSE, a fronte degli oneri di riconciliazione energia ai sensi della delibera 13/99. Su tale aspetto si segnala che in attesa della definizione della destinazione di tale eccedenza, legata a disposizioni dell'Autorità, si è provveduto ad accantonare nel passivo un pari importo.

I **Costi operativi** ammontano a Euro 6.125.011 mila (Euro 6.024.692 mila nell'esercizio 2001) e si riferiscono ai seguenti principali fenomeni:

- Acquisto di energia cd. CIP 6: sotto tale voce sono compresi sia i costi di acquisto relativi all'anno 2002, pari a Euro 4.702.663 mila (Euro 4.705.000 mila nell'esercizio 2001) sia i costi per acquisti relativi all'anno 2001 – rilevati nelle sopravvenienze – e pari a Euro 93.465 mila.
- Bilanciamento e Scambio: come già precedentemente specificato tale voce pari a Euro 371.402 mila riflette l'ammontare dei ricavi di competenza ai sensi della delibera n. 36/02. Il fenomeno non era presente nello scorso esercizio.
- Il costo del lavoro pari a Euro 46.020 mila evidenzia un modesto incremento di Euro 1.284 mila dovuto essenzialmente alla variazione nella numerica del personale.
- Le prestazioni per servizi per Euro 21.956 mila (Euro 21.027 mila nel 2001) si riferiscono all'acquisizione di risorse esterne relative principalmente a spese per trasmissione dati, spese telefoniche, servizi di edificio ed altre più specificatamente indicate nella nota integrativa.
- Gli oneri per godimento di beni di terzi Euro 795.962 mila comprendono il corrispettivo riconosciuto dal GRTN ai diversi proprietari della RTN (pari a Euro 776.388 mila) e la quota da riconoscere al momento ai TSO europei (Euro 17.505 mila) in base all'accordo ETSO-CBT stipulato dal GRTN.
- Gli oneri diversi pari a Euro 153.229 mila comprendono sopravvenienze passive legate agli acquisti di energia CIP 6 nonché quelle riferite alla definizione dei corrispettivi di vettoriamiento e trasporto già commentate.

Il **marginale operativo lordo** per effetto delle su esposte componenti si attesta a Euro 89.959 mila con un incremento di Euro 20.010 mila rispetto all'esercizio 2001.

Il **risultato operativo** si riduce rispetto all'esercizio precedente di Euro 3.688 mila per effetto degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni come meglio precisato nella seguente nota integrativa.

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 finanziari netti pari a Euro 8.063 mila, che tuttavia si riducono rispetto all'esercizio precedente a causa della contrazione dei tempi medi per il riconoscimento a terzi degli importi di propria spettanza.

La voce **svalutazioni di partecipazioni** riflette l'andamento che le due controllate Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa hanno avuto nel corso dell'anno 2002.

La **gestione straordinaria** si riferisce a proventi scaturiti a seguito dei minori versamenti effettuati del contributo straordinario dovuto all'INPS (Euro 1.062 mila) ed alla riduzione del Fondo per dismissioni a seguito di una rideterminazione delle stime relative ai cespiti da dismettere. Le **imposte** si riferiscono a IRPEG (Euro 29.700 mila) e IRAP (Euro 5.900 mila) correnti.

La **situazione patrimoniale** del Gestore confrontata con quella al 31 dicembre 2001 è evidenziata nel seguente prospetto:

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2002	al 31.12.2001
Immobilizzazioni nette:		
– immobilizzazioni immateriali	10.149	6.714
– immobilizzazioni materiali	83.858	85.524
– immobilizzazioni finanziarie:		
• partecipazioni	15.000	15.000
• altre	2.495	2.657
Totale	111.502	109.895
Capitale circolante netto:		
– clienti	1.103.513	1.047.992
– (debito)/credito netto verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	(248.354)	343.846
– credito verso erario per IVA	392.520	33.912
– altre attività	4.899	2.302
– debiti verso fornitori	(1.479.283)	(1.617.107)
– debiti tributari	(10.056)	(3.430)
– debiti verso istituti previdenziali	(1.990)	(1.938)
– altre passività	(4.729)	(4.007)
Totale	(243.480)	(198.430)
Capitale investito lordo	(131.978)	(88.535)
Fondi diversi	(64.861)	(45.967)
Capitale investito netto	(196.839)	(134.502)
Copertura		
Patrimonio netto	67.840	56.643
(Disponibilità)/Indebitamento finanziario netto		
– debiti verso banche	12.911	12.911
– disponibilità liquide	(277.590)	(204.056)
Totale	(264.679)	(191.145)
TOTALE	(196.839)	(134.502)

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano rispetto all'esercizio precedente di Euro 3.435 mila al netto degli ammortamenti per effetto degli investimenti effettuati, prevalentemente relativi a software applicativi, quali ad esempio quelli legati all'ulteriore implementazione del sistema ERP (Enterprise Resource Planning), nonché all'acquisizione e sviluppo di software applicativi su specifiche della società.

Le immobilizzazioni materiali nette pari a Euro 83.858 mila si riducono di Euro 1.666 mila e la loro variazione è dovuta ad investimenti per circa Euro 7.209 mila sia per l'acquisizione di fabbricati, sia di hardware e software di base e per l'acquisizione di apparecchiature del sistema telefonico, al netto degli ammortamenti di competenza e delle riclassifiche contabili pari a Euro 8.875 mila.

Le immobilizzazioni finanziarie relative alla partecipazione nelle due società controllate Acquirente unico Spa e Gestore del mercato elettrico Spa non evidenziano variazioni. Come indicato nella nota integrativa, si segnala che a seguito delle perdite maturate dalle due controllate l'azionista ha effettuato i necessari versamenti a copertura.

Il capitale circolante netto è sostanzialmente dello stesso ammontare dell'esercizio scorso.

La variazione del rapporto verso la CCSE rispetto all'esercizio precedente riflette l'andamento del debito verso la stessa per il riversamento delle diverse maggiorazioni avvenuto nei mesi successivi al 31 dicembre 2002 (A2, A3, A5, A6, A7, ...) nonché l'incremento che ha subito, nel corso dell'anno, l'anticipazione effettuata dalla CCSE ai sensi della delibera n. 228/01 del credito IVA vantato dal GRTN nei confronti dell'erario pari a Euro 392.520 mila e generato dalla particolare modalità di copertura del differenziale economico esistente tra i costi di acquisto energia CIP 6 e le relative vendite.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio (Euro 11.197 mila) e che il livello delle disponibilità liquide è legato al fatto che gli esborsi per la quasi totalità dei pagamenti avvengono all'inizio di ogni mese mentre gli incassi si manifestano alla fine del mese precedente.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2002 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario:

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA

Euro mila

	al 31 dicembre 2002	al 31 dicembre 2001
Disponibilità finanziarie nette iniziali	191.145	43.897
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
Utile netto d'esercizio	11.197	7.391
Ammortamento	13.434	8.402
Svalutazione partecipazioni	4.706	4.536
Variazione fondi:		
– Fondo trattamento di fine rapporto	705	80
Variazione netta altri fondi:	18.189	20.503
– Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili	253	(84)
– Altri	17.936	20.587
Autofinanziamento	48.231	40.912
Variazione del capitale circolante netto:		
– Incremento dei crediti verso clienti	(55.521)	(69.931)
– Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	(130.422)	596.988
– Rapporto credito/debito netto verso CCSE	592.200	(363.536)
– Incremento del credito verso Erario per Iva	(358.608)	(27.642)
– Incremento delle altre voci	(2.599)	(1.582)
Totale	45.050	134.297
Cash flow operativo	93.281	175.209
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
– Impianti (investimenti)	(7.209)	(8.677)
– Immobilizzazioni immateriali, finanziarie, ecc.	(7.832)	(14.748)
– Versamenti per copertura perdite controllate	(4.706)	(4.536)
Totale	(19.747)	(27.961)
Flusso monetario dell'esercizio	73.534	147.248
Disponibilità finanziarie nette finali	264.679	191.145

Al riguardo si rileva che il livello dell'autofinanziamento si incrementa rispetto all'esercizio precedente (+ Euro 7.319 mila), mentre l'apporto finanziario del capitale circolante si riduce in modo significativo rispetto all'esercizio precedente per effetto sostanzialmente della stabilizzazione dei flussi intervenuta rispetto all'esercizio precedente. Si ricorda difatti il notevole impatto che ha subito il capitale circolante nell'anno 2001 rispetto all'anno 2000 per effetto dell'attività di compravendita energia CIP 6 avviata nel 2001.

Il flusso monetario generato dall'attività gestionale è stato assorbito per le attività di investimento sia per le immobilizzazioni sia i versamenti effettuati nel corso dell'anno per la copertura delle perdite delle controllate.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO E PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Decreto legge n. 25 del 18 febbraio 2003 "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali di sistema"

In data 19 febbraio 2003 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 contenente "*Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico*". Il Decreto introduce alcune novità in tema di stranded costs, di rendita idro-geo e di valutazione di impatto ambientale per potenziamenti o nuove realizzazioni di impianti termici superiori a 300 MW. Di seguito vengono sintetizzati gli aspetti principali.

- *Stranded costs*: la attuale riformulazione degli oneri generali di sistema, introdotta dal Decreto, non ricomprende più, a decorrere dal 1 gennaio 2004, gli stranded costs associati ad impianti di produzione. È rinviata ad un successivo decreto ministeriale la individuazione, sino al 31 dicembre 2003, delle relative partite economiche nonché delle modalità per il rimborso e per la copertura del fabbisogno necessario.
- *Estrazione della rendita idro-geo*: il Decreto stabilisce che la compensazione i cui tempi di recupero erano stati fissati dal D.M. 26 gennaio 2000 in sette anni, non sia più applicata a far data dal 1 gennaio 2002. Si tratta della compensazione per la maggiore valorizzazione dell'energia derivante da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, di proprietà o nella disponibilità di imprese di distribuzione alla data di entrata in vigore della citata Direttiva europea. La ragione del recupero risiedeva nella necessità di evitare rendite di posizione ingiustificate ed oneri per l'intero sistema elettrico non correlati ad effettivi costi quali, nel caso specifico, il costo del combustibile. In relazione al ruolo di mera esazione svolto dal GRTN, l'abolizione delle rendite idro-geo non comporterà alcun riflesso di carattere patrimoniale per il GRTN.
- *Valutazione di impatto ambientale (VIA) relativamente agli impianti termici di potenza superiore a 300 MW*: il Decreto individua alcuni criteri di priorità "preferendo" i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti volti alla riduzione delle emissioni inquinanti, i progetti che comportino il riutilizzo di siti già collegati alla rete, i progetti che migliorino l'equilibrio domanda/offerta nonché quelli che contribuiscano alla diversificazione delle fonti. L'effettuazione della VIA, anche per i procedimenti in corso, è prorogata di ulteriori 90 giorni dalla data di inoltro delle eventuali integrazioni progettuali richieste. In tale contesto viene assegnato al GRTN il compito di trasmettere al Ministero delle Attività Produttive analisi previsionali sulla base dei dati su domanda e offerta, flussi di energia, assetto della rete e sull'evoluzione della potenza installata prevista.

Decreti attuativi Presidenza Consiglio dei Ministri in materia di campi elettromagnetici

Il Consiglio dei Ministri, sentiti i Ministeri dell'ambiente, sanità e telecomunicazioni, ha approvato in data 21 febbraio 2003, due decreti attuativi in applicazione delle disposizioni contenute nella legge n. 36 del 22 febbraio 2001 "*Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici*" con la quale sono stati introdotti nuovi prin-

cipi in materia di emissioni generate da impianti a bassa frequenza (elettrodotti) ed ad alta frequenza (stazioni di telefonia mobile, radio e televisione).

In particolare, per gli elettrodotti, il primo di tali decreti ha fissato come valore di attenzione il limite di 10 microtesla per gli impianti già esistenti ed un limite di 3 microtesla quale obiettivo di qualità per gli impianti di nuova costruzione. Tale ultimo valore dovrà comunque essere raggiunto anche dagli elettrodotti attualmente in funzione rispettando, però, tempi e modi stabiliti da successivi piani di risanamento ad oggi ancora in via di definizione.

Decreto del 14 marzo 2003 del Ministero delle attività produttive di approvazione delle Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico con riferimento al mercato dei certificati verdi

Il Ministro delle attività produttive ha approvato con decreto del 14 marzo 2003, le Istruzioni alla disciplina del mercato elettrico relativamente alle disposizioni attuative e procedurali per l'organizzazione della sede di contrattazione dei certificati verdi di cui all'articolo 6 del D.M. 11 novembre 1999.

Con tale decreto la società Gestore del mercato elettrico SpA (GME) ha assunto la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all'organizzazione e gestione della sede di contrattazione dei certificati verdi.

In attuazione al decreto si sono concluse le due sessioni del mercato dei certificati verdi relative al mese di marzo 2003 nella sede di contrattazione organizzata dal GME.

Nella *prima sessione di contrattazione* dei certificati verdi svoltasi in data 26 marzo 2003, il GRTN ha partecipato insieme ad altri 14 operatori vendendo n. 1.922 certificati verdi pari a Euro 19.415 mila.

Nella *seconda sessione di contrattazione* dei certificati verdi svoltasi in data 28 marzo 2003, il GRTN ha partecipato insieme ad altri 12 operatori vendendo n. 21.337 certificati verdi pari a Euro 215.537 mila.

Delibera n. 26/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas: "Modalità e condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione e il transito di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulla frontiera elettrica meridionale nel periodo dall'1 aprile al 31 dicembre 2003"

Con la delibera n. 26/03, l'Autorità per l'energia ha fissato modalità e condizioni per assegnare la capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione ed il transito di elettricità attraverso la rete di trasmissione nazionale sulla frontiera meridionale (Italia-Grecia) per il periodo 1° aprile - 31 dicembre 2003. Il GRTN e l'operatore di sistema greco (HTSO) avevano provveduto alle assegnazioni fino al 31 marzo. La capacità di trasporto viene assegnata su base pluri-mensile e mensile: la prima al momento è di 300 MW per l'import in Italia e di 500 per l'export dall'Italia. La dimensione di ciascuna banda richiesta è pari a 1 MW o suoi multipli; a nessun soggetto richiedente può essere assegnata una banda di capacità di ampiezza inferiore a 3 MW. Il GRTN provvederà a pubblicare i bandi sia per l'assegnazione delle capacità di trasporto, che per assegnazione che per la parte plurimensile è effettuata entro e non oltre il 14 aprile. Gli esiti vengono comunicati all'Autorità. La delibera riconosce al GRTN, a titolo di corri-

spettivo e di acconto 2003 a copertura dei costi sostenuti per la garanzia della capacità di trasporto, 0,03 cent euro/kWh per l'elettricità trasportata sulla frontiera meridionale verso l'Italia.

Delibera n. 27/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2001, n. 317/01, recante condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica"

In data 1° aprile 2003 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato la delibera n. 27/03 con la quale ha inteso "rafforzare" la disciplina transitoria per l'erogazione del servizio di dispacciamento, già definita nell'anno 2002 con le delibere n. 317 e ss., all'esito della procedura di consultazione avviata, in data 12 febbraio 2003, con la diffusione di uno specifico Documento. La delibera si applica a decorrere dal 1° aprile 2003 mentre, fino a tale data, continuano ad applicarsi le disposizioni di cui alla delibera 36/02.

Da una prima analisi non sembra che le disposizioni introdotte dalla delibera 27/03 siano idonee a consentire una ordinata gestione delle attività nel corso del 2003.

In particolare con riguardo alla disciplina dello scambio si ritiene necessario definire un quadro regolamentare che consenta una corretta allocazione dei rischi collegati alla gestione.

Non è esclusa quindi l'opportunità di valutare il promovimento di una verifica giurisdizionale circa la legittimità della delibera stessa.

Energia cd. "CIP 6"

Successivamente alla chiusura dell'esercizio il Consiglio di Stato, con pronuncia n. 1605/2003 depositata il 27 marzo 2003, ha accolto parzialmente l'appello promosso da una associazione di categoria per l'annullamento del decreto del Ministro dell'industria del 21 novembre 2000, ritenendo illegittimi i commi 3 e 4 dell'art. 4 del decreto sopra citato, nella parte in cui la partecipazione dell'Acquirente unico viene prevista dalla data di assunzione della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati senza che venga anche predisposto quanto necessario per l'immediata operatività dell'Acquirente unico. Il Consiglio di Stato afferma comunque che l'accoglimento del ricorso non comporta anche l'annullamento della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 223/00 con cui sono state definite le procedure concorsuali e quindi da un primo esame, salvo approfondimenti in considerazione della recente emanazione della sentenza, non sembrano derivare allo stato conseguenze per il GRTN per le procedure di allocazione attuative della delibera 223/00 che ha dato applicazione alle disposizioni della delibera dell'Autorità.

Import

Successivamente alla chiusura dell'esercizio è intervenuta una decisione del TAR Lombardia che ha parzialmente accolto i ricorsi notificati al GRTN in data 25 febbraio 2002 per l'annullamento, previa sospensiva, rispettivamente degli atti delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest per l'anno 2002. Il GRTN è intenzionato a ricorrere in appello al Consiglio di Stato.

Protocollo di intesa tra il Ministero ambiente e il Gestore della rete

Nel mese di aprile è stato firmato un protocollo di intesa tra il Ministero dell'ambiente e il GRTN. L'accordo impegna le parti a condividere le informazioni su territorio e ambiente, una novità questa nella gestione delle attività ambientali e territoriali che il Gestore della rete definisce con gli enti nazionali e regionali deputati alle autorizzazioni delle linee elettriche.

Il programma triennale di sviluppo 2003-2005 e le prospettive di investimento

Il GRTN ha deliberato, in data 29 gennaio 2003, il "Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale" (PTS) e lo ha successivamente trasmesso al MAP, alle Regioni e alle Province autonome.

Il PTS, anche alla luce dei pareri e delle osservazioni fornite dai proprietari, descrive le linee di sviluppo della RTN, individuate sulla base di specifici criteri di pianificazione che tengono conto delle previsioni sul fabbisogno di energia per i prossimi anni, delle richieste di connessione di nuovi impianti alla rete e della conseguente necessità di ridurre eventuali congestioni presenti sulla RTN.

Il GRTN, quest'anno, ha deciso l'avvio di un nuovo corso del processo di pianificazione, sia allo scopo di rendere più trasparente l'attività di pianificazione, sia in relazione al mutato quadro normativo e con l'obiettivo di meglio rispondere alle nuove esigenze emerse. Ciò ha richiesto la formulazione e l'adozione di nuovi criteri per la predisposizione del programma triennale, segnando, nel contempo, una conseguente discontinuità ed una impronta innovativa rispetto alle passate edizioni del PTS.

In particolare, come meglio descritto nel seguito, per la determinazione delle opere di sviluppo da pianificare, sono state prese in considerazione unicamente le centrali autorizzate o con VIA superata positivamente. Inoltre numerose attività, correlate tra loro, sono state accorpate in macro interventi per una più facile lettura e comprensione dei lavori previsti.

I nuovi criteri hanno pertanto comportato una sostanziale contrazione del numero di interventi descritti nel PTS, che nella versione 2003 risulta più snello e più leggibile delle precedenti edizioni.

Il PTS 2003 è stato suddiviso in tre parti:

- *Linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (parte prima)*, in cui sono analizzati gli aspetti caratterizzanti il processo di pianificazione, e dove sono distinti gli interventi secondo opportune categorie in base alle motivazioni per cui gli stessi sono stati pianificati (interventi di sviluppo per esigenze della RTN, interventi per la connessione di impianti di generazione e di utenti passivi, interventi derivanti da esigenze dei titolari o da richieste di terzi, interventi di risanamento o di adeguamento a prescrizioni autoritative o normative);
- *Interventi di sviluppo (parte seconda)*, che fornisce la descrizione dettagliata dei singoli interventi di sviluppo suddivisi per aree regionali o multi-regionali;
- *Disegni relativi al PTS della RTN (parte terza)* per l'illustrazione grafica degli interventi di sviluppo.

Gli interventi di cui si prevede l'avvio nel triennio 2003-2005 sono in totale 270, di cui 119 necessari a rispondere alle esigenze di sviluppo della RTN, 135 per la connessione di impianti

alla RTN e 16 per adeguamenti o per esigenze di terzi. In relazione a quanto sopra, gli interventi contenuti nel PTS sono stati distinti nelle seguenti categorie:

- interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero;
- interventi di potenziamento ed espansione della rete di trasmissione nazionale;
- interventi di razionalizzazione;
- interventi finalizzati al rifasamento della rete;
- impianti di rete per la connessione di centrali con potenza termica maggiore di 300 MW;
- impianti di rete per la connessione di centrali termiche di piccola taglia, di centrali da fonti rinnovabili e di utenti che prelevano energia;
- impianti di rete per la connessione alla RTN di stazioni appartenenti ad altre reti interoperanti;
- interventi di sviluppo richiesti dai titolari di RTN o da terzi;
- interventi di risanamento o adeguamento derivanti da protocolli di intesa con le autorità locali.

Gli interventi programmati sono finalizzati a rispondere alle crescenti richieste di potenza del carico, al miglioramento dell'affidabilità e della qualità del servizio di trasmissione, alla risoluzione di eventuali criticità ed alla riduzione delle congestioni di rete, all'aumento dell'efficienza ed economicità del servizio di trasmissione, al potenziamento delle strutture di interconnessione con l'estero, allo sviluppo della rete nel Mezzogiorno ed a promuovere la tutela dell'ambiente.

Riassetto settore elettrico

Si segnala infine che è attualmente in corso di esame presso la Commissione attività produttive della Camera dei Deputati il disegno di legge sul riassetto del settore elettrico.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO DEL GRTN CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2002

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il progetto di bilancio chiuso al 31 Dicembre 2002 approvato dal Consiglio di Amministrazione del GRTN nella riunione del 16 aprile 2003 e da questi comunicato al Collegio sindacale ai sensi di legge. Il bilancio sottoposto al Vostro esame, è stato redatto secondo le norme del D.l. 127/91 e si chiude con un utile di esercizio di Euro 11.196.558.

Esso si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE

Euro

Attivo

Credito verso soci	0
Immobilizzazioni	111.502.125
Attivo circolante	2.157.493.342
Ratei e risconti attivi	200.895
TOTALE ATTIVO	2.269.196.362

Euro

Passivo

Patrimonio netto	56.643.129
Fondo per rischi ed oneri	47.360.059
T.F.R. di lavoro subordinato	17.501.039
Debiti	2.135.129.444
Ratei e risconti passivi	1.366.133
TOTALE PASSIVO E PATRIMONIO NETTO	2.257.999.804
Utile netto di esercizio	11.196.558
TOTALE A PAREGGIO	2.269.196.362

CONTI D'ORDINE

Euro

Conti d'ordine	56.813.908.373
----------------	----------------

I conti d'ordine sono rappresentati essenzialmente da impegni assunti verso produttori di energia da fonti rinnovabili ed assimilate valutati per l'intero periodo della durata delle convenzioni (anno 2028).

L'utile netto di esercizio emergente dallo Stato Patrimoniale corrisponde alle risultanze del Conto Economico, come appresso specificato:

CONTO ECONOMICO

Euro

Valore della produzione	6.214.969.896
Costi della produzione	6.173.629.910
Proventi e oneri finanziari	8.062.776
Rettifiche di valore di attività finanziarie	(4.705.508)
Proventi e oneri straordinari	2.099.304
Imposte sul reddito	35.600.000
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	11.196.558

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.

Nel corso dell'esercizio 2002 il GRTN ha ottemperato, nel rispetto della normativa vigente e delle regole emanate dal Ministero delle attività produttive e dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e dispacciamento, all'acquisto e alla vendita dell'energia CIP 6 ed alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. In tale ambito il GRTN ha svolto, tra l'altro, le attività di assegnazione dei diritti di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione e le procedure di gara per l'assegnazione ai clienti idonei dell'energia ritirata dallo stesso Gestore ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.lgs 79/99 e ha elaborato, come ogni anno, il Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale. Nel corso del 2002 è stata sottoscritta dal GRTN e da Terna Spa la convenzione che disciplina i rapporti in ordine alla gestione, all'esercizio, alla manutenzione e allo sviluppo della porzione di rete di trasmissione nazionale di cui Terna è proprietaria.

In qualità di operatore del sistema di trasmissione, inoltre, il GRTN ha continuato l'attività per l'implementazione delle condizioni transitorie di regolazione del servizio di dispacciamento sulla base della nuova disciplina emanata dall'AEEG (delibera 228/01 e 317/01).

In tale direzione è proseguita l'attività del GRTN per l'attuazione di quanto previsto nella delibera 95/01 e, in particolare, per la determinazione delle regole per il dispacciamento di merito economico e per la predisposizione dell'organizzazione delle transazioni nel mercato (registro delle unità di produzione e consumo, procedure di gestione dei contratti, settlement). 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, abbiamo riscontrato la loro concordanza con le risultanze delle scritture contabili.
- Nella formazione del bilancio sono stati osservati i principi 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, attestiamo 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 nostro consenso a norma dell'art. 2426, n. 5 del Codice Civile. 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 2002 non hanno dato luogo ad alcuna svalutazione diretta, essendo stata valutata possibile la copertura delle stesse con gli utili conseguiti nei successivi esercizi. Prudentemente si è comunque provveduto ad accantonare in un apposito fondo l'ammontare della perdita non coperta dalle riserve delle controllate.
- 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 Euro 2.000 mila che si ritiene prudenziale e congruo, tenuto conto della attuale qualità degli stessi e dell'impegno della struttura a seguirne l'andamento con tempestività.
 - I debiti sono iscritti al valore nominale.
 - Il fondo trattamento fine rapporto del personale dipendente copre gli oneri maturati al 31 dicembre 2002, determinati in base alle vigenti disposizioni di legge ed in conformità ai contratti di lavoro, ed ammonta a Euro 17.501 mila.
 - Sono stati istituiti altri fondi per rischi ed oneri per complessivi Euro 47.360 mila.
 - 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 2002 danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

<i>Euro mila</i>	Esercizio 2002
Margine operativo lordo	89.959
Risultato operativo	41.341
Utile netto d'esercizio	11.197
Autofinanziamento	48.231
Disponibilità finanziarie nette finali	264.679

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 azioni da nominali Euro 1 ciascuna per complessive Euro 26.000.000.

Nel patrimonio netto emerge:

- la sub voce "Riserva legale" che accoglie il 5% del valore degli utili distribuiti nell'esercizio 2001 è pari a Euro 1.517.587, come previsto all'art. 2430 del Codice Civile.

- la sub voce "Altre riserve" che è composta da una riserva da conferimento pari a Euro 291 mila relativa al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel Spa il 2 agosto 1999 e da una riserva disponibile pari a Euro 28.834 mila che deriva dalla destinazione degli utili degli esercizi precedenti, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

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.

Il credito verso l'erario per l'IVA è passato da Euro 33.912 mila a Euro 392.520 mila.

Tale credito è stato finanziato per il 2002 dalla CCSE. Poiché la CCSE ha dei limiti di intervento che potrebbero impedire la possibilità della stessa di finanziare in futuro le eventuali differenze che emergessero tra costi e ricavi, e poiché tale credito è destinato a crescere in funzione degli stessi meccanismi di rimborso, si evidenzia l'effettività di quanto già segnalato in tema di sufficienza dei mezzi propri per l'operatività della società. Tale situazione in futuro potrà risultare ulteriormente aggravata nel momento in cui verranno a mancare determinate voci di ricavo quali, ad esempio, la cosiddetta "rendita idroelettrica".

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 2002. 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 dicembre 2002 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, 29 aprile 2003

Il Collegio Sindacale

BILANCIO CONSUNTIVO

Bilancio di esercizio • Stato patrimoniale
chiuso al 31.12.2002 • Conto economico

Stato Patrimoniale

Attivo	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti v/soci per versamenti ancora dovuti		-		-
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
- Costi d'impianto e d'ampliamento	1.005		2.009	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	5.023.198		1.846.138	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	20.960		23.924	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	1.299.682		4.702.488	
- Altre	3.804.196		139.494	
		10.149.041		6.714.053
II. Materiali				
- Terreni e fabbricati	49.752.105		47.531.571	
- Impianti e macchinario	17.596.760		20.127.614	
- Attrezzature industriali e commerciali	262.095		253.523	
- Altri beni	5.796.534		4.225.637	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	10.450.544		13.385.128	
		83.858.038		85.523.473
III. Finanziarie	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
- Partecipazioni in:				
• imprese controllate	15.000.000		15.000.000	
• altre imprese	1.704.308		1.704.308	
	16.704.308		16.704.308	
- Crediti:				
• verso altri	94.964	790.738	102.850	953.355
		790.738		953.355
		17.495.046		17.657.663
Totale immobilizzazioni		111.502.125		109.895.189
C) Attivo Circolante	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
I. Rimanenze		-		-
II. Crediti				
- Verso clienti	1.103.513.229		1.047.992.124	
- Verso imprese controllate	1.697.183		966.653	
- Verso altri	395.521.035		35.247.010	
- Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	379.171.926		541.122.392	
		1.879.903.373		1.625.328.179
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		-		-
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali	277.569.968		204.040.818	
- Danaro e valori in cassa	20.001		15.039	
		277.589.969		204.055.857
Totale attivo circolante		2.157.493.342		1.829.384.036
D) Ratei e risconti				
- Ratei attivi	-		-	
- Risconti attivi	200.895		-	
Totale ratei e risconti		200.895		-
TOTALE ATTIVO		2.269.196.362		1.939.279.225

Stato Patrimoniale

Passivo	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		26.000.000		26.000.000
IV. Riserva legale		1.517.587		1.148.041
VII. Altre riserve:				
- Riserva da conferimento		291.393		291.393
- Riserva disponibile		28.834.151		21.812.785
- Riserva da arrotondamento		(2)		-
IX. Utile d'esercizio		11.196.558		7.390.911
Totale patrimonio netto		67.839.687		56.643.130
B) Fondi per rischi ed oneri				
Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.068.407		815.836	
Altri	46.291.652		28.355.552	
Totale fondi per rischi ed oneri		47.360.059		29.171.388
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		17.501.039		16.795.725
D) Debiti	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
- Debiti verso banche:				
• per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911.422	12.911.422	12.911.422	12.911.422
- Debiti verso fornitori		1.479.282.540		1.617.106.778
- Debiti verso imprese controllate		177.563		-
- Debiti tributari		10.056.071		3.429.530
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		1.990.254		1.937.608
- Altri debiti		3.185.119		2.914.699
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		627.526.475		197.276.492
Totale debiti		2.135.129.444		1.835.576.529
E) Ratei e risconti				
- Ratei passivi		249.160		292.799
- Risconti passivi:				
• altri		1.116.973		799.654
Totale ratei e risconti		1.366.133		1.092.453
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		2.269.196.362		1.939.279.225
Conti d'ordine				
- Garanzie prestate		-		-
- Garanzie ricevute		242.653.910		275.950.663
- Altri Conti d'ordine		56.571.254.463		61.852.901.754
Totale conti d'ordine		56.813.908.373		62.128.852.417

Conto economico

	31.12.2002		31.12.2001	
	Euro		Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.136.850.000		5.984.278.807	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-		152.079	
- Altri ricavi e proventi	78.119.896		110.210.233	
Totale valore della produzione		6.214.969.896		6.094.641.119
B) Costi della produzione				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		4.736.860.600		4.744.913.489
- Per servizi		393.357.804		383.025.021
- Per godimento di beni di terzi		795.962.487		746.082.110
- Per il personale:				
a. Salari e stipendi	32.469.839		31.774.019	
b. Oneri sociali	9.073.262		8.947.341	
c. Trattamento di fine rapporto	2.785.154		2.658.421	
d. Trattamento di quiescenza e simili	382.897		158.320	
e. Altri costi	1.308.915		1.197.549	
		46.020.067		44.735.650
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a. Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.053.695		1.164.510	
b. Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	8.380.159		7.236.810	
d. Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	2.000.000		5.290.777	
		15.433.854		13.692.097
- Accantonamenti per rischi		29.177.448		7.553.545
- Altri accantonamenti		4.006.704		3.672.600
- Oneri diversi di gestione		152.810.946		105.936.851
Totale costi della produzione		6.173.629.910		6.049.611.363
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		41.339.986		45.029.756
C) Proventi e oneri finanziari				
- Altri proventi finanziari:				
a. da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	29.996		33.527	
d. proventi diversi dai precedenti:				
- altri	8.606.423		10.852.051	
		8.636.419		10.885.578
- Interessi e altri oneri finanziari:				
- altri	573.643		619.600	
		(573.643)		(619.600)
Totale proventi e oneri finanziari		8.062.776		10.265.978

Conto economico

	31.12.2002		31.12.2001	
	Euro		Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie				
- Svalutazione:				
a. di partecipazioni	4.705.508	(4.705.508)	4.535.638	(4.535.638)
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		(4.705.508)		(4.535.638)
E) Proventi e oneri straordinari				
- Proventi:				
b. varie	2.613.783	2.613.783	538.843	538.843
- Oneri:				
b. varie	514.479	(514.479)	18.110.671	(18.110.671)
Totale delle partite straordinarie		2.099.304		(17.571.828)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		46.796.558		33.188.268
Imposte sul reddito dell'esercizio		(35.600.000)		(25.797.357)
Utile d'esercizio		11.196.558		7.390.911

**Nota integrativa
al bilancio d'esercizio**

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 e aggiunte alcune voci del bilancio (Crediti e debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico) e vengono fornite – ancorché non previste da specifiche disposizioni di legge – tutte le informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una completa informativa di bilancio.

Nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma del Codice Civile, pertanto la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel rispetto delle disposizioni previste dall'art. 2426 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.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria e 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. Di seguito sono illustrati i principi contabili adottati, uniformati ai principi generali richiamati dagli art. 2423 e 2423-bis del Codice Civile, che enunciano i criteri seguiti nella valutazione delle diverse voci di bilancio, nella determinazione degli ammortamenti e degli accantonamenti.

Si fa presente che non è stato redatto il bilancio consolidato del Gruppo in quanto i valori di bilancio delle controllate, considerati singolarmente e congiuntamente, sono di consistenza non rilevante e tali da non modificare la rappresentazione veritiera e corretta della situazione della Capogruppo risultante dal suo bilancio.

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio dell'esercizio 31 dicembre 2002 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del Codice Civile omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai principi 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 valore di conferimento basato sulla perizia di stima del patrimonio aziendale o 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.

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

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

Aliquote % economico-tecniche	
Fabbricati	2,5
Impianti di trasmissione	20
Attrezzature industriali e commerciali	10
Stazioni di lavoro	20

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

I cespiti il cui costo unitario non è superiore a Euro 516 mila sono ammortizzati integralmente nell'esercizio in cui sono sostenute le spese per l'acquisizione degli stessi.

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 realizzo e classificati fra le "Immobilizzazioni finanziarie" e "Attivo circolante" in relazione alla loro natura e destinazione.

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

I crediti verso clienti si riferiscono all'importo fatturato che alla data del 31 dicembre 2002 risulta ancora da incassare, nonché alla quota dei ricavi di competenza del bilancio 2002 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale.

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

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

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile in base agli elementi a disposizione di costi o oneri di natura determinata, dei quali alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

È stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, 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 erogate agli stessi 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.

Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale, erogati dallo Stato e da altri enti pubblici, sono iscritti a bilancio nel momento dell'incasso o, se precedente, all'atto del ricevimento della formale delibera dell'ente concedente e sospesi dal conto economico attraverso i risconti passivi. Sono iscritti in detrazione del cespite a cui si riferiscono al momento del suo passaggio in esercizio e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene a cui sono riferiti.

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.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in vigore nel periodo di riferimento.

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.

Precisazioni

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e di costo inerenti la movimentazione dell'energia, si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori stime al momento possibili. Ciò discende dalle caratteristiche proprie della attuale fase di riforma del mercato elettrico per cui si potrà disporre della consuntivazione definitiva dei dati fisici solo in un momento successivo alla data di approvazione del Bilancio. L'adozione di stime ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive.

**Nota integrativa
al bilancio d'esercizio**

SEZIONE II

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

Stato patrimoniale

Attivo

IMMOBILIZZAZIONI - Euro 111.502 mila

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, nel seguito appositi prospetti indicano, come previsto dall'art. 2427, 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 - Euro 10.149 mila

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

Euro mila

	Costi di impianto e di ampliamento	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
Situazione al 31.12.2001						
Costo originario	5	3.290	30	4.703	224	8.252
Ammortamenti	(3)	(1.444)	(6)	-	(85)	(1.538)
Situazione al 31.12.2001	2	1.846	24	4.703	139	6.714
Movimenti esercizio 2002						
Incrementi	-	3.411	-	1.083	3.593	8.087
Passaggi in esercizio	-	2.415	-	(4.395)	1.980	-
Riclassifiche contabili	-	493	-	(91)	-	402
Ammortamenti	(1)	(3.142)	(3)	-	(1.908)	(5.054)
Saldo movimenti dell'esercizio 2002	(1)	3.177	(3)	(3.403)	3.665	3.435
Situazione al 31.12.2002						
Costo originario	5	9.609	30	1.300	5.797	16.741
Ammortamenti cumulati	(4)	(4.586)	(9)	-	(1.993)	(6.592)
Situazione al 31.12.2002	1	5.023	21	1.300	3.804	10.149

I **costi di impianto** (Euro 1 mila) 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, effettuato con il 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 Euro 3.411 mila dovuto alla capitalizzazione dei costi sostenuti per l'ulteriore implementazione del sistema ERP (Enterprise Resource Planning) e del sistema di sicurezza informatica, nonché all'acquisizione e lo sviluppo di software applicativi su specifiche della società. A tale incremento si contrappone la riduzione per gli ammortamenti dell'anno di Euro 3.142 mila. Per migliore imputazione contabile, si è provveduto alla riclassifica di costi che nello scorso esercizio erano classificati tra le immobilizzazioni materiali in corso (Euro 493 mila).

Il processo di ammortamento avviene in tre anni come suggerito al principio contabile n. 24 del Consiglio nazionale dei dottori commercialisti.

I *marchi* per Euro 21 mila, 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 movimentazioni avvenute nell'esercizio 2002 della voce *immobilizzazioni in corso e acconti*, derivano principalmente:

- dalla capitalizzazione delle spese inerenti l'implementazione di progetti informatici non ancora ultimati per un totale di Euro 1.083 mila, di cui Euro 489 mila riguardano il progetto per la "regolazione della tensione su RTN";
- a passaggi in esercizio per i diritti di brevetto industriale (Euro 2.415 mila) e software applicativo realizzato internamente (Euro 1.980 mila);
- dall'imputazione all'esercizio 2002 dei costi (Euro 91 mila), che nello scorso esercizio si era ritenuto opportuno capitalizzare, sostenuti per un progetto di ricerca riguardante studi preliminari per la modifica di tutta la rete di Alta tensione per adeguarla al nuovo sistema SCI.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* si riferiscono principalmente all'acquisizione di software applicativo per uso interno alla società. Si incrementano per Euro 3.593 mila per i costi sostenuti per la realizzazione del portale internet per lo sviluppo dei siti web e per i servizi informatici relativi alla gestione operativa e conduzione delle infrastrutture informatiche societarie compresa la realizzazione del "Network & system management" e si decrementano per la quota di ammortamento dell'esercizio pari a Euro 1.908 mila.

L'ammortamento avviene in un arco temporale di tre anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI - Euro 83.858 mila

La consistenza delle immobilizzazioni materiali, al netto del fondo ammortamento, è pari a Euro 83.858 mila e rispetto all'esercizio precedente diminuiscono di Euro 1.666 mila.

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 2002:

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizz. in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2001						
Costo originario	50.295	31.283	317	5.376	13.385	100.656
Fondo ammortamento	(2.764)	(11.155)	(63)	(1.150)	-	(15.132)
Saldo al 31.12.2001	47.531	20.128	254	4.226	13.385	85.524
Movimenti dell'esercizio 2002						
Acquisizioni	2.318	899	52	3.002	938	7.209
Passaggi in esercizio	1.468	1.912	-	-	(3.380)	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	(493)	(493)
Disinvestimenti netti:						
– valore di bilancio	-	-	-	(3)	-	(3)
– fondo ammortamento	-	-	-	1	-	1
Totale				(2)		(2)
Ammortamenti	(1.565)	(5.342)	(44)	(1.429)	-	(8.380)
Saldo movimenti dell'esercizio 2002	2.221	(2.531)	8	1.571	(2.935)	(1.666)
Situazione al 31.12.2002						
Costo originario	54.081	34.094	369	8.375	10.450	107.369
Fondo ammortamento	(4.329)	(16.497)	(107)	(2.578)	-	(23.511)
Saldo al 31.12.2002	49.752	17.597	262	5.797	10.450	83.858

Gli investimenti effettuati nel corso dell'anno, pari a Euro 7.209 mila, si riferiscono principalmente alle seguenti immobilizzazioni:

- *Terreni e fabbricati* - si è perfezionato l'acquisto dell'edificio della sede territoriale di Napoli della nostra società (Euro 3.447 mila);
- *Impianti e macchinari* - sono stati effettuati investimenti per Euro 899 mila che hanno riguardato essenzialmente l'implementazione del sistema di acquisizione automatica delle misure dell'energia elettrica cd. "progetto metering e settlement", necessario per lo sviluppo del sistema di supervisione e controllo del sistema elettrico nazionale. Nel corso dell'esercizio sono stati completati i lavori al nuovo sistema telefonico della società per un

importo di Euro 1.537 mila che hanno quindi portato il passaggio dei costi dalla voce immobilizzazione in corso a impianti;

- *Altri beni* - gli investimenti (Euro 3.002 mila) hanno riguardato principalmente i sistemi hardware e software di base per l'ampliamento del sistema informatico aziendale. Nel corso dell'anno sono stati acquistati anche mobili, arredi e macchine d'ufficio e si è proceduto alla ristrutturazione della sede territoriale di Milano;
- *Immobilizzazioni in corso e acconti*

In particolare riguardano le seguenti voci:

- a) *Fabbricati industriali*: si tratta dei costi che si stanno sostenendo per la ristrutturazione tutt'ora in corso della sede legale della società;
- b) *Impianti e macchinari*: si sono sostenute spese per circa Euro 370 mila per l'acquisto di materiale necessario per l'adeguamento tecnologico della rete informatica aziendale.

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

I cespiti il cui costo unitario non è superiore a Euro 516 mila sono stati ammortizzati integralmente nell'esercizio.

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2002, sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti.

Inoltre, come consentito dall'art. 2426, comma 2 del Codice civile, e al fine di usufruire delle possibilità offerte dalla normativa fiscale vigente, sono state stanziati ulteriori quote fino al limite delle aliquote fiscali ordinarie.

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 Euro 1.868 mila e Euro 625 mila.

Conseguentemente il patrimonio netto e l'utile dell'esercizio sarebbero superiori rispettivamente di Euro 1.097 mila e di Euro 367 mila al netto dell'effetto fiscale teorico previsto (aliquota del 41,25%).

Al 31 dicembre 2002, il Fondo ammortamento nel suo complesso rappresenta il 22% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

Alla data del 31 dicembre 2002 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - Euro 17.495 mila

Comprendono per Euro 15.000 mila partecipazioni in imprese controllate, per Euro 1.704 mila in altre imprese e per Euro 791 mila crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni - Euro 16.704 mila

Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.

La movimentazioni intervenute nell'esercizio alla voce partecipazioni sono le seguenti:

Euro mila	31.12.2001	Movimenti dell'esercizio 2002			31.12.2002	
	Valore di bilancio	Svalutazioni	Ricostituzione di capitale	Aumenti di capitale	Saldo movimenti	Valore a fine periodo
Partecipazioni:						
<u>Imprese controllate</u>						
Acquirente unico SpA	7.500	(1.925)	1.925	-	-	7.500
Gestore del mercato Spa	7.500	(2.781)	2.781	-	-	7.500
Totale imprese controllate	15.000	(4.706)	4.706	-	-	15.000
<u>Altre imprese</u>						
Cesi Spa	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale altre imprese	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale	16.704	(4.706)	4.706	-	-	16.704

Imprese controllate - Euro 15.000 mila

- **Acquirente unico Spa**

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Nel corso dell'esercizio 2002 si è provveduto ad effettuare un versamento a fondo copertura della perdita provvisoria di esercizio alla data del 31 luglio 2002, che ha determinato per la controllante un esborso pari a Euro 1.925 mila.

- **Gestore del mercato elettrico Spa**

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Nel corso dell'esercizio 2002 si è provveduto ad effettuare un versamento a fondo copertura della perdita provvisoria di esercizio alla data del 31 luglio 2002, che ha determinato per la controllante un esborso pari a Euro 2.781 mila.

Il Gestore non ha ritenuto opportuno al 31 luglio 2002 procedere alla svalutazione delle par-

tecipazioni a fine esercizio 2002 per le perdite conseguite dalle due controllate per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2002, 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 suddette perdite.

Altre imprese - Euro 1.704 mila

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 2001 non esistendo al momento condizioni durevoli tali da giustificare eventuali rettifiche.

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1, punto 5 Codice Civile si evidenzia l'elenco delle partecipazioni:

Euro mila

Partecipazione	Sede legale	Capitale sociale al 31.12.2002	Patrimonio netto al 31.12.2002	Perdita d'esercizio al 31.12.2002	Quota % possesso	Valore attribuito
A. Imprese controllate						
Acquirente unico Spa	Roma	7.500	5.882	(3.543)	100	7.500
Gestore del mercato Spa	Roma	7.500	5.111	(5.169)	100	7.500
B. Altre imprese						
Cesi Spa	Milano	8.550	19.550	(1.207)	9,3	1.704

Crediti verso altri - Euro 791 mila

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 2001 (Euro 953 mila) si è verificato un decremento di Euro 162 mila.

ATTIVO CIRCOLANTE - Euro 2.157.493 mila**CREDITI - Euro 1.879.903 mila**

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 - Euro 1.103.513 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti per attività inerenti la vendita ed il trasporto dell'energia e sono comprensivi anche di quelli relativi a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare.

Registrano un incremento rispetto all'anno passato di Euro 57.521 mila come si desume dal dettaglio nella sintesi seguente:

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
– vendita energia elettrica (delibera 223/00)	384.563	343.115	41.448
– bilanciamento e scambio (delibera 36/02)	334.368	-	334.368
– corrispettivo di trasporto (delibera 228/01)	254.641	-	254.641
– servizio di vettoriamiento - mercato libero (delibera 13/99)	119.607	435.510	(315.903)
– corrispettivo di trasporto - mercato vincolato (delibera 205/99)	4.824	263.990	(259.166)
– accordo ETSO - CBT del 25/02/2002	5.329	-	5.329
– garanzia capacità di trasporto sull'interconnessione	4.967	4.161	806
– vendita energia elettrica da acquisti spot dall'estero	2.718	7.127	(4.409)
– prestazioni diverse dall'energia	4.667	4.260	407
Totale crediti verso clienti	1.115.684	1.058.163	57.521
Fondo svalutazione crediti 31.12.2001	(10.171)	(4.880)	(5.291)
– accantonamenti ordinari	(2.000)	(5.291)	3.291
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2002	(12.171)	(10.171)	(2.000)
Totale	1.103.513	1.047.992	55.521

I crediti sono esposti in bilancio al netto del fondo svalutazione crediti.

I crediti relativi alla delibera 36/02, alla delibera 228/01 e all'accordo ETSO-CBT si riferiscono ad attività avviate dalla società nel corso dell'anno 2002.

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

Crediti verso le controllate - Euro 1.697 mila

Si riferiscono a crediti verso la società Acquirente unico Spa (Euro 468 mila) e verso la società Gestore del mercato elettrico Spa (Euro 1.229 mila) derivanti principalmente dal contratto di servizio stipulato con le controllate per la fornitura di prestazioni. La voce rispetto al 2001 ha subito un incremento pari Euro 730 mila.

Crediti verso altri - Euro 395.521 mila

La composizione del saldo al 31 dicembre 2002 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2001 sono qui di seguito evidenziate:

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Crediti verso erario per imposte	393.856	33.912	359.944
Crediti per contributi da terzi	1.428	720	708
Anticipi a terzi	52	544	(492)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	27	33	(6)
Partite diverse	158	38	120
Totale	395.521	35.247	360.274

Con riguardo alle principali tipologie:

- i *crediti per imposte* sono costituiti essenzialmente da crediti verso l'Erario per IVA pari a Euro 392.520 mila.
- la voce *crediti per contributi da terzi* (Euro 1.428 mila) si riferisce sia a contributi finanziari comunitari ottenuti a titolo di cofinanziamento di azioni relative a progetti di rafforzamento di reti transeuropee nel settore dell'energia sia a contributi ottenuti per finanziare studi di fattibilità per interconnessione con l'estero.

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 379.172 mila

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della Cassa conguaglio per il settore elettrico a titolo di contributi dovuti al GRTN per l'acquisto di energia ai sensi della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 20/2001, riguardante "Adozione di disposizioni in materia di gestione del conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 5 della delibera dell'autorità per l'energia elettrica e il gas 26 giugno 1997 n. 70/97" e successiva delibera 228/01.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE - Euro 277.590 mila

Sono così formate:

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Depositi bancari e postali	277.570	204.041	73.529
Danaro e valori in cassa	20	15	5
Totale	277.590	204.056	73.534

Il livello delle disponibilità liquide è legato essenzialmente alla circostanze che gli esborsi si manifestano all'inizio di ogni mese, mentre gli incassi alla fine del mese precedente.

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

RATEI E RISCONTI ATTIVI - Euro 201 mila

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Risconti attivi per premi di assicurazione	22	-	22
Altri risconti attivi	179	-	179
Totale	201	-	201

La voce presenta una variazione di Euro 201 mila rispetto al precedente esercizio poiché si sono verificati fenomeni economici che hanno reso necessario la rilevazione a fine esercizio per competenza di ratei e risconti attivi.

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

Euro mila

	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle Immobilizzazioni Finanziarie				
Crediti verso altri	95	337	359	791
Totale	95	337	359	791
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	1.103.513	-	-	1.103.513
Crediti verso controllate	1.697	-	-	1.697
Crediti verso altri	395.521	-	-	395.521
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	379.172	-	-	379.172
Totale	1.879.903	-	-	1.879.903
TOTALE	1.879.998	337	359	1.880.694

Stato Patrimoniale

Passivo

PATRIMONIO NETTO - Euro 67.840 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati nel seguente prospetto:

Euro mila

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2001	26.000	1.148	21.813	291	7.391	56.643
Destinazione dell'utile 2001:						-
- a riserva legale	-	370	-	-	(370)	-
- a riserva disponibile	-	-	7.021	-	(7.021)	-
Risultato netto dell'esercizio 2002						
- Utile d'esercizio	-	-	-	-	11.197	11.197
Saldo al 31.12.2002	26.000	1.518	28.834	291	11.197	67.840

Capitale sociale - Euro 26.000 mila

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di un euro ciascuna.

Riserva legale - Euro 1.518 mila

La "Riserva legale" accoglie Euro 370 mila ad essa attribuiti in sede di destinazione dell'utile 2001 come previsto all'art. 2430 del Codice Civile.

Altre riserve - Euro 29.125 mila

Nella voce "Riserva da conferimento" è riportato l'importo di Euro 291 mila relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da Enel Spa a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce "Riserva disponibile" (Euro 28.834 mila) deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

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 d'esercizio - Euro 11.197 mila

Il risultato economico dell'esercizio ammonta ad un utile di Euro 11.197 mila.

FONDI PER RISCHI ED ONERI - Euro 47.360 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono illustrati di seguito:

Euro mila

	Valore al 31.12.2001	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2002
Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili	816	383	(131)	-	1.068
Altri:					
– Fondo contenzioso e rischi diversi	6.015	8.860	-	-	14.875
– Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.600	-	(274)	-	1.326
– Fondo oneri per ripianamento FPE	11.887	-	(11.887)	-	-
– Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione	1.716	8.811	-	-	10.527
– Fondo per interessi di mora dovuti a CCSE per ritardato pagamento maggiorazioni	1.700	-	-	-	1.700
– Fondo per margine di riconciliazione energia (delibera 13/99 - anno 2000)	-	9.051	-	-	9.051
– Fondo per oneri derivanti da accordo ETSO-CBT (delibera 309/01 e delibera 152/02 - anno 2002)	-	2.455	-	-	2.455
– Fondo dismissioni impianti industriali	3.440	-	-	(1.089)	2.351
– Fondo per copertura perdite di società partecipate	1.997	4.007	(1.997)	-	4.007
Totale altri fondi	28.355	33.184	(14.158)	(1.089)	46.292
Totale fondi per rischi e oneri	29.171	33.567	(14.289)	(1.089)	47.360

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili - Euro 1.068 mila

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 il personale in servizio per Euro 383 mila. Gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

Altri Fondi - Euro 46.292 mila**Fondo contenzioso e rischi diversi - Euro 14.875 mila**

Il fondo al 31 dicembre 2002, comprende i potenziali oneri relativi a contenzioso in corso, valutati sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni della società, nonché altri legati ai rischi potenziali connessi con lo svolgimento di diverse attività operative, tutti ritenuti di probabile sostenimento. Non si è tenuto conto di quelle vertenze che potrebbero risolversi con esito positivo.

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".

Il Fondo al 31 dicembre 2002 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

Remunerazione ai proprietari di rete di trasmissione nazionale

Diversi proprietari di rete hanno contestato la lettera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas prot. n. PB/M01/69gb del 11 gennaio 2001 avente ad oggetto la stima della quota di ripartizione tra soggetti titolari di porzioni della rete di trasmissione nazionale a copertura dei costi nell'anno 2000 per l'attività di esercizio e manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e del capitale investito, impugnando la stessa dinanzi al TAR per la Lombardia.

Gli stessi ricorrenti hanno avviato, oltre agli indicati giudizi amministrativi, anche giudizi civili in cui, per le stesse ragioni esposte nei giudizi amministrativi, chiedono che il Gestore della rete riconosca un indennizzo e un canone più elevato da quello allo stato riconosciuto.

Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded)

Sono tuttora pendenti i ricorsi di alcune aziende di distribuzione che, come rappresentato già per lo scorso esercizio, hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell'Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, deve essere considerata anche la quota di energia prodotta dagli impianti di produzione nella disponibilità dell'impresa produttrice - distributrice (cd. embedded generation) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa.

Disservizi

Si riferiscono ai giudizi relativi a danni lamentati dalle imprese, in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale o comunque assertivamente attribuiti al GRTN in ragione del contratto di vettoriamiento.

Contenzioso del lavoro

Attualmente è pendente un numero limitato di cause inerenti il rapporto di lavoro, attinente essenzialmente a problematiche d'inquadramento o all'applicazione di istituti previsti dalla previgente normativa dell'Enel. Sono altresì pervenute alcune richieste di lavoratori di tentativi obbligatori di conciliazione dinanzi all'Ufficio provinciale del lavoro che probabilmente evolveranno in futuri giudizi. La firma del nuovo contratto collettivo di settore con le relative problematiche connesse all'interpretazione dei nuovi istituti contrattuali potrebbe comportare un aumento del contenzioso in relazione all'applicazione di nuovi istituti contrattuali.

Import

Risultano pendenti dei ricorsi notificati al GRTN in data 25 febbraio 2002 per l'annullamento, previa sospensiva, rispettivamente degli atti delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest per l'anno 2002.

Successivamente alla chiusura dell'esercizio è intervenuta una decisione del TAR Lombardia che ha parzialmente accolto i ricorsi notificati al GRTN in data 25 febbraio 2002 per l'annullamento, previa sospensiva, rispettivamente degli atti delle procedure di assegnazione della capacità di interconnessione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest per l'anno 2002. Il GRTN è intenzionato a ricorrere in appello al Consiglio di Stato.

Energia cd. "CIP 6"

In materia di energia CIP 6 sono attualmente pendenti giudizi aventi oggetti differenti.

Risulta ancora pendente dinanzi al giudice ordinario un giudizio promosso da un consorzio di autoproduzione nei confronti del GRTN 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.

In data 27 marzo 2003 il Consiglio di Stato ha accolto parzialmente il ricorso promosso da una associazione di categoria per l'annullamento del decreto del Ministro dell'industria del 21 novembre 2000 e della delibera 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. Allo stato attuale non sembrano derivare conseguenze per il GRTN.

Altri ricorsi attengono alle assegnazione energia cd. CIP 6 per l'anno 2002, già segnalati nello scorso esercizio come eventi verificatesi dopo la chiusura dell'esercizio 2001, e riguardanti:

- impugnazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 308/01 in materia di assegnazione dell'energia CIP 6 nella parte in cui fissa limiti massimi alla capacità produttiva assegnabile a ciascun cliente (art. 4.4 della delibera) nonché gli atti consequenziali posti in essere dal Gestore della rete di trasmissione.
- ricorsi con i quali sono state impugunate, con richiesta di sospensiva, le procedure di gara espletate dal GRTN in applicazione della delibera 308/01 con particolare riferimento ai prezzi di assegnazione. Per due ricorsi, pendenti nel 2002, il TAR si è già pronunciato in senso parzialmente sfavorevole per il GRTN, e il GRTN ha proposto, nei primi mesi del 2003, ricorso innanzi al Consiglio di Stato, mentre per gli altri si è in attesa di decisione.

Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 1.326 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari connessi alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno aderito alla suddetta offerta ed il cui il rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2002.

Non si è proceduto all'accantonamento di alcuna quota in quanto il Fondo residuo al 31 dicembre 2002 è ritenuto congruo relativamente agli impegni futuri.

Fondo oneri ripianamento FPE (fondo previdenza elettrici)

Il fondo accoglieva gli oneri previsti dalla legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (legge finanziaria 2000) e dalla successiva legge n. 388/200 (legge finanziaria 2001), per il contributo straordinario dovuto in conseguenza alla soppressione del fondo previdenza elettrici (FPE).

Al 31 dicembre 2002 risulta azzerato sia per i conseguenti pagamenti intervenuti nell'anno 2002 a favore dell'INPS (Euro 10.826 mila), sia per l'imputazione tra i proventi straordinari della quota che, alla luce di intervenute comunicazioni da parte dell'INPS, è risultata accantonata in eccesso nei precedenti esercizi.

Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione - Euro 10.527 mila

Con la delibera n. 162/99, successive n. 101/01 e n. 301/01, l'Autorità ha determinato uno specifico corrispettivo a copertura dei costi sostenuti dal GRTN per la garanzia interconnessione con l'estero, riservandosi di fornire indicazione sulla destinazione dei residui positivi determinati, a tale titolo, dalla gestione relativa all'attività di importazione di energia elettrica.

Il Fondo accoglie pertanto i margini che si sono generati da tale gestione in attesa delle disposizioni conseguenti da parte della AEEG.

L'incremento dell'anno scaturisce, nella misura di Euro 5.118 mila, da un aggiornamento del valore degli oneri dovuti per la fornitura di energia a garanzia delle interruzioni dall'estero, relativamente all'anno 2001, mentre per Euro 3.693 mila al margine generato nel 2002.

Fondo per interessi di mora dovuti a Cassa Conguaglio Settore Elettrico per ritardato pagamento maggiorazioni - Euro 1.700 mila

Il Fondo non risulta movimentato nel corso dell'anno e si riferisce alla richiesta da parte della Cassa Conguaglio Settore Elettrico per i ritardi nei versamenti della maggiorazione dei corrispettivi di vettoriamiento di cui alla delibera dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas n. 232/00. È in corso la definizione delle partite nei confronti della CCSE.

Fondo per margine di riconciliazione energia (delibera 13/99 - anno 2000) - Euro 9.051 mila

Il Fondo accoglie l'accantonamento per il differenziale generatosi tra gli importi erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico al GRTN e destinati ai produttori di energia elettrica ai fini della riconciliazione per l'anno 2000 ex delibera n. 13/99 e l'importo che effettivamente a consuntivo è stato al momento riconosciuto agli stessi.

Con comunicazione del 5 Agosto 2002 la Cassa conguaglio per il settore elettrico provvedeva ad erogare al GRTN l'importo di circa 51 milioni di Euro, segnalando nella stessa comunicazione che la destinazione di eventuali differenze tra detta erogazione e quanto sarebbe stato riconosciuto ai produttori – circa 42 milioni di Euro – sarebbe stata definita con disposizione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

In attesa di tale disposizione si è ritenuto opportuno rilevare nel Fondo tale ammontare.

Fondo per oneri derivanti da accordo ETSO - CBT (delibera 309/01 e delibera 152/02) - Euro 2.455 mila

È stato accantonato in tale fondo il margine positivo, al momento provvisoriamente definito per l'anno 2002, scaturito dall'applicazione dell'accordo stipulato tra i vari TSO (Transmission System Operators) europei appartenenti all'ETSO (Association of European Transmission System Operators), la cui destinazione e definizione deve ancora compiersi.

Al riguardo si precisa che:

- il GRTN veniva autorizzato ad aderire all'accordo CBT (Cross Border Tariff) tra i TSO (Transmission System Operators) europei, con delibera della AEEG n. 309/01, avente per oggetto l'armonizzazione delle condizioni economiche dei transiti di energia sulle reti di trasmissione europea. Il meccanismo introdotto dall'accordo CBT prevede in sintesi la raccolta, sulla base di preventive stime, da parte dell'ETSO dei contributi versati da parte di alcuni aderenti all'accordo stesso ed il riversamento agli aventi diritto. Successivamente è prevista, sulla base di dati a consuntivo, la ridefinizione delle varie partite;
- con successiva delibera n. 152/02 l'AEEG ha riconosciuto la necessità di individuare un corrispettivo per il GRTN per la copertura degli oneri scaturiti dalla partecipazione a tale accordo, stimandolo provvisoriamente per l'anno 2002 nella misura di 15,5 milioni di Euro;
- al momento la partecipazione al predetto accordo ha comportato, con riferimento alla competenza economica dell'anno 2002, un margine positivo di circa 2,5 milioni di Euro.

Il margine generatosi risulta al momento tuttavia provvisorio in quanto devono ancora essere definite in sede ETSO tutte le partite economiche relative all'anno 2002. Peraltro solo a valle di tale definizione si potranno segnalare alla AEEG i risultati finali per detto anno per le successive eventuali disposizioni da parte della stessa autorità.

Fondo dismissioni impianti industriali - Euro 2.351 mila

Il fondo rileva i 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 - Euro 4.007 mila

Il fondo, costituito per far fronte all'onere della copertura delle perdite delle due società partecipate, è stato utilizzato per Euro 1.997 mila per la copertura della residua perdita dell'esercizio 2001 delle controllate e risulta un accantonamento di Euro 4.007 mila per la copertura delle perdite rilevate per le società controllate nell'esercizio 2002.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO - Euro 17.501 mila

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2002 è così rappresentata:

<i>Euro mila</i>	
Saldo al 31.12.2001	16.796
Accantonamenti	2.785
Utilizzi per erogazioni	(1.126)
Altri movimenti	(954)
Totale	17.501

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2002 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 per spese sanitarie.

DEBITI - Euro 2.135.129 mila

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 - Euro 12.911 mila

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 - Euro 1.479.283 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia, per il corrispettivo di trasporto. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere. La voce si decrementa rispetto all'esercizio precedente per Euro 137.824 mila, principalmente per effetto di una maggiore sistematicità nel pagamento delle quote dovute ai proprietari della RTN.

Debiti verso imprese controllate - Euro 178 mila

I debiti derivano principalmente dalle fatture da ricevere per il trasferimento dell'IVA di gruppo relativa ai mesi di novembre e dicembre 2002 da parte dell'Acquirente unico per Euro 169 mila e dal Gestore del mercato elettrico per Euro 9 mila.

Debiti tributari - Euro 10.056 mila

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 l'imposte di competenza dell'esercizio al netto degli acconti versati.

Il confronto con l'esercizio 2001 è così sintetizzato:

<i>Euro mila</i>			
	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Ritenute di imposta in qualità di sostituto	1.274	1.204	70
Imposte sul reddito	8.782	2.225	6.557
Totale	10.056	3.429	6.627

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale - Euro 1.990 mila

La composizione della voce è la seguente:

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Debiti verso Fondo previdenza elettrici	1.119	1.081	38
Debiti verso FOPEN	139	139	–
Debiti verso INPDAl	221	225	(4)
Debiti verso INPS	106	96	10
Debiti diversi	405	397	8
Totale	1.990	1.938	52

La voce si incrementa lievemente rispetto all'anno precedente ed è composta essenzialmente da 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.

Altri debiti - Euro 3.185 mila

Risultano così composti:

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Debiti verso il personale	2.078	2.497	(419)
Debiti verso terzi per contributo Ue su studi di fattibilità	760	-	760
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	118	56	62
Debiti verso clienti per rimborsi da effettuare e altre partite	5	26	(21)
Partite diverse	224	336	(112)
Totale	3.185	2.915	270

La variazione della voce *Altri debiti*, pari a Euro 270 mila, deriva dalla somma algebrica di due fenomeni di ordine opposto:

- per contributo U.E. su studi di fattibilità per l'interconnessione Italia-Austria attraverso il Brennero (Euro 760 mila) da riversare ai beneficiari terzi associati (Tirag e Università di Padova);
- per la riduzione dei debiti verso il personale dovuta principalmente al minor numero di cessazioni avvenute con decorrenza 31 dicembre 2002.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 627.526 mila

Espongono il debito della società nei confronti della Cassa ed è costituito dalle seguenti componenti, confrontate con i valori dell'anno precedente (Euro 197.276 mila):

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A3, A4, A5 ...)	235.006	171.657	63.349
Debiti per anticipazioni IVA da Cassa Conguaglio Settore Elettrico	392.520	25.619	366.901
Totale	627.526	197.276	430.250

I debiti per maggiorazioni si riferiscono agli importi dovuti alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico per importi fatturati dal GRTN a titolo di maggiorazione A2, A3, A4, A5, ecc. da riversare alla Cassa seguendo le modalità previste dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

L'importo di Euro 392.520 mila si riferisce invece al debito della società per le anticipazioni effettuate dalla Cassa per le esigenze finanziarie legate al pagamento dell'IVA sulle fatture passive, così come disciplinato dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 20/2001 e n. 228/2001.

RATEI E RISCONTI PASSIVI - Euro 1.366 mila

Sono composti come segue:

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Ratei su interessi passivi su mutuo	205	261	(56)
Altri ratei passivi	44	32	12
Altri risconti passivi	1.117	799	318
Totale	1.366	1.092	274

La variazione di Euro 274 mila rispetto al precedente esercizio è dovuta essenzialmente a:

I ratei passivi si decrementano per Euro 56 mila per la riduzione della quota di interessi sul mutuo contratto con CREDIOP di competenza dell'esercizio.

La voce altri risconti passivi si incrementa di Euro 318 mila principalmente per l'aumento dei contributi in conto capitale, erogati dalla Unione europea nel corso dell'esercizio 2002, che sono stati iscritti a bilancio al momento dell'incasso o, se precedente, all'atto del ricevimento della formale delibera. Tali contributi saranno iscritti in detrazione del cespite a cui si riferiscono al momento del suo passaggio in esercizio e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene a cui sono riferiti.

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

Euro mila

	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	-	-	12.911	12.911
Totale debiti finanziari	-	-	12.911	12.911
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	1.479.283	-	-	1.479.283
Debiti tributari	10.056	-	-	10.056
Debiti verso imprese controllate	178	-	-	178
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.990	-	-	1.990
Altri debiti	3.185	-	-	3.185
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	627.526	-	-	627.526
Totale altri debiti	2.122.218	-	-	2.122.218
TOTALE	2.122.218	-	12.911	2.135.129

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE - Euro 56.813.908 mila

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

Euro mila

	al 31.12.2002	al 31.12.2001	Variazioni
Garanzie ricevute:			
– Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi	242.654	275.951	(33.297)
Altri conti d'ordine:			
– Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	18.167	10.714	7.453
– Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica	56.553.087	61.842.187	(5.289.100)
Totale	56.813.908	62.128.852	(5.314.944)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE*Ambito della Rete di trasmissione nazionale*

Sono pendenti dei giudizi, con i quali viene chiesto l'annullamento della nota dell'Autorità prot. n. PR/M01/3114 del 28 novembre 2001 avente ad oggetto "modificazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale disposto su indicazione della Società Gestore della rete di trasmissione nazionale. I ricorrenti affermano che l'indicazione del GRTN avrebbe carattere modificativo dell'assetto della rete di trasmissione nazionale e non un mero valore propositivo (endoprocedimentale) come affermato dall'Autorità.

Corrispettivo di trasporto previsto dall'art. 16 della delibera 228/01

Sono stati presentati diversi ricorsi dinanzi al TAR della Lombardia con i quali è stata impugnata da imprese produttrici di energia CIP 6 una comunicazione dell'AEEG del 2 ottobre 2002 che chiarisce che anche i soggetti che hanno la disponibilità di impianti CIP 6 sono tenuti al pagamento del corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica di cui all'art. 16 della delibera 228/01. Il GRTN si è regolarmente costituito e i processi sono in corso.

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 stabilimenti ove si esplica attività lavorativa.

In relazione a tale contenzioso il valore del singolo giudizio non è determinabile, anche ove vengono indicate delle somme dalla controparte nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, che prescindono dal costo dei singoli spostamenti o diminuzioni di flusso richiesti, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni allo stato non quantificabili.

Nel corso del 2002 la maggior parte delle cause, proposte da una pluralità di ricorrenti e/o da amministrazioni locali il più delle volte attraverso lo strumento del ricorso d'urgenza, ha avuto esito favorevole, alcuni giudizi erano stati avviati nel corso dell'anno 2001, ma sono stati presentati anche nuovi ricorsi sia dinanzi al giudice amministrativo che al giudice civile.

Oltre ai ricorsi in cui il Gestore di trasmissione nazionale è già parte del processo potrebbero sussistere dei giudizi pendenti prima della costituzione del Gestore e in cui è parte l'Enel i cui esiti potrebbero incidere sulla sfera di competenza del GRTN in ragione di quanto previsto in caso di successione nei giudizi dall'art. 111 c.p.c.

Come già evidenziato nel paragrafo dei fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, il Consiglio dei Ministri, sentiti i Ministeri dell'ambiente, sanità e telecomunicazioni, ha approvato in data 21 febbraio 2003, due decreti attuativi in applicazione delle disposizioni

contenute nella Legge n. 36 del 22 febbraio 2001 *“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettici, magnetici ed elettromagnetici”* con la quale sono stati introdotti nuovi principi in materia di emissioni generate da impianti a bassa frequenza (elettrodotti) ed ad alta frequenza (stazioni di telefonia mobile, radio e televisione). Tuttavia, a prescindere dalle cause in corso, la non ancora completa definizione della situazione in materia di emissioni elettromagnetiche non rende ancora possibile una stima attendibile degli oneri generabili da contenzioso futuro. Si segnala che successivamente alla chiusura dell’esercizio si è avuta notizia che per una delle cause in materia di campi di elettromagnetici, il giudice si è pronunciato con ordinanza in senso sfavorevole al GRTN. Ad oggi non è possibile effettuare una valutazione e quantificazione degli effetti dell’ordinanza.

Conto economico

VALORE DELLA PRODUZIONE - Euro 6.214.970 mila

Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 6.136.850 mila

Nel saldo sono comprese le seguenti voci:

<i>Euro mila</i>	2002	2001	Variazioni
Compravendita energia:			
– vendita energia elettrica D.M. 21/11/2000 (delibera 223/00)	2.712.507	3.002.205	(289.698)
– vendita energia "spot"	50.984	68.522	(17.538)
Movimentazione energia:			
– corrispettivo di trasporto (delibera 228/01)	885.054	-	885.054
– corrispettivo di trasporto (delibera 228/01) per copertura costi accordo ETSO-CBT (delibera 309/01 e delibera 152/02)	15.500	-	15.500
– vettoriamiento e trasporto - (delibera 13/99 e delibera 205/99)	-	1.194.139	(1.194.139)
Altre energia:			
– corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - delibera 36/02	371.402	-	371.402
– garanzia interconnessione (delibera 180 e successive)	14.965	14.672	293
– canoni da corrispondere ai proprietari di rete (ETSO-CBT)	4.460	-	4.460
– altri ricavi	108	56	52
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	2.081.870	1.704.685	377.185
Totale	6.136.850	5.984.279	152.571

Tale voce si incrementa rispetto all'esercizio precedente di un importo pari a Euro 152.571 mila. In particolare i ricavi di competenza relativi alla vendita di energia cd. CIP 6, sia al mercato libero che a quello vincolato, si riducono rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per una contrazione del prezzo medio unitario.

Tali ricavi devono essere considerati unitamente al contributo dovuto dalla CCSE, ai sensi delle deliberazioni n. 20/01 e n. 228/01, per la quota di costi sostenuta dal GRTN per gli acquisti di energia cd. CIP 6 non coperta dall'ammontare dei ricavi relativi alle vendite della stessa energia. La delibera citata dispone infatti che tale differenziale sia coperto dall'intervento della Cassa conguaglio per il settore elettrico quale organismo di perequazione del sistema. A fronte di tale contributo è evidenziato nell'attivo patrimoniale il credito verso la Cassa conguaglio per il settore elettrico per importi dovuti dalla stessa ma non ancora erogati al 31 dicembre 2002. Il contributo ha coperto anche gli acquisti, effettuati nell'anno, ma relativi all'esercizio precedente, rilevati nell'ambito delle sopravvenienze passive per un totale di Euro 93.465 mila.

Alle attività di compravendita energia CIP 6 si aggiungono le vendite di energia elettrica derivanti da acquisizioni spot sul mercato europeo pari a Euro 50.984 mila (diminuzione di Euro 17.538 mila rispetto al 2001).

Con riferimento alla *attività di gestione della movimentazione energia* si rileva che a seguito della applicazione della delibera n. 228/01, che ha sostituito le precedenti deliberazioni nn. 13/99 e 205/99 in materia di corrispettivi dovuti, per il servizio di vettoriamento e trasporto da parte dei clienti "liberi" e dei "distributori" l'ammontare dei ricavi di competenza complessivamente è pari a Euro 900.554 mila. A tale riguardo si evidenzia che tale ultima componente è comprensiva anche dell'ammontare che le deliberazioni nn. 309/01 e 152/01 hanno riconosciuto – a partire dal 1 gennaio 2003 – al GRTN come destinato a coprire gli oneri dell'anno 2002 scaturiti dalla partecipazione del GRTN all'accordo CBT stipulato nell'ambito dei TSO europei.

L'applicazione della delibera n. 36/02 in materia di bilanciamento e scambio, ha comportato la rilevazione dei ricavi per competenza pari a Euro 371.402 mila. Si segnala che in considerazione della totale destinazione, ai sensi della delibera 36/02, a terzi degli introiti derivanti da tale attività si è provveduto a rilevare nell'ambito dei costi un importo di pari ammontare.

Altri ricavi e proventi - Euro 78.120 mila

Tale voce riguarda le poste riportate nella seguente tabella:

<i>Euro mila</i>			
	2002	2001	Variazioni
Sopravvenienze attive per:			
– Vettoriamento energia (delibera 13/99)	51.044	36.438	14.606
– Riconciliazioni energia	9.051	43.207	(34.156)
– Minori oneri per acquisti energia per garanzia interconnessione	5.118	-	5.118
– Vendita energia CIP 6	4.038	-	4.038
– Trasporto energia	2.997	25.336	(22.339)
– Contributi da CCSE - detrazione 0,5% su maggiorazione delibera 128/00 ed energia (CIP 6) anni precedenti	123	-	123
– Altre	82	-	82
Ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del gruppo	5.455	4.977	478
Altri ricavi	212	252	(40)
Totale	78.120	110.210	(32.090)

• **Vettoriamento energia - Euro 51.044 mila**

L'importo è da attribuire principalmente alla rettifica per i minori costi sostenuti, relativi ai corrispettivi per vettoriamenti e trasporto, stanziati in sede di definizione dell'anno 2001. Analogamente sono state rilevate tra gli oneri diversi di gestione, le sopravvenienze passive per le quote di ricavo.

- **Riconciliazione energia - Euro 9.051 mila**

Riguarda l'ammontare versato in più dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per la riconciliazione energia anno 2000 a fronte di quanto era stato rilevato nel precedente esercizio. Tale importo è stato accantonato nell'ambito dei Fondi per rischi ed oneri in attesa di futura decisione da parte dell'Autorità.

- **Minori oneri anno 2001 per garanzia interconnessione - Euro 5.118 mila**

Si riferiscono alla riduzione degli oneri relativi all'anno 2001 per gli acquisti di energia sul territorio nazionale nell'ambito della garanzia per i flussi provenienti dalla interconnessione con l'estero.

- **Vendita energia - Euro 4.038 mila**

Si riferiscono a vendite di energia cd. CIP 6 sul mercato libero fatturate ad integrazione di cessioni relative al precedente esercizio.

- **Trasporto energia - Euro 2.997 mila**

L'importo si riferisce alla rettifica per minori componenti di costo relative al corrispettivo di trasporto (ex delibera 205/01) stanziato in sede di definizione dell'esercizio 2001.

Analogamente tra i costi è stata rilevata la sopravvenienza passiva per le minori quote di ricavo rispetto a quanto stanziato nell'esercizio 2001.

I "Ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del gruppo", complessivamente pari a Euro 5.455 mila. Comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GRTN distaccati sia presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Euro 1.477 mila), nonché i ricavi (Euro 3.978 mila) per l'attività di servizi svolta per conto delle controllate ed il riaddebito di costi per il personale distaccato presso le società.

COSTI DELLA PRODUZIONE - Euro 6.173.629 mila

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci - Euro 4.736.861 mila

Gli acquisti dell'esercizio con le variazioni rispetto all'anno 2001 sono evidenziate nel seguente prospetto:

<i>Euro mila</i>	2002	2001	Variazioni
Acquisti energia cd. CIP 6	4.702.663	4.705.000	(2.337)
Acquisti energia cd. "spot"	25.735	26.432	(697)
Acquisti energia per garanzia interconnessione	8.000	13.118	(5.118)
Altri acquisti	463	363	100
Totale	4.736.861	4.744.913	(8.052)

- **Acquisti energia cd. "CIP 6" - Euro 4.702.663 mila**

L'importo di Euro 4.702.663 mila riguarda l'ammontare per acquisti di energia da fonti rinnovabili e assimilate di competenza dell'anno 2002. La voce si mantiene in linea con l'esercizio precedente.

- **Acquisti energia cd. "spot" - Euro 25.735 mila**

Si riferiscono 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. Mostrano una lieve flessione rispetto al 2001.

- **Acquisti energia per garanzia interconnessione - Euro 8.000 mila**

Si riferisce al costo per acquisti di energia sul mercato nazionale a garanzia degli impegni contrattuali in caso di interruzione dell'interconnessione con l'estero.

- **Altri acquisti - Euro 463 mila**

Sono da attribuire agli acquisti di materiali vari necessari per lo svolgimento dell'attività operativa (in particolare forniture di cancelleria, stampati, ecc.).

Per servizi - Euro 393.358 mila

La voce comprende le seguenti principali tipologie di costi:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Bilanciamento e scambio	371.402	-	371.402
Interconnessione con l'estero - accordo con Società RTE	3.272	-	3.272
Vettoramento	-	361.998	(361.998)
Vigilanza	3.239	1.407	1.832
Servizi per il personale	2.602	2.223	379
Acquisto energia elettrica, acqua e riscaldamento	1.830	1.806	24
Prestazioni per attività informatiche	1.446	2.767	(1.321)
Prestazioni e consulenze professionali	1.483	1.140	343
Manutenzioni e riparazioni	1.438	1.268	170
Telefoniche	1.090	952	138
Trasmissione dati	1.089	6.634	(5.545)
Prestazioni di lavoro interinale	1.011	92	919
Emolumenti amministratori e sindaci	834	824	10
Pulizia	568	471	97
Immagine e comunicazione	537	302	235
Tipografiche	398	114	284
Postali	313	260	53
Trasporto e noleggio	179	131	48
Prestazioni coordinate e continuative	143	100	43
Assicurazione	105	116	(11)
Altre	379	420	(41)
Totale	393.358	383.025	10.333

La variazione complessiva della voce rispetto al precedente esercizio è di Euro 10.333 mila ed è composta principalmente dall'importo di Euro 371.402 mila per bilanciamento e scambio. Si riferisce agli oneri che si valuta siano dovuti dal GRTN a terzi – ai sensi della delibera n. 36/02 – a seguito delle attività svolte nell'ambito del dispacciamento dell'energia elettrica. L'importo è pari all'ammontare rilevato nell'ambito dei ricavi come corrispettivo per i servizi di bilanciamento e scambio.

La voce *interconnessione con l'estero – accordo RTE* che evidenzia un importo di Euro 3.272 mila – attiene a quanto riconosciuto dal GRTN alla Società RTE a fronte dell'energia elettrica importata dalla frontiera nord-ovest, in base al disposto della delibera n. 301/01.

Gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda per i compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione è pari a Euro 758 mila ed per i componenti del Collegio sindacale Euro 76 mila.

Per godimento beni di terzi - Euro 795.962 mila

La voce comprende:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari di rete:			
– Corrispettivo di trasporto (delibera 228/01)	776.388	-	776.388
– Corrispettivo di trasporto (delibera 13/99 - 205/99)	-	744.390	(744.390)
– Canoni da corrispondere ai proprietari di rete (ETSO-CBT)	17.505	-	17.505
Affitti e locazione di beni immobili	1.374	1.249	125
Veicoli a noleggio	502	365	137
Altri noleggi	193	78	115
Totale	795.962	746.082	49.880

Rispetto al precedente esercizio, la quota da corrispondere ai proprietari rete RTN, prima regolamentata dalle delibere 13/99 - 205/99 ed ora dalla 228/01, passa da Euro 744.390 mila a Euro 776.388 mila.

I canoni corrisposti ai "*proprietari di rete - CBT*" per Euro 17.505 mila derivano dall'accordo ETSO-CBT (Cross Border Tariff).

Per il personale - Euro 46.020 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2002 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente:

Numero

	Consistenza media 2002	Consistenza al 31.12.2002	Consistenza al 31.12.2001
Dirigenti	44	43	44
Quadri	205	204	202
Impiegati	447	453	450
Operai	2	2	2
Totale	698	702	698

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 15.434 mila

Le quote di ammortamento, calcolate come indicato nel commento delle immobilizzazioni, riguardano per Euro 5.054 mila quelle immateriali e per Euro 8.380 mila quelle materiali.

Le svalutazioni si riferiscono all'accantonamento al fondo svalutazione crediti per Euro 2.000 mila.

Accantonamenti per rischi - Euro 29.177 mila*Euro mila*

	2002	2001	Variazioni
Fondo margine riconciliazione energia (delibera 13/99 - anno 2000)	9.051	-	9.051
Fondo contenzioso e rischi diversi	8.860	6.000	2.860
Fondo acquisto energia a garanzia interconnessione	8.811	1.554	7.257
Fondo margine oneri derivanti da accordo ETSO CBT (delibera 309/01 e delibera 152/02 - anno 2002)	2.455	-	2.455
Totale	29.177	7.554	21.623

Si riferiscono ai fondi già commentati nell'ambito del passivo.

Altri accantonamenti - Euro 4.007 mila

Si riferiscono agli accantonamenti effettuati al Fondo oneri da partecipazione, i cui valori sono già stati commentati in sede di esame delle corrispondenti voci del passivo patrimoniale.

Rispetto all'anno precedente la voce si incrementa di Euro 334 mila.

Oneri diversi di gestione - Euro 152.810 mila

La voce comprende:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Soprapvenienze passive per:			
– Acquisto energia da fonti rinnovabili (CIP 6)	93.465	-	93.465
– Vettoriamento energie (delibera 13/99)	54.495	37.897	16.598
– Corrispettivo di trasporto (delibera 205/99 e delibera 63/00)	3.280	22.880	(19.600)
– Riconciliazione energia anno 2000	-	43.207	(43.207)
– Contributi da CCSE - detrazione 0,5% su maggiorazione delibera 128/00 ed energia (CIP 6) anni precedenti	17	-	17
– Altre soprapvenienze ordinarie	432	1.201	(769)
Imposte e tasse comunali	436	268	168
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti enti, ecc.	224	174	50
Spese di rappresentanza	124	63	61
Giornali, libri, riviste, ecc.	130	103	27
Contributi diversi	95	4	91
Altri oneri	112	140	(28)
Totale	152.810	105.937	46.873

Le soprapvenienze passive rilevate nel corso del 2002 si riferiscono per un importo pari a Euro 93.465 mila a costi rilevati nel corso dell'anno ma riferiti ad acquisti di energia cd. CIP 6 dell'anno 2001. Ciò è riconducibile principalmente al riconoscimento, avvenuto nel corso del 2002, della componente "incentivazione" per la fornitura di energia da parte di alcuni impianti di produzione cosiddetta CIP 6.

Come già commentato gli importi di Euro 54.495 mila euro per "vettoriamento delibera 13/99" e l'importo di Euro 3.280 mila per "corrispettivo di trasporto - delibera 205/99 - 63/00" sono riconducibili alle quote di costo generate dalla definizione di partite relative ad anni precedenti e devono essere analizzati congiuntamente alla analoga voce rilevata tra le soprapvenienze attive nella voce altri ricavi e proventi, in quanto attinenti allo stesso fenomeno.

La voce *Contributi diversi* è rappresentata principalmente (Euro 40 mila) dal contributo che si versa annualmente per il funzionamento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le quote associative si riferiscono principalmente ai costi sostenuti per l'iscrizione ad istituti o enti (UCTE, ETSO, ecc.).

Gli altri oneri diversi di gestione riguardano costi per imposte comunali, acquisti di libri e giornali, spese di rappresentanza che si incrementano per effetto dello sviluppo delle varie attività.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI - Euro 8.063 mila**Altri proventi finanziari - Euro 8.636 mila**

Il dettaglio è il seguente:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	8.534	10.070	(1.536)
Interessi di mora su crediti per vendita energia	72	782	(710)
Interessi su prestiti a dipendenti	30	34	(4)
Totale	8.636	10.886	(2.250)

La riduzione dei proventi finanziari, su depositi e c/c bancari, rispetto all'esercizio precedente (-15,3%) è da ricondurre alla contrazione dei tempi medi per il riconoscimento a terzi degli importi di propria spettanza.

Interessi e altri oneri finanziari - Euro 573 mila

La voce è così composta:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Interessi passivi su mutui	470	612	(142)
Altri	103	8	95
Totale	573	620	(47)

La diminuzione degli interessi passivi su mutuo è dovuta alla riduzione del tasso di interesse nel corso dell'esercizio applicato dal CREDIOP sul mutuo acceso dalla società.

RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE - Euro 4.706 mila

Derivano esclusivamente dalla svalutazione della partecipazione dell'Acquirente unico Spa per Euro 1.925 mila e della partecipazione del Gestore del mercato per Euro 2.781 mila. Nell'esercizio 2001 la voce era pari a Euro 4.536 mila.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI - Euro 2.099 mila

Il saldo è composto da oneri straordinari per Euro 514 mila e da proventi straordinari per Euro 2.613 mila. I proventi riguardano principalmente lo storno del maggior accantonamento effettuato negli anni precedenti dell'onere relativo al contributo straordinario INPS (Euro 1.062 mila) per il ripianamento del Fondo previdenza elettrici di cui alla legge 488/99 e per Euro 1.089 mila per il riallineamento al valore di dismissione dei cespiti delle sedi territoriali. Tale voce nel 2001 era pari a Euro 17.572 mila.

IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO - Euro 35.600 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

Euro mila

	2002	2001	Variazioni
Imposte correnti:			
– Irpeg	29.700	21.200	8.500
– Irap	5.900	4.430	1.470
Riversamento di Imposte anticipate	–	167	(167)
Totale	35.600	25.797	9.803

In relazione alle indicazioni del principio contabile n. 25 sul trattamento contabile delle imposte sul reddito si precisa che:

- non sono state stanziare imposte differite passive in quanto non sono presenti in bilancio partite che le possano generare;
- non sono state stanziare 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.

Per quanto riguarda i "Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione" si rimanda alla Relazione sulla gestione.

Si segnala altresì che l'attuale Consiglio di Amministrazione e il Collegio sindacale scadono con l'approvazione del bilancio relativo all'esercizio 2002.

Relazione della Società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE

Al Consiglio di Amministrazione del
Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA chiuso al 31 dicembre 2002. 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. 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.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 18 giugno 2002.

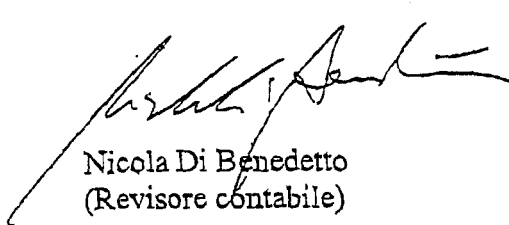
- 3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA al 31 dicembre 2002 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

- 4 Richiamiamo l'informativa fornita dagli Amministratori circa la necessità di procedere a rilevazioni contabili sulla base delle migliori stime possibili al momento della redazione del bilancio, relativamente alla determinazione di alcune

poste di costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia. L'adozione di stime ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive.

Roma, 22 aprile 2003

PricewaterhouseCoopers SpA



Nicola Di Benedetto
(Revisore contabile)

Allegati

Acquirente unico Spa**Conto economico** in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	31.12.2002		31.12.2001	
	Euro		Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione				
– Altri ricavi e proventi	5.690		–	
Totale valore della produzione		5.690		–
B) Costi della produzione				
– Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		8.313		9.103
– Per servizi		2.427.920		2.347.380
– Per godimento beni di terzi		190.350		194.563
– Per il personale:				
a. Salari e stipendi	801.784		485.035	
b. Oneri sociali	215.497		128.955	
c. Trattamento di fine rapporto	60.106		29.983	
d. Trattamento di quiescenza e simili	–		–	
e. Altri costi	19.773		4.728	
		1.097.160		648.701
– Ammortamenti e svalutazioni:				
b. Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	3.037		2.838	
		3.037		2.838
– Oneri diversi di gestione		43.740		64.982
Totale costi della produzione		3.770.520		3.267.567
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(3.764.830)		(3.267.567)
C) Proventi e oneri finanziari				
– Altri proventi finanziari:				
• altri	221.906		202.140	
		221.906		202.140
– Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	–		290	
		–		(290)
Totale proventi e oneri finanziari		221.906		201.850
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		–		–
E) Proventi e oneri straordinari				
– Proventi				
• varie	54		–	
		54		–
– Oneri				
• varie	–		215	
Totale delle partite straordinarie		–		(215)
Perdita d'esercizio		(3.542.870)		(3.065.932)

Acquirente unico Spa

Stato Patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti				
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
– Costi d'impianto e d'ampliamento	16.207		12.935	
– Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	2.627		2.472	
– Immobilizzazioni in corso e acconti	486.287		–	
		505.121		15.407
II. Materiali				
– Impianti e macchinari	723		723	
(Fondo ammortamento)	(361)		(217)	
	362		506	
– Altri beni	12.058		4.275	
(Fondo ammortamento)	(5.586)		(2.694)	
	6.472		1.581	
Immobilizzazioni in corso e acconti	521.614		–	
		528.448		2.087
III. Finanziarie		–		–
<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
Totale Immobilizzazioni		1.033.569		17.494
C) Attivo circolante				
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
I. Rimanenze		–		–
II. Crediti				
– Verso clienti	3.778		–	
– Verso impresa controllante	168.461		–	
– Verso altri	35.956		295.403	
		208.195		295.403
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		–		–
IV. Disponibilità liquide				
– Depositi bancari e postali	6.385.934		7.072.759	
– Danaro e valori in cassa	2.446		2.010	
		6.388.380		7.074.769
Totale attivo circolante		6.596.575		7.370.172
D) Ratei e risconti				
– Ratei attivi	3.907		5.991	
– Risconti attivi	–		–	
Totale ratei e risconti		3.907		5.991
TOTALE ATTIVO		7.634.051		7.393.657

Acquirente unico Spa

Stato Patrimoniale

Patrimonio netto e passivo

	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		7.500.000		7.500.000
VII. Altre riserve:				
- Fondo a copertura perdita		1.924.979		2.238.038
- Riserva da arrotondamento		1		2
IX. Perdita d'esercizio		(3.542.870)		(3.065.932)
Totale patrimonio netto		5.882.110		6.672.108
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		119.822		25.795
D) Debiti	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
- Debiti verso fornitori	980.327		78.324	
- Debiti verso controllante	418.996		414.791	
- Debiti tributari	79.723		28.715	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	65.292		39.350	
- Altri debiti	87.781		133.988	
Totale debiti		1.632.119		695.168
E) Ratei e risconti				
- Ratei passivi	-		586	
- Risconti passivi	-	-	-	586
Totale ratei e risconti passivi		-		586
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		7.634.051		7.393.657
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute		376.787		-
Totale conti d'ordine		376.787		-

Gestore del mercato elettrico Spa

Stato Patrimoniale in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

Attivo	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti				
B) Immobilizzazioni				
I. Immateriali				
– Costi d'impianto e d'ampliamento	15.718		11.158	
– Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	9.618		7.343	
– Immobilizzazioni in corso e acconti	4.052.913		–	
		4.078.249		18.501
II. Materiali				
– Altri beni	14.631		14.031	
(Fondo ammortamento)	(13.763)		(13.036)	
	868		995	
– Immobilizzazioni in corso e acconti	830.285		–	
		831.153		995
III. Finanziarie	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
– Crediti:				
• verso altri	114.247		–	
		114.247		–
Totale Immobilizzazioni		5.023.649		19.496
C) Attivo circolante	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
I. Rimanenze				
II. Crediti				
– Verso impresa controllante	9.102		–	
– Verso altri	187.853		293.646	
		196.955		293.646
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		–		–
IV. Disponibilità liquide				
– Depositi bancari e postali	1.845.790		6.840.542	
– Danaro e valori in cassa	1.648		1.768	
		1.847.438		6.842.310
Totale attivo circolante		2.044.393		7.135.956
D) Ratei e risconti				
– Ratei attivi	861		5.804	
– Risconti attivi	1.700		–	
Totale ratei e risconti		2.561		5.804
TOTALE ATTIVO		7.070.603		7.161.256

Gestore del mercato elettrico Spa

Stato Patrimoniale

Patrimonio netto e passivo	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Patrimonio netto				
I. Capitale		7.500.000		7.500.000
VII. Altre riserve:				
- Fondo a copertura perdita		2.780.529		2.297.600
- Riserva da arrotondamento		-		1
IX. Perdita d'esercizio		(5.169.343)		(3.466.435)
Totale patrimonio netto		5.111.186		6.331.166
B) Fondi per rischi ed oneri		-		-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		481.581		26.112
D) Debiti	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
- Debiti verso fornitori	136.052		91.859	
- Debiti verso controllante	1.111.188		551.862	
- Debiti tributari	69.378		30.412	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	91.673		38.335	
- Altri debiti	69.545		90.283	
Totale debiti		1.477.836		802.751
E) Ratei e risconti				
- Ratei passivi	-		1.227	
- Risconti passivi	-		-	1.227
Totale ratei e risconti passivi		-		-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		7.070.603		7.161.256
Conti d'ordine				
- Garanzie ricevute		1.856.983		-
Totale conti d'ordine		1.856.983		-

Gestore del mercato elettrico Spa**Conto economico** in forma abbreviata (art. 2435-bis c.c.)

	31.12.2002 Euro		31.12.2001 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) Valore della produzione				
– Altri ricavi e proventi	3.040		–	
Totale valore della produzione		3.040		–
B) Costi della produzione				
– Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		19.244		8.855
– Per servizi		3.542.359		2.778.064
– Per godimento beni di terzi		370.791		227.499
– Per il personale:				
a. Salari e stipendi	988.888		455.279	
b. Oneri sociali	280.919		121.221	
c. Trattamento di fine rapporto	74.166		28.088	
d. Trattamento di quiescenza e simili				
e. Altri costi	29.517		2.158	
		1.373.490		606.746
– Ammortamenti e svalutazioni:				
b. Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	727		13.036	
		727		13.036
– Oneri diversi di gestione		32.769		34.444
Totale costi della produzione		5.339.380		3.668.644
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(5.336.340)		(3.668.644)
C) Proventi e oneri finanziari				
– Altri proventi finanziari:				
• proventi diversi dai precedenti:				
– altri	167.428		202.647	
		167.428		202.647
– Interessi e altri oneri finanziari:				
• altri	–		8	
		–		(8)
Totale Proventi e oneri finanziari		167.428		202.639
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		–		–
E) Proventi e oneri straordinari				
– Proventi				
• varie	44		–	
		44		–
– Oneri				
• varie	475		430	
		(475)		(430)
Totale delle partite straordinarie		(431)		(430)
Perdita d'esercizio		(5.169.343)		(3.466.435)

