

ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

**Doc. XV
n. 389**

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 S.p.a
(GRTN)**

(Esercizio 2003)

Trasmessa alla Presidenza il 19 gennaio 2006

PAGINA BIANCA

I N D I C E

Determinazione della Corte dei Conti n. 76/2005 del 6 dicembre 2005	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. (GRTN), per l'esercizio 2003.	»	7

DOCUMENTI ALLEGATI:**Esercizio 2003**

Relazione amministrativa	»	77
Relazione del Collegio sindacale	»	133
Bilancio consuntivo	»	143

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 76/2005**LA CORTE DEI CONTI****IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI**

nell'adunanza del 6 dicembre 2005;

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;

visto il decreto di determinazione n. 18/2000 in data 22 febbraio 2000 con la quale il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale Spa è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

visto il conto consuntivo dell'Ente suddetto, relativo all'esercizio finanziario dal 1° gennaio 2003 al 31 dicembre 2003, nonché le annesse relazioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio dei Sindaci, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Consigliere dott. Giuseppe Grasso e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) per l'esercizio dal 1° gennaio 2003 al 31 dicembre 2003;

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 del conto consuntivo – corredato 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.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il conto consuntivo per l'esercizio dal 1° gennaio 2003 al 31 dicembre 2003 – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Ente stesso.

L'ESTENSORE

f.to Giuseppe Grasso

IL PRESIDENTE

f.to Giuseppe David

PAGINA BIANCA

*RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE DEL GRTN
S.P.A. (GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE) PER L'ESERCIZIO 2003*

SOMMARIO

Premessa. – Considerazioni generali – CAPITOLO I – 1. *Quadro di riferimento generale* – 1.1. Note introduttive – 1.2. Le scelte di liberalizzazione e privatizzazione – 1.3. La liberalizzazione del settore – CAPITOLO II – 2. *Organi e personale della società* – 2.1. Organi sociali – 2.2. Il personale dipendente – 2.3. Il personale distaccato – CAPITOLO III – 3. *I principali atti gestionali* – 3.1. L'attività di pianificazione – A. Sicurezza del sistema – B. Sviluppo della rete – C. Andamento dei risultati economico-finanziario – 3.2. Il piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (Pesse) – 3.3. La situazione di sicurezza del sistema elettrico e gli interventi del GRTN – 3.4. L'interruzione del servizio del 26 giugno 2003 – 3.5. L'interruzione del servizio del 28 settembre 2003 – 3.6. La gestione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili – 3.7. Il sistema C.D. «Stove» come sistema transitorio di offerta di vendita di energia – CAPITOLO IV – 4. *Il bilancio del GRTN e delle società controllate per l'esercizio 2003* – 4.1. Il bilancio d'esercizio; criteri di formazione e verifiche del Collegio sindacale – 4.2. Lo stato patrimoniale – 4.3. Il conto economico – 4.4. La gestione finanziaria – 4.5. Risultati economico-finanziari – 4.6. Acquirenti Unico S.p.a. – 4.7. Gestore del mercato elettrico – Conclusioni

PAGINA BIANCA

Premessa

La corte dei Conti ha riferito al Parlamento sulla gestione finanziaria del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (in sigla GRTN) con due relazioni rispettivamente per gli esercizi 1999\2000 (Atti Parlamentari Doc. XV legislatura XIV vol. n. 108) e per gli esercizi 2001\2002 (Atti Parlamentari Doc. XV legislatura XIV vol. n. 225), in esito al risultato del controllo eseguito ai sensi dell'art. 12 della Legge 21 marzo 1959 n. 259.

Si procede, quindi, al presente referto, relativo alla gestione per l'esercizio 2003.

Considerazioni generali

Il GRTN, così come previsto dall'art. 3 del decreto legislativo 79\99 che ha dato attuazione alla direttiva comunitaria 92\96\CEE, è stato istituito con il decreto dell'allora Ministero dell'Industria (ora Ministero delle Attività Produttive in sigla MAP) del 21 Gennaio 2000, assumendo le relative funzioni il 1° Aprile 2000.

La forma organizzativa, quale risulta prescelta dal legislatore nazionale per il GRTN, è quella della società per azioni, la cui partecipazione (capitale di 26 milioni di Euro) è stata assegnata interamente al Ministero del Tesoro (attualmente Ministero dell'Economia e delle finanze) in adempimento di quanto disposto dall'art. 3 comma 4 del D. L.vo 79\99.

La società è chiamata a svolgere nel suo complesso un servizio pubblico, avendo come momento centrale la trasmissione (ossia l'attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa) e il dispacciamento (che è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari).

Detta attività nel suo insieme ha l'obiettivo di garantire continuità e affidabilità di fornitura di energia elettrica in condizioni di sicurezza e di efficienza.

In realtà, le sue due principali sfere d'azione (trasmissione e dispacciamento), come risulta anche da una serie di attività di contorno, che accentuano il carattere di servizio pubblico affidato al GRTN, si inseriscono nella filiera elettrica come un segmento rilevante che, date le condizioni di monopolio naturale connesse alla rilevanza di una rete non duplicabile per la sua importanza economica e tecnica, rappresenta ovvia garanzia sotto il profilo del mantenimento del necessario livello concorrenziale nella filiera.

Al GRTN, l'ENEL ha provveduto a conferire, in ossequio alla previsione normativa, tutti i beni, i rapporti giuridici inerenti le attività affidate, così come il personale precedentemente addetto alle attività di trasmissione, con esclusione della proprietà della rete che è rimasta alla soc. TERNA

Il GRTN è la capofila di una Holding, di cui fanno parte altre due società controllate, rappresentate rispettivamente dal Gestore del Mercato elettrico (ME) e dall'Acquirente Unico (AU).

Secondo la norma istitutiva (art. 3, commi 3 e 6 del D. L.vo 79\99) che evidenzia il carattere di servizio di pubblica utilità affidatogli, il GRTN deve assicurare la sicurezza del funzionamento del servizio nei confronti degli utenti e infine l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, avendo cura di garantire, in base alle condizioni fissate dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il GAS), "a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio".

I rapporti tra il GRTN e la proprietà della rete sono disciplinati da una convenzione tipo definita dal M.A.P. che prevede:

- la competenza del GRTN ad assumere le decisioni in materia di investimenti, gestione e sviluppo della rete;
- una adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti, tenuto conto degli obblighi normativi a carico degli operatori;
- le modalità di accertamento di disfunzioni ed inadempimenti, nonché la determinazione delle conseguenti sanzioni, oltre la possibilità di interventi sostitutivi e di eventuali indennizzi alle parti lese;
- le modalità di coinvolgimento delle Regioni interessate, in ordine agli aspetti di localizzazione, razionalizzazione e sviluppo delle reti.

Tale convenzione tipo è stata approvata con Decreto del MAP in data 22 dicembre 2000 con cui, tra l'altro, è stato fissato il canone annuo corrisposto ai singoli titolari della rete.

Detto canone è costituito da una quota fissa, proporzionale alla quantità di impianti appartenenti a ciascun titolare di porzione di rete, cui va aggiunta una ulteriore quota corrispondente alla disponibilità che ciascun titolare garantisce per i propri impianti e, quindi, da una componente di penalità legata ancora a carenze di detta disponibilità, quale risulta convenuta.

Tra gli elementi che concorrono alla determinazione del canone vi è una componente fissa annuale che, tuttavia, varia in ciascun anno in quanto è il risultato della somma tra il canone base annuo, definito dal GRTN e approvato dall'AEEG, e un coefficiente, che a seconda degli elementi di rete presi in considerazione dipende da vari fattori.

Si tratta, nel dettaglio, di fattori che riguardano rispettivamente:

- totale dei proventi derivanti dal vettoriamento;
- costi per interventi di sviluppo;

- costi delle dismissioni di elementi di rete deliberati dal GRTN;
- coefficiente annuale deliberato dal GRTN ed approvato dall'AEGG.

Nella prassi, quale si ricava dal primo periodo di attività (2000-2003), si è evidenziata per il GRTN, accentuando i caratteri già delineati dal D. L.vo 79\99, una funzione sostanzialmente di tutela di rilevanti interessi generali, correlati alla competitività dell'intero sistema economico nazionale.¹

Si tratta di interessi generali significativamente influenzati dal settore elettrico e per i quali il GRTN ha assunto una serie di compiti mirati ad una attenta tutela; tutela che per le sue implicazioni ha una sua marcata influenza sul sistema Paese (sia per le attività produttive sia per i consumi non ultimi quelli domestici).

In particolare, nel senso di una chiara integrazione del servizio pubblico svolto da detta società, si connotano alcune funzioni aggiuntive quali:

- la pianificazione dello sviluppo e della gestione della rete di trasmissione nazionale;
- la connessione alla rete di trasmissione di nuovi impianti di produzione;
- la qualificazione degli impianti di generazione che producono elettricità da fonti rinnovabili;
- l'emissione dei certificati verdi, che sono un nuovo strumento per l'incentivazione della produzione di energia pulita;
- le attività di acquisto e di vendita sul mercato dell'energia CIP 6, nonché la gestione dell'energia di provenienza estera;
- l'elaborazione delle statistiche del settore elettrico;
- il piano di emergenza per la sicurezza del Servizio Elettrico (PESSE).

Detto assetto è stato completamente ribaltato dal DPCM 11 maggio 2004 recante "criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale".

¹ Con decreto 19 dicembre 2003 n.379 si stabilisce un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva in favore dei soggetti che dispongono di tale capacità, indipendentemente dal diritto di proprietà sui relativi impianti, basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori.

Questo DPCM, adottato su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze di concerto con il Ministero delle Attività Produttive (MAP)- in attuazione della legge 27 ottobre 2003 n. 290- riunifica la gestione e la proprietà in capo ad uno stesso soggetto, la soc. TERNA, e prevede per il futuro una suddivisione di quote di partecipazione tra la Cassa DDPP ed altri soggetti privati.

Capitolo I

1.- Quadro di riferimento generale

1.1 Note introduttive

Ai fini di una compiuta valutazione della posizione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito GRTN) e dei risultati conseguiti dalle sue scelte gestionali, appare utile, per i condizionamenti che ne sono scaturiti, muovere dalla definizione del contesto in cui lo stesso è chiamato ad operare, dando risalto alla importanza che ha nel sistema economico nazionale il settore elettrico unitariamente considerato.

Il tutto, sino a pervenire ad una ricostruzione, sia pure sintetica, di tutte le peculiarità che, dal punto di vista delle scelte di politica economica, hanno contraddistinto detto settore prima e dopo l'ultima riforma del 1999.

Con riferimento al carattere unitario del contesto in cui si trova ad operare il GRTN va rilevato che vi sono evidenti interdipendenze tra le tre aree in cui si articola la filiera elettrica e i rispettivi mercati rispettivamente: della generazione (ovvero della produzione), della trasmissione e della distribuzione.

Va detto anche che, in ragione dell'affidamento al GRTN del servizio di dispacciamento e di altre funzioni connesse al ruolo di servizio pubblico ad esso conferito, esso ha assunto, almeno sino al 2003, nella filiera elettrica una collocazione centrale di coordinamento delle diverse attività, esercitate a monte ed a valle della rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN).

Per quanto attiene poi alla rilevanza del settore elettrico, sul più generale piano dell'economia del nostro Paese, si deve considerare che detto settore, come è di comune dominio, ha una incidenza assoluta in ogni sistema economico, in quanto il fattore energetico rappresenta l'elemento di base imprescindibile per il mantenimento dei livelli minimi di industrializzazione e, più in generale, dei livelli di consumi che sono propri dei Paesi a forte sviluppo economico.

Ora sulla relazione fra economia e domanda elettrica significative sono le recenti analisi sull'intensità elettrica che è la quantità di elettricità (KWH) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Le analisi sull'intensità elettrica indicano che l'energia elettrica, richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto, è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati.

E' stato così osservato che mentre negli altri Paesi l'intensità elettrica viene stimata stazionaria o debolmente calante, in Italia essa mantiene margini di crescita potenziale nel medio periodo.

In previsione si è, pertanto, ipotizzato per i prossimi dieci anni una crescita dell'intensità elettrica complessiva per l'intero Paese pari ad un tasso medio di circa + 0,8 %, per anno, agli stessi livelli riscontrati a consuntivo negli anni '90.

Dai dati statici disponibili, è possibile osservare che nel 2002 si è avuta una crescita dell'intensità elettrica pari a + 1,5 rispetto al 2001 e che per il 2003 la crescita dell'intensità elettrica ha toccato + 2,4% rispetto al 2002.

Nel passare quindi a considerare, sia pure su di un piano di approssimazione generale, le peculiarità della politica economica relativa al settore elettrico, occorre tener presente che, prima della riforma del 1999, per via della nazionalizzazione avvenuta agli inizi degli anni sessanta, si era instaurato un monopolio pubblico quarantennale in cui l'ENEL, impresa pubblica operante nell'intera filiera (generazione, trasmissione e distribuzione,) aveva assunto compiti operativi cui, si erano aggiunte, specie dopo il tramonto del nucleare nazionale e la mancanza di un piano strategico nazionale, funzioni di programmazione del comparto.

Successivamente, in forza del decreto del 16 marzo 1999, n. 79, si è proceduto prima alla separazione delle tre aree di attività che costituivano la filiera elettrica, creando, dei comparti distinti, sia pure con una persistente ridondanza di effetti tra loro; i tre comparti sono stati affidati a diversi operatori attivi rispettivamente nella generazione, nella trasmissione e nella distribuzione (va detto che pur dopo la riforma del 1999 l'ENEL ha mantenuto una significativa presenza sia nella trasmissione attraverso la proprietà della rete che nella distribuzione).

Come dato intrinseco del nuovo sistema, il decreto 79\99, andando al di là di quanto prevedeva la direttiva 92\96\CEE cui intendeva dare attuazione, ha condotto, oltre che alla liberalizzazione, anche alla privatizzazione formale dei principali soggetti operanti nei diversi comparti della filiera.

In effetti, la riforma, superando gli orientamenti perseguiti a livello comunitario da altri Paesi nostri concorrenti, ha previsto, accanto alla liberalizzazione che era la direttrice del nuovo corso auspicato a livello comunitario, delle forme di privatizzazione che, mentre conservano nella mano pubblica una influenza dominante nel settore della generazione, come nel caso dell'ENEL, hanno condotto per la trasmissione alla costituzione del GRTN attraverso una apposita società per azione, il cui capitale è interamente nella titolarità del Ministero dell'Economia.

Quale che sia stata la scelta sottesa al D. L.vo 79\99, vi è da considerare in primo luogo, nell'ottica di una puntuale comprensione dell'attività del GRTN, che il nostro Paese deve scontare una sostanziale debolezza nel settore elettrico, indotta dalla indisponibilità di serie alternative nella alimentazione delle fonti di generazione².

Si tratta di una debolezza che si concreta nella dipendenza dall'approvvigionamento estero di parte rilevante, circa il 16%, della energia destinata ai consumi interni.

A questa mancanza di alternative che già limita pesantemente l'autonomia del nostro sistema produttivo, con riflessi che vanno oltre il settore elettrico, sono da aggiungere altri fattori che svolgono una funzione condizionante di non poco momento in un quadro di notevole criticità.

Infatti, rileva in materia il dato strutturale connesso alla subalternità del settore elettrico nazionale ai mercati petroliferi, del gas e del carbone; cosa che, in ragione dei costi di importazione di detti prodotti, rende più ³ conveniente, rispetto alla produzione propria di energia elettrica, l'acquisto dall'estero di

² Nel corso di un'audizione avvenuta presso la X Commissione Attività Produttive della Camera che conduceva, nel 2002, una "indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia", il GRTN ha rilevato che alla dipendenza dall'estero in termini di capacità di generazione si somma quella in termini di energia e di combustibili primari. In particolare il GRTN ha evidenziato come l'Italia abbia un grado di dipendenza dalle fonti primarie di circa l'80% mentre la media europea è del 40%; livello quest'ultimo che ha comunque indotto l'Unione ad indicare come obiettivo primario la sicurezza degli approvvigionamenti

³ Dalla indagine conoscitiva condotta dalla X Commissione (vedi nota 2) risulta che la produzione elettrica nazionale è legata per il 70% all'uso del petrolio (39%) e del metano (31%) mentre negli altri Paesi europei è per il 70% dipendente dal nucleare e carbone. L'effetto è che il rigido e dominante ancoraggio all'uso degli idrocarburi genera, a sua volta, (secondo la suddetta indagine) una simmetrica dipendenza dagli approvvigionamenti esteri; in una misura di poco inferiore all'85% di tutti i fabbisogni energetici interni e quasi due volte superiore al grado di dipendenza registrato dagli altri 14 Paesi dell'Unione Europea

energia prodotta con tecnologie alternative (nucleare in Francia, Svizzera, Croazia e Grecia; idroelettrico in Paesi nordici come la Svizzera).

L'assenza di una prospettiva adeguata ha finito per influire anche sulle scelte dell'ENEL che, pur dopo la liberalizzazione e la privatizzazione dell'attività di generazione, conserva un ruolo di assoluto rilievo complessivo nel settore elettrico, sino ad influire sulla disponibilità di energia come ha evidenziato la rilevazione, condotta dal GRTN, su incarico del Ministero delle Attività Produttive, a seguito dell'interruzione di energia del giugno 2003.

Tra gli elementi che concorrono allo stato di criticità, che perdura pur dopo l'accollo alla finanza pubblica di rilevanti costi connessi allo smantellamento delle centrali nucleari nazionali, si deve registrare l'esistenza di scelte contraddittorie che non agevolano certo soluzioni capaci di dare una svolta ad una situazione che va accumulando nel tempo aspetti evidenti di crescente problematicità per quella competitività del sistema Paese, che rimane l'unica via percorribile per il mantenimento dell'attuale livello di sviluppo economico.

Si tratta di due casi che hanno attinenza con la continuità della fornitura di energia e quindi con le possibilità di trasmissione di energia elettrica.

Questi eventi come tali, infatti, hanno un certo rilievo sull'attività di trasmissione in quanto, venendo in evidenza attraverso interruzioni del servizio di fornitura, riverberano sulla missione istituzionale del GRTN che come si è anticipato è rivolta a garantire continuità e affidabilità di fornitura di energia elettrica in condizioni di sicurezza e di efficienza.

A titolo esemplificativo si segnalano due casi di situazioni particolarmente critiche.

Il primo caso si riferisce al contratto "take or pay" stipulato nel 1992 dall'ENEL, per l'approvvigionamento di gas naturale liquefatto dalla Nigeria, rispondendo ad indirizzi di diversificazione geografica delle fonti di approvvigionamento energetico del Paese formalmente espressi dal Governo dell'epoca.

Il gas avrebbe dovuto essere rigassificato, secondo i progetti originari, in un impianto da realizzare a Montalto di Castro, sul litorale maremmano.

Il contratto con il produttore nigeriano è stato confermato solo nel 1995, in seguito alla esplicita previsione, da parte del Governo, della realizzazione di un terminale di rigassificazione in Italia.

In realtà, a causa della crescente opposizione delle popolazioni locali, la realizzazione del terminale si è dimostrata impraticabile, costringendo l'ENEL, che aveva garantito l'acquisizione di una fonte di energia alternativa al petrolio, a trasferire le attività di ricezione e di rigassificazione del gas presso un terminale del Nord della Francia, allo scopo di evitare di pagare alla controparte nigeriana le onerosissime penali richieste nel caso di mancato rispetto dei contratti "take or pay".

I riflessi di una tale decisione con riflessi di rilevante momento finanziario, in una situazione di costi energetici già elevati per cause esogene, sono stati affrontati dalla legge 17 aprile 2003 n.83 che ha convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 18 febbraio 2003 n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico che si applicano a partire dal 1 gennaio 2004. A tenore di detto provvedimento, gli oneri generali da trasferirsi nei canoni di utenza sono costituiti da:

- costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dimesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;
- costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzata alla innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per determinate forniture di energia elettrica;
- reintegrazione dei maggiori costi per la localizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'ENEL spa dalla Nigeria

L'altro caso, scelto tra i tanti per una sua emblematicità, concerne la realizzazione dell'elettrodotto Matera-S. Sofia, essenziale ai fini dell'importazione dalla Grecia di energia elettrica (circa 500 MWH a basso prezzo).

Questo secondo caso, oltre ad influire come il primo sulla continuità del servizio, che è tra i compiti istituzionali del GRTN, rientra nella sua diretta sfera d'azione avendo riguardo alla interconnessione con l'estero, attraverso la rete.

Detto elettrodotto, la cui progettazione risale al 1991, con un tracciato pari a 204 chilometri, non è stato ancora completato in quanto dal 1997 gli ultimi

sette chilometri non risultano realizzati per le opposizioni locali a tutela di interessi paesaggistici.

Dopo sei anni, conseguito, in data 21 gennaio 2004, il parere favorevole con osservazioni della Commissione Interparlamentare per le questioni regionali, è stato firmato il 13 febbraio 2004 dal Capo dello Stato uno schema di Decreto Presidenziale che dovrebbe risolvere la questione⁴.

1.2 Le scelte di liberalizzazione e privatizzazione

Come si è anticipato in premessa, nel settore elettrico si è avuta una manifestazione del diverso modo in cui lo Stato ha operato le sue scelte di politica economica, nelle diverse epoche.

Così nel cinquantennio, che parte dal primo dopoguerra, lo Stato assume una funzione imprenditoriale che si attua attraverso la nazionalizzazione delle industrie private del settore, facendo leva sulla disposizione dell'art. 43 della Costituzione.

Accadde così che con la legge n. 1643 del 16/12/1962 fu istituita l'ENEL, cui venne affidato l'esercizio delle attività di generazione (ovvero produzione), trasporto e distribuzione dell'energia elettrica.

Un deciso cambiamento di politica economica conduce, successivamente, lo Stato ad intraprendere il cosiddetto processo di privatizzazione che si prefiggeva alcuni precisi obiettivi che possono rispettivamente riassumersi:

- nell'esigenza di garantire liquidità alla finanza pubblica attraverso l'apporto di rilevanti capitali provenienti dalle dismissioni delle partecipazioni pubbliche;
- nell'obiettivo di garantire nuovi livelli di efficienze alle aziende interessate, in aderenza a quanto impone il mercato;
- nel conseguimento di una vitalizzazione del mercato azionario con attrazione degli investimenti dei risparmiatori verso titoli azionari affidabili.

La prima tappa del processo di privatizzazione risale al D.L. n. 333 del 1992, convertito dalla legge 8 agosto 1992 n. 359, che trasforma l'ENEL,

⁴ Con detto Decreto Presidenziale è stata data "autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio delle opere di cui al progetto di variante del tracciato dell'elettrodoto Matera S. Sofia ricadente nei comuni di Rampolla e di Melfi".

assieme all'ENI, all'IRI e all'INA in altrettante società per azioni concessionarie delle rispettive attività riservate per legge.

Secondo il programma di riordino dell'allora Ministero del Tesoro si prevedeva, per l'ENEL, di mantenere l'unità dell'azienda, con lo scopo di permettere l'utilizzo di ampie economie di scala fondate su di una valorizzazione produttiva che risultasse essere apprezzata dal mercato.

Nel maggio 1994 con D.L. 332, convertito con modificazioni con legge 30 luglio 1994 n. 474, sono state affrontate alcune importanti questioni relative:

- alla costituzione di una Autorità;
- alla fissazione di alcuni criteri relativi all'azionariato ed ai diritti di voto dopo la privatizzazione.

L'assetto dell'ENEL, in questo periodo, non veniva modificato in quanto prevaleva l'orientamento di mantenere la struttura del settore elettrico nella sua forma originaria, avendo di mira essenzialmente il rapido collocamento delle azioni.

In questo quadro in evoluzione, si inserisce in sede europea l'approvazione, in data 19 dicembre 1996, da parte del Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea della direttiva 96\92\CEE concernente norme comuni per il Mercato Interno dell'Energia elettrica.

I principi fondamentali della direttiva riguardano:

- liberalizzazione della generazione di energia elettrica. In forza di tale orientamento si prevede che gli Stati membri per la costruzione di nuove centrali possono scegliere, nel quadro legato alla sussidiarietà, tra un sistema di autorizzazioni ovvero uno incentrato sulle procedure di appalto;
- obbligo di "separazione contabile" tra l'attività di produzione, trasmissione e distribuzione, ma anche di separazione "gestionale" della trasmissione dalle altre attività del mercato elettrico;
- accesso alla rete di trasmissione attraverso tre procedure a scelta dei Paesi membri e costituite rispettivamente da: accesso negoziato; regolamentato; mediato dall'acquirente unico;
- instaurazione di un duplice mercato; il primo un mercato libero, caratterizzato dalla presenza dei c.d. "clienti idonei"; l'altro un mercato vincolato sottoposto a regime tariffario, costituito dai clienti di massa;

- la creazione, da parte degli Stati membri, di un Gestore che si occupi del funzionamento, della manutenzione e dello sviluppo della rete di trasporto e distribuzione.

La trasposizione nell'ordinamento italiano della direttiva 96/92/CEE è avvenuta con la legge 128 del 1999, contenente "norme per il mercato dell'Energia elettrica".⁵

Detta legge delegava il Governo a dare attuazione alla direttiva, provvedendo, con propri decreti legislativi, da emanare entro un anno, nel rispetto dei principi e dei criteri direttivi stabiliti dalla stessa legge delega.

La genericità dei principi fissati dalla legge delega e l'estrema flessibilità della stessa Direttiva, hanno affidato al Governo ampi spazi di discrezionalità sul definitivo assetto da realizzare nel settore.

In effetti, i contenuti della normativa di delega sono stati disegnati a maglie larghe, così da consentire al decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79 una radicale riforma del sistema elettrico, attuando in primo luogo la separazione delle diverse fasi del servizio che nel precedente regime erano integrate all'interno del monopolio pubblico.

La liberalizzazione avrebbe dovuto garantire, andando oltre quanto avveniva a livello degli altri paesi ed in particolare della Francia che conserva tuttora all'EdF una posizione di monopolio pubblico, il passaggio ad un sistema concorrenziale per la selezione dei produttori che avrebbero dovuto servire il mercato.

1.3 La liberalizzazione del settore

Nel nostro Paese, dando attuazione alla scelta comunitaria, attraverso il decreto 79/99, si impone all'operatore nazionale monopolista di ridimensionare la propria quota di produzione.

⁵ L'adozione definitiva, avvenuta il 26 giugno 2003, della direttiva 54/2003/CE, con cui si introduce un nuovo pacchetto di liberalizzazione del mercato elettrico, ha condotto all'abrogazione della direttiva 96/92/CE. Con la nuova direttiva, si sancisce che dal 1 luglio 2004, tutti gli stati membri dovranno liberalizzare l'utenza non civile di energia elettrica, fino alla completa apertura del mercato elettrico che avverrà entro il prossimo 2007. Con la nuova direttiva 54/2003/CE è entrato in vigore anche il regolamento CE 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Si dispone così che dal 1 gennaio 2003 nessun operatore potrà produrre o importare più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta ed importata sul mercato nazionale, con l'effetto che l'ENEL ha dovuto cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva secondo un apposito piano di dismissione.

Questa scelta evidenzia due punti nodali della politica di liberalizzazione nel settore elettrico, facenti riferimento l'uno alla situazione che sullo stesso terreno contraddistingue la politica di alcuni dei nostri "partners" europei, l'altro aspetto fa riferimento al panorama nazionale.

Per la situazione internazionale, va detto che la scelta di immediata liberalizzazione perseguita dal D. L.vo 79\99, ha evidenziato una certa unilateralità che ha trovato l'intoppo nei diversi comportamenti seguiti da alcuni Paesi nostri diretti concorrenti come la Francia, suggerendo a posteriori soluzioni di ripiego, sul piano delle politiche concrete di settore.

Infatti, mentre in Italia si procedeva, fuori da un coordinamento di livello comunitario, a dare immediata attuazione alla liberalizzazione nel settore della produzione elettrica, in Francia persisteva la situazione di monopolio intestata alla EdF (Electricité de France) che consolidava, con prevalenza sul mercato italiano, la sua florida posizione di esportatore e di monopolista nazionale, sostenuto generosamente dallo stato francese.

E' accaduto così che dopo l'acquisizione da parte dell'EdF di una partecipazione in Edison, che è titolare di una quota azionaria maggioritaria in una delle GENCO costituite dopo la dismissione ENEL, il Governo ha dovuto provvedere, per la salvaguardia degli interessi nazionali minacciati, al congelamento del diritto di voto dei francesi nella stessa Edison.

Il tutto mentre la Commissione Europea chiedeva al gruppo francese di restituire 880 milioni di Euro ricevuti sotto forma di sgravi fiscali costituenti aiuti di Stato contrari alle norme di liberalizzazione, nonostante le richieste già avanzate dalla stessa Commissione europea nell'ottobre 2002.

Quale che siano gli effetti della scelta operata dal D. L.vo 79\99, resta fermo che all'art. 8 del decreto 79\99 si prevede di seguire, scegliendo tra i due sistemi rispettivamente di autorizzazioni e di gare pubbliche delineati dalla direttiva comunitaria, la procedura di autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti di produzione.

Al fine di accelerare i tempi dell'apertura del mercato alla concorrenza, è quindi intervenuta la legge 9 aprile 2002 n. 55 (c.d. legge sblocca centrali) che ha provveduto a semplificare le procedure di autorizzazione relative alla costruzione ed all'esercizio di impianti di potenza superiore a 300 MW.

Il fine della semplificazione è perseguito attraverso una procedura unificata e semplificata, riferita a ciascuna categoria di impianto nonché mediante il rilascio, in tempi determinati, di un unico provvedimento riguardante sia l'impianto principale che le opere connesse e le infrastrutture necessarie al suo esercizio.

In estrema sintesi si è inteso, con il D. L.vo 79\99, favorire, in un primo momento, la concorrenza nel mercato dell'energia elettrica attraverso la riduzione forzata delle dimensioni dell'operatore dominante ed il trasferimento di parte dei suoi "assets" ad operatori concorrenti.

Tale processo è risultato, come si è riferito, in controtendenza con lo sviluppo reale del mercato europeo; e così pure le privatizzazioni operate nel settore, che si proponevano di perseguire la salvaguardia della sicurezza e dell'economicità del sistema di generazione elettrica, quale pure era previsto dalla legge delega, hanno visto, tuttavia, privilegiare l'obiettivo di drenare liquidità sul mercato azionario rispondendo alle diverse esigenze di finanza pubblica più che alla sicurezza ed all'economicità del sistema di generazione elettrica.

Ciò sebbene lo stesso DPEF 2002\2003 avesse invano ribadito l'esigenza di "procedere alle operazioni di privatizzazione ed alle dismissioni di partecipazioni pubbliche in una ottica che non tenga conto soltanto delle esigenze di carattere finanziario, ma contribuisca a determinare un miglioramento generale delle condizioni produttive del mercato", "in termini tali da concorrere alla efficienza e alla competitività del sistema economico".

La Corte dei Conti, già nelle relazioni concernenti gli esercizi precedenti del GRTN aveva evidenziato come la separazione tra proprietà, (TERNA) e gestione (GRTN) determinasse aspetti di criticità nell'attività di esercizio degli impianti e di conduzione degli stessi, sottintendendo che per una corretta gestione il soggetto incaricato della stessa ne avesse la titolarità.

Nella relazione rassegnata dalla Corte si affermava che "in presenza di una tale situazione, che accresce confusione nel quadro complesso del processo di liberalizzazione del sistema elettrico, la Corte aveva rappresentato l'esigenza

di addivenire, in tempi brevi, alla riunificazione della proprietà e della gestione della rete nazionale in un unico soggetto, come già indicato sin dal 2002, tra gli obiettivi del documento di programmazione economica e finanziaria".

Questa unificazione da attuarsi in esecuzione dell'art. 1 ter della legge 27 ottobre 2003 n. 290, è stata oggetto del DPCM 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per la unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale.⁶

⁶ Con legge 27 ottobre 2003 n. 290 è stato convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 29 agosto 2003 n. 239 recante misure urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Tale provvedimento detta misure per un diverso assetto ed organizzazione della rete elettrica nazionale. In particolare demanda ad un DPCM la definizione dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN e per la gestione del soggetto che risulterà dalla unificazione. La legge 290/03 introduce alcune modifiche al D.Lvo n. 79/99, mentre viene disposta la successiva privatizzazione del soggetto che risulterà dall'unificazione della proprietà e della gestione. Al fine, poi, di assicurare la terzietà e neutralità rispetto agli altri operatori del settore, viene anche previsto che, a decorrere dal 1° luglio 2007, nessuna società operante nel settore elettrico nei comparti diversi dalla trasmissione, possa detenere quote superiori al 20% del capitale del nuovo soggetto in cui risultano unificati proprietà e gestione della rete.

Capitolo II

2.- Organi e personale della società

2.1.- Organi sociali

In data 3 luglio 2003 si è tenuta la riunione dell' l'Assemblea Ordinaria della Società GRTN, durante la quale, si è preso atto che, con la contestuale approvazione del Bilancio 2002 di cui al primo punto all'ordine del giorno, era venuto a naturale scadenza il Consiglio di Amministrazione della società già nominato dall'Assemblea del 15 febbraio 2000 , con una durata fissata per tre esercizi.

Nel procedere all'aggiornamento della composizione del nuovo Consiglio di Amministrazione, l'Assemblea ha tenuto conto di quanto disponeva in materia l'art. 2380 del c.c. (prima della recente riforma del diritto societario), a tenore del quale, se l'atto costitutivo non stabilisce il numero degli amministratori, ma ne indica solamente un numero massimo e minimo, spetta all' Assemblea determinare il numero degli amministratori da nominare.

Su tale fondamento, il rappresentante dell'Azionista Unico del GRTN, che è il Ministero dell'Economia e delle Finanze, nel corso di detta Assemblea del 3 luglio 2003 ha illustrato una proposta di deliberazione elaborata d'intesa tra lo stesso Ministero ed il Ministero delle Attività Produttive ai sensi degli artt. 3, comma 4 del D. L.vo 79\99 e dell'art. 8.1 dello Statuto sociale.

In piena adesione a detta proposta, l'Assemblea, ha aumentato il numero degli amministratori deliberando che *"i componenti del Consiglio di Amministrazione sono determinati nel numero di 7 (sette), per la durata degli esercizi 2003, 2004,2005 e fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2005"*, elevando, in tal modo, il numero originario di cinque componenti.

La stessa Assemblea, quindi, ha nominato i sette membri del CdA. di cui uno risulterà sostituito nel corso del 2003.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 2380, u.c., del codice civile, secondo il quale in assenza di una diversa disposizione dello Statuto Sociale, il Consiglio di Amministrazione sceglie tra i suoi membri il Presidente se questi non è nominato

dall'Assemblea, la stessa, nel corso della stessa riunione, ha nominato il Presidente.

Il compenso per i componenti del Consiglio di Amministrazione veniva determinato in Euro 40.000 per il Presidente ed in Euro 20.000 per tutti gli altri componenti.

Successivamente, il Consiglio di Amministrazione, nella sua nuova composizione, in occasione della riunione del 4 luglio 2003, procedeva a norma dell'art. 24.1 dello Statuto sociale alla nomina del nuovo Amministratore delegato.

A seguito della modifica introdotta nello statuto sociale ed in forza di quanto deliberato dall'Assemblea straordinaria del GRTN tenutasi il 6 ottobre 2003, è consentita l'attribuzione di specifici compiti a più consiglieri nonché il conferimento di una delega al Presidente, circoscritta in modo da non interferire con la gestione

In particolare, risulta formalizzata con la delibera del CdA del 21 ottobre 2003 l'attribuzione al Presidente, salvo l'obbligo di mantenere opportuni contatti con l'Amministratore delegato, di compiti concernenti specifiche materie elencate nella stessa delibera.

Le materie attribuite in tal modo al Presidente concernono:

- comunicazione ed immagine, con la facoltà di avvalersi anche di esperti esterni; nonché relazioni internazionali;
- studi nel settore energetico, mantenendo rapporti con il mondo scientifico e proponendo al Consiglio l'assunzione delle relative iniziative.

Inoltre, al Presidente, sempre secondo detta delibera del 21 ottobre 2003, è delegato il potere di sottoscrivere tutte le convenzioni e gli atti contrattuali connessi alle attività a lui riservate "assicurando di detti atti, contratti e convenzioni la corretta attuazione e predisponendo le necessarie verifiche e controlli, senza preventiva delega del CdA, fino ad un importo di euro 100.000, 00, con facoltà di delega per singoli atti o categorie di atti ai sensi dell'art. 24.2 dello Statuto".

In particolare, nella stessa data il Consiglio ha approvato l'instaurazione di un rapporto di lavoro dirigenziale a tempo indeterminato con l'Amministratore delegato, alle dipendenze del CdA per un compenso annuo lordo di 150.000,00

euro, oltre il riconoscimento di quanto previsto dal CCLN dei dirigenti di azienda industriali applicato ai dirigenti del GRTN.

Nello stesso tempo, veniva previsto, sempre nella citata delibera del 4 novembre, il riconoscimento per la carica di Amministratore delegato, ai sensi dell'art. 2389 c.c., secondo comma c.c., la corresponsione di un compenso globale sino a 290.000,00 (170 quale parte fissa e 120 quale parte variabile che non ha avuto per il 2003 parametri obiettivi di riscontro) euro annui lordi dalla data di conferimento delle deleghe (4 luglio 2003) sino al mantenimento dell'incarico.

Nel prosieguo è stato sottoposto al CdA una proposta tesa a definire, in rapporto ai compensi del Presidente e dell'Amministratore delegato ex art. 2389 c.c., una articolazione in una parte fissa ed in una parte variabile, da corrispondere quest'ultima al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati alle funzioni loro affidate e definiti dal CdA ovvero da un "compensation committee" all'uopo costituito.

Va evidenziato che per la liquidazione della parte variabile della retribuzione sino al 31 dicembre 2003 si è provveduto intendendosi dovuta tale prestazione indipendentemente del raggiungimento convenzionale degli obiettivi e da una valutazione del "compensation committee", stante il suo mancato insediamento.

Entrambe le determinazioni inoltre prevedono, sia per il presidente che per l'amministratore delegato, un trattamento di fine mandato (TFM) pari ad 1\12 degli emolumenti complessivamente goduti nell'arco del mandato, che non era stato riconosciuto nella precedente consiliatura e non trova applicazione in molte altre società pubbliche implicando l'esigenza di specifiche direttive da parte del Ministero azionista.

Peraltro, restando in materia di compensi da disporsi a favore dei componenti del CdA "investiti di particolari cariche", in conformità a quanto previsto dall'art. 2389, va rilevato che su proposta di un consigliere formulata nel corso della riunione del CdA del 4 novembre 2003 si è proceduto, ai sensi dell'art. 18.1 dello Statuto sociale, alla nomina del vice presidente ed alla attribuzione di compenso aggiuntivo per detta carica.

Nella sostanza, si può rilevare come nella nuova fase iniziata il primo luglio 2003 gli oneri per il funzionamento degli organi societari di vertice hanno subito un incremento.

I compensi per incarichi esecutivi sono stati tutti determinati sentito il parere del Collegio sindacale (art. 2389, secondo comma, codice civile).

2.2 Il Personale dipendente

Si premette che la struttura organizzativa della società, che si identifica nelle direzioni centrali nonché nell'organizzazione territoriale risulta stabilita nel 2001. Da e non modificata, mentre si è registrato un ampliamento dell'organico complessivo.

L'affinamento dell'esperienza operativa dal 2001 ha fatto emergere delle significative criticità nella gestione delle attività di programmazione dell'esercizio, tali da indurre alla costituzione nel corso del 2003 di una task-force tecnico operativa nell'attività di programmazione dell'esercizio costituita appunto dalla direzione dispacciamento e dalla unità esercizio rete.

A valere dal 2004 si è definito il criterio di determinazione del sistema di incentivazione al personale dipendente correlandolo ad obiettivi predeterminati che rispondono a specifici parametri di riferimento, al di là della soglia comune di ammissibilità di detto beneficio (il c,d, "cancello") legato al mancato manifestarsi di disservizi, nell'erogazione dell'energia (indice di disalimentazione 2003 quale condizione per l'erogazione piena dell'incentivo).

Va notato che il parametro prescelto è connesso, peraltro, all'anno (2003) che ha registrato il maggiore disservizio, nella pur recente storia del GRTN.⁷

Questa previsione, deliberata dal CdA nella seduta del 20 luglio 2003, pone termine al sistema vigente in cui la corresponsione dell'incentivazione era indipendente dalla verifica degli obiettivi raggiunti. e dà attuazione ad una evidente finalità di efficienza.

Sul terreno dell'assetto organizzativo del personale del GRTN, va riferito della distribuzione, del personale all'esterno del GRTN (MAP-AEEG); distribuzione che influisce sulla composizione numerica complessiva della dotazione di personale in servizio presso il GRTN.

Si tratta di un forte contingente di personale distaccato (57 unità), con riflessi sulla gestione interna evidenziandosi che mentre alla data del

⁷ Tuttavia per gli organi di vertice (Presidente ed Amministratore delegato) il conseguimento degli obiettivi di cui è correlata la corresponsione del premio incentivante è avvenuta in modo automatico per il 2003 essendo mancata ogni valutazione del Comitato appositamente costituito.

30/04/2003, la dotazione complessiva del GRTN ammontava a 703 dipendenti di cui 44 dirigenti, due dei quali distaccati al MAP ed uno distaccato alla Cassa Conguaglio del Settore elettrico, nel prosieguo si è registrato un progressivo incremento.

Alla data del 30 giugno 2004, infatti, pur dopo che era chiaro il ridimensionamento della funzione del GRTN- per effetto del trasferimento del ramo d'azienda a TERNA Spa - a fronte dell'aumento del numero complessivo dei dipendenti arrivati a 772, dai 703 appena citati, per i dirigenti si è passati da 44 a 60.

Pertanto, dall'esame della situazione di dettaglio, quale risulta essere in atto, si evidenziano due vicende che appaiono porre in risalto alcuni profili meritevoli di approfondimento.

La prima situazione che viene in evidenza concerne l'impiego di personale del GRTN presso il Ministero per le Attività Produttive (MAP), così come, si segnala la speculare vicenda dell'impiego di personale del GRTN presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE), la cui dotazione di personale è per oltre il 90% costituita da detto personale del GRTN in posizione definita di "distacco".

Nelle sottostanti tabelle è riportato il numero di dipendenti del GRTN (interni e distaccati) presenti in servizio negli anni 2003 alle date del 1° gennaio, 1° luglio e 31 dicembre, suddividendo Dirigenti ed Impiegati (Quadri + Impiegati + Operai).

Il 31 dicembre 2003 il personale in servizio ammontava a 745 unità, di cui 50 dirigenti, facendo registrare un incremento pari al 6%.

Anno 2003	Personale in servizio			Variazioni percentuali		
	01/01/03 (a)	01/07/03 (b)	31/12/03 (c)	1°semestre [(b-a)/a]	2°semestre [(c-b)/c]	Anno 2003 [(c-a)/a]
Dirigenti	43	44	50	2%	14%	16%
Impiegati	659	667	695	1%	4%	5%
Totale	702	711	745	1%	5%	6%

La situazione appena descritta ha avuto un evidente impatto sull'andamento degli oneri finanziari accollati al GRTN così come si ricava dalla tabella di seguito riportata:

	2000	2001	2002	2003
Costo del lavoro (€*1000)	42.480	44.735	46.020	48.675
Variazione percentuale del costo del lavoro	---	5,3%	2,9%	5,8%
Salari/stipendi (€*1000)	29.399	31.774	32.470	34.469
Variazione percentuale dei salari/stipendi	---	8,1%	2,2%	6,2%
Consistenza numerica al 31/12	660	698	702	745
Variazione percentuale della consistenza numerica	---	5,8%	0,6%	6,1%

Nel 2002 l'aumento percentuale del costo del lavoro (+2,9%) è superiore all'aumento percentuale della dotazione di personale (+0,6%).

2.3.- Il Personale "distaccato"

Con riferimento al personale GRTN in attività di servizio, definito come "distaccato" presso il M.A.P., risulta che nell'ambito della cessione di ramo d'azienda da parte della società ENEL, avvenuta il 2 agosto 1999, furono trasferiti al GRTN 30 dipendenti per i quali era già in atto, da anni, il "distacco" presso l'allora Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato.

In quella occasione, il Ministero chiese al GRTN la conferma dei "distacchi" di 24 dipendenti già in essere, invocando l'art 3, comma 15, del D. L.vo n.79\99, che prevede un generico "supporto tecnico", da attuarsi con idonee modalità organizzative, "per il rispetto degli adempimenti relativi all'attuazione del decreto di riordino del settore elettrico".

Nel corso del 2001 è stata sottoscritta, tra GRTN e Ministero, una "nota esplicativa" intesa a disciplinare le modalità di fornitura del supporto tecnico sino alla data del 30 giugno 2003.

Allo scadere di quest'ultima data, il Ministero ha chiesto la conferma dei "distacchi" già in essere ed un ulteriore potenziamento del "supporto tecnico" fornito.

Con l'assenso dell'AEEG, in data 28 novembre 2003 è stata così sottoscritta una convenzione tra GRTN e Ministero, che nello specificare le modalità di fornitura del "supporto tecnico" precisa che:

- gli oneri relativi e conseguenti al "supporto tecnico" rientrano tra le spese di funzionamento del GRTN e sono coperti finanziariamente dal corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale, nel limite autorizzato dall'AEEG di 1,7 milioni di euro su base annua;
- in considerazione delle esigenze di potenziamento del "supporto tecnico" al Ministero è riconosciuta la possibilità di richiedere - in aggiunta a quelli già in essere alla data di sottoscrizione della convenzione - ulteriori distacchi di risorse umane, normalmente di personale qualificato (art. 4 della convenzione, comma 4.2);
- il GRTN, dal suo canto, si riserva la possibilità di garantire il "supporto tecnico" anche attraverso strumenti diversi e concorrenti tra loro come "il ricorso a tipologie contrattuali differenti dal rapporto di lavoro a tempo indeterminato" (art.4 della convenzione comma 4.5).

Si deve rilevare, altresì, che il GRTN è divenuto titolare, subentrando all'ENEL, dei contratti individuali di lavoro, a suo tempo stipulati dall'ENEL, del personale ENEL in servizio presso la CCSE dal 1 settembre 1987 concernenti 29 unità.

Dopo una fase contenziosa tra GRTN e CCSE circa i poteri di gestione del personale distaccato, si è, quindi, pervenuti alla stipula di una apposita convenzione, in data 31 luglio 2003, con la quale è stata definita la posizione di n. 31 unità.

Capitolo III

3. I principali atti gestionali

3.1.- L'attività di pianificazione

Per la prima volta dopo diversi esercizi da quando il GRTN è divenuto operativo, sono state sottoposte al CdA, nella seduta del 4 novembre 2003, le "prime linee guida per la redazione del Piano Strategico".

Si tratta di un approccio razionale, diretto a ridurre - con una accorta pianificazione che investe i diversi settori, coordinandoli in una ottica convergente capace di bilanciarla adeguatamente - la spinta degli aspetti critici.

Aspetti critici che concernono una gestione strutturalmente condizionata da diversi fattori quali:

- un'insufficiente produzione nazionale;
- una non adeguata situazione di efficienza del parco di generazione;
- una rilevante quota di importazione dall'estero, mediamente del 16% con punte notturne altissime.

Il documento, sottoposto ed approvato dal CdA, si articola in tre parti riguardanti rispettivamente:

- sicurezza del sistema;
- sviluppo della rete;
- andamento dei risultati economico-finanziari.

A - SICUREZZA DEL SISTEMA

Per quanto attiene la sicurezza del sistema, dopo aver previsto una variazione della capacità di riserva con un aumento, che tiene conto dell'incremento dell'importazione da 5.400 a 5.500 MWh, cui vanno ad aggiungersi 1.200 MWh che si giovano dell'apporto di nuovi impianti e di un saldo del repowering, si prevedeva per il 2004 una punta estiva di 55.500 MWh ed una riserva pari a 1.500 MWh.

Per l'incremento della capacità disponibile, le linee del piano strategico introducono, come potenziale contributo alla copertura della punta estiva - per la

quale si stima, per il 2004 una quota di 55.500 MWh a fronte dei 53.100 MWh del 2003 - una diversa tipologia di interventi per una disponibilità complessiva di 7.200 MWh.

B - SVILUPPO DELLA RETE

Dalle linee di piano si apprende che le linee realizzate dal 2001 al 2003 riguardano una sola rete per una estensione di 205 Km, mentre le linee previste in realizzazione nel "piano triennale di sviluppo" (PTS) per il periodo 2004\2006 riguardano un complesso di 11 linee per un totale di 1.088 Km..

Prendendo spunto dalle indicazioni del Piano Strategico si può dare ingresso, alla valutazione della seconda attività di pianificazione che attiene al Piano di sviluppo della rete (PTS).

Va rilevato che il quadro di riferimento generale, all'interno del quale sono state effettuate le valutazioni del piano di sviluppo della rete (PTS), è costituito dalle previsioni della domanda di energia elettrica in Italia.

Tali previsioni coprono un arco temporale che va dal 2003 al 2013, ricollegandosi, da un lato, ad una suddivisione del territorio nazionale in macroaree geografiche e, per altro verso, alla disaggregazione dei consumi di energia elettrica senza fare distinzione tra mercato libero e vincolato.

Nell'attuale contesto di stagnazione economica, ipotizzando un positivo evolversi dei fattori di perdurante incertezza, si è prospettata per l'economia italiana una ripresa della crescita con un PIL in evoluzione positiva del 2,4% medio annuo a partire dal 2005 ed una media complessiva del 2,3% nel periodo 2003-2013.

Nel nuovo piano triennale di sviluppo, per la crescita della domanda elettrica, un elemento di novità rispetto al precedente piano riguarda un'inversione della domanda nel settore domestico che, dai tassi medi annui di sviluppo prossimi nell'ultimo decennio all'1%, si è di recente raddoppiato.

Partendo da una domanda di energia elettrica che per il 2003 si è attestata sui 319,7 miliardi di KWH (+ 2,9% rispetto al 2002), si ha una previsione di crescita, per il periodo 2003-2013, secondo un tasso medio annuo del 3,1% sino ad arrivare nel 2013 a 433 miliardi di KWH.

PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA PER AREE GEOGRAFICHE

TWh	2003	2004	2006	2013	Tasso medio annuo
NORD	174,6	179,0	188,4	236,2	+3,1
CENTRO	58,2	60,6	64,7	79,6	+3,3
SUD	53,3	55,3	60,1	73,0	+3,0
ISOLE	33,6	35,6	37,8	44,2	+2,8
ITALIA	319,7	330,5	351,0	433,0	+3,1

Il GRTN, in base alla convenzione di concessione della gestione della rete nazionale, ha predisposto il primo piano triennale di sviluppo 2001-2003. Detto programma in quanto scorrevole è soggetto all'aggiornamento annuale così che, dopo la realizzazione solo parziale degli interventi programmati nel piano triennale 2001-2003, è stato predisposto il piano triennale 2002-2004 che attraverso la definizione delle nuove iniziative da intraprendere ha riconfermato ed ampliato quanto previsto nel precedente piano triennale.

C. ANDAMENTO DEI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Dei risultati economico-finanziari si darà conto nella parte della presente relazione dedicata all'analisi del bilancio 2003.

3.2 – Il piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (Pesse)

Nell'ottica della sicurezza del servizio affidato come sua missione istituzionale al GRTN si pone, inoltre, un terzo momento di pianificazione, rappresentato dal piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE); per detto piano si deve evidenziare che il GRTN nel perseguimento della sua funzione di servizio pubblico è tenuto a garantire la continuità e la sicurezza del sistema elettrico.

Nello specifico, il PESSE ha essenzialmente lo scopo di evitare disagi prolungati alla singola utenza in caso di deficit persistenti tra richiesta di potenza e capacità di produzione.

La minimizzazione dei disagi all'utenza è perseguita attraverso una procedura apposita che prevede:

- una selettività del piano, atta a garantire tutte le utenze essenziali all'ordine pubblico, alla sanità ecc;
- la conoscenza preventiva che ogni singolo utente deve avere del turno (giorno della settimana, ora, durata) in cui rischia l'interruzione del servizio, evidenziata dai distributori;
- la diffusione complementare di avvisi da perseguirsi attraverso i moderni mezzi di comunicazione.

Laddove lo squilibrio tra richiesta di potenza e capacità di produzione sia prevedibile e controllabile con interventi di tipo manuale, il PESSE rappresenta il più efficace strumento operativo per il controllo del sistema elettrico che consente di prevenirne il degrado, di evitare le conseguenze rappresentate dal c.d. "black out" e di ripristinare il minimo di riserva operativa per eventi accidentali.

3.3 La situazione di sicurezza del sistema elettrico e gli interventi del GRTN

Come si è anticipato, con riferimento alla posizione del GRTN nell'ambito della filiera elettrica, sua responsabilità primaria è quella di garantire che la gestione della rete avvenga con continuità e sicurezza, finalità per le quali rileva essenzialmente il dispacciamento che è, in forza della definizione che ne dà il D. L.vo n.79\99, 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".

Secondo il richiamato provvedimento n.79\99, il dispacciamento operato dal GRTN è di tipo "passante", vale a dire che il gestore riceve i programmi dai produttori li rende compatibili con la gestione tecnica della rete e con eventuali vincoli strutturali della stessa.

Va anche detto che attività propedeutica ed essenziale alla funzione di dispacciamento è la previsione del fabbisogno e in particolare la programmazione settimanale, funzionale a verificare la disponibilità degli impianti per la settimana.

Successivamente, sulla base delle dichiarazioni dei produttori sarà elaborato l'ordine di merito economico che determinerà l'utilizzazione degli impianti medesimi; la programmazione per il giorno successivo, verificata ulteriormente la disponibilità degli impianti, serve a determinare quali impianti saranno chiamati a produrre tenendo conto dei vincoli strutturali e contingenti della rete e delle necessità di riserva operativa.

Pertanto, la continuità del servizio va intesa in relazione a questo tipo di dispacciamento, senza omettere, però, di considerare che un ruolo particolare esercita la specificità strutturale del sistema elettrico nazionale.

In sintesi, si intende evidenziare che non compete al GRTN approvvigionare le risorse di potenza necessarie a garantire la copertura del fabbisogno, il che significa che con la potenza resa disponibile dai proprietari degli impianti di generazione nazionale e dall'estero in ogni dato momento, il Gestore ha l'obbligo di garantire il servizio in ragione del fabbisogno richiesto nello stesso momento.

L'effetto di un tale stato di cose, è che le risorse, sulle quali il GRTN può contare per garantire il servizio di dispacciamento, derivano esclusivamente dagli impianti di generazione nazionale e dall'importazione.

Ne consegue da tutto quanto precede, che ogni valutazione tesa ad accertare la responsabilità del GRTN nel caso del verificarsi di interruzioni del servizio, siano esse programmate o meno, deve tener conto del fatto che il parco di generazione italiano da lungo tempo non permette l'esercizio del sistema con sufficienti margini di sicurezza, considerato che gli standard internazionali prevedono una media di circa il 20% di riserva strutturale.⁸

Una conferma si rileva dalla situazione della **potenza disponibile** quale è sintetizzata nella tabella che si ricava dal rapporto del GRTN, richiesto dal M.A.P. sulle attività 2002\2003. (vedi tabella di pag. 34)

Si rileva, inoltre, che il GRTN, con riferimento alla potenza installata e alla potenza disponibile che ha alimentato contrasti sull'opportunità di aumentare con nuove centrali il parco di generazione nazionale, ha fornito una dettagliata

⁸ Per riserva strutturale si intende La riserva totale (strategica di sistema) data dalla somma della riserva operativa (riserva che deve essere disponibile immediatamente, costituita dalla potenza disponibile per la regolazione primaria, secondaria e terziaria) e della riserva di sistema (cioè dalla potenza che deve essere tenuta a disposizione in caso di manutenzione, grandi indisponibilità ecc.)

relazione sullo stato del parco di generazione secondo le diverse tipologie degli impianti idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici.

Nel dettaglio, il GRTN ha evidenziato come:

1. per la fonte idroelettrica, l'indisponibilità di circa 7.000 MW fosse da ricondurre a motivi di scarsa idraulicità, oltre ad avarie o limitazioni per cause esterne;
2. per la fonte termoelettrica la indisponibilità di circa 19.700 MW fosse da ricondurre ad una indisponibilità media per cause non programmabili degli impianti di sola produzione elettrica di circa il 15% per un ammontare complessivo di 5.250 MW. Il tutto, oltre al fatto di una indisponibilità media per cause non programmabili pari a circa il 50% per gli impianti di cogenerazione per un ammontare complessivo di 5.200 MW. La indisponibilità media è dovuta al fatto che la potenza efficiente riportata in statistica è relativa a condizioni ottimali che difficilmente trovano riscontri nella pratica. Infine una causa ulteriore di indisponibilità è rappresentata dagli arresti di lunga durata, ripotenziamenti, adeguamenti ambientali e mancate autorizzazioni;
3. per la produzione eolica e fotovoltaica si deve evidenziare una rilevante discontinuità, con la conseguenza che si considera una potenza disponibile alla punta del 25% della potenza installata.

In coerenza con tali dati, il GRTN sin dal gennaio 2001 ha in diverse sedi evidenziato il deficit strutturale di potenza presente in Italia e le conseguenze di segno negativo che una tale situazione avrebbe potuto avere sulla gestione del sistema elettrico e sulla copertura del fabbisogno.

In sostanza, è risultato che pur in presenza di consumi crescenti nonché della sostanziale tendenza all'equiparazione della punta estiva con la punta invernale, non si sono registrati significativi aumenti nella potenza efficiente installata.

A tale squilibrio il GRTN ha ovviato, nei limiti delle proprie competenze, determinando un sensibile aumento della capacità di interconnessione con l'estero, pari ad un incremento nel triennio del 22,5% oltre una serie di interventi migliorativi della Rete di Trasmissione Nazionale.

In un tale contesto, ove si verifichi un regime di carenza o assenza di "riserva operativa " si può pervenire per il sistema elettrico ad una condizione di "allarme" che può, successivamente evolvere ad una condizione di "emergenza"

se gli eventi negativi si susseguono senza possibilità di controllo da parte degli operatori.

Per prevenire e/o fronteggiare efficacemente le condizioni di "emergenza" sono stati predisposti i "piani di difesa" del sistema elettrico; detti piani consistono in azioni manuali e/o automatiche sostanzialmente miranti a mantenere l'equilibrio\bilanciamento tra carico e risorse.

A fronte dell'azione "manuale" che prevede tempi di risposta dell'ordine di 10 minuti, l'azione automatica si concreta in alcuni secondi.

Tra gli interventi manuali vi sono: il distacco dei carichi con contratto di interrompibilità (BMI); il distacco programmato di carico a rotazione (PESSE- Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico); il distacco di carico di area senza possibilità di discriminare il carico.

Se le azioni citate non fossero efficaci a mantenere o riportare il sistema elettrico alla condizione "normale", si evolverebbe verso situazioni di vero "black out" totale o parziale con spegnimento delle utenze, senza distinzione di priorità, cioè senza poter preservare le utenze sensibili (ospedali, ferrovie, aeroporti, servizi essenziali ecc.).

Il "black out", che è un evento catastrofico, di solito richiede tempi lunghi di ripristino del servizio, così che lo stesso ripristino avviene secondo un "piano di riaccensione" la cui attivazione riporta il sistema elettrico in condizioni di normalità e richiede ore per la sua applicazione.

3.4 - L'interruzione del servizio del 26 giugno 2003

Il 26 giugno 2003 si è verificata un'interruzione del servizio. Gli interventi che si sono attuati sono stati finalizzati a fronteggiare una carenza di "riserva operativa" che aveva condotto il sistema elettrico in una situazione di "allarme".

Come conseguenza di un progressivo aumento di fabbisogno in potenza ed in energia derivante da un anormale incremento del regime di alte temperature registrato nel mese di giugno antefatto logico di detti avvenimenti, si deve considerare che nel mese di giugno 2003 si è registrato il ben noto regime di alte temperature, anomalo sia per l'anticipo rispetto alla media degli anni precedenti sia per la durata ininterrotta, determinando, in tal modo, un notevole progressivo aumento di fabbisogno in potenza ed in energia.

Nello stesso tempo altresì risultavano superati, per ben tre volte, i records di consumo estivo, nonostante le riduzioni operate.

Il persistere di condizioni di elevato consumo ha portato ad impegnare durante il mese di giugno l'intero parco disponibile, inducendo ad operare in assenza di "riserva fredda"⁹, senza considerare che le condizioni climatiche hanno ridotto notevolmente le prestazioni della generazione, influenzando ulteriormente sulla scarsa disponibilità di risorse.

Le stesse importazioni dall'estero hanno risentito della riduzione della capacità di trasporto delle linee che è tipica del periodo estivo con l'effetto che, tra ridotte capacità e manutenzioni programmate in Italia ed all'estero, si è verificata una riduzione di 900 MW importabili rispetto ai valori invernali.

L'innalzamento anomalo delle temperature è coinciso con l'inizio del periodo di manutenzione di parte del parco.

Come conseguenza di tale stato si è avuto che nelle settimane precedenti il 26 giugno 2003 si registrasse, con la crescita del fabbisogno, una contrazione, spintasi sino all'insufficienza, dei margini di sicurezza, con attuazione della pratica del distacco d'utenza interrompibile giunta sino a livelli di frequenza mai registrati.

Peraltro, i limiti consentiti di raffreddamento delle centrali, quali previsti dalla legge, in presenza di un regime idrologico critico, hanno impedito la piena utilizzazione della centrale di Porto Tolle che, nonostante l'entrata in vigore del decreto del 13 giugno 2003 che autorizzava l'utilizzo dei quattro gruppi, non ha mai prodotto sino al 26 giugno 2003 più di 850 MW sui 2.400 previsti.

Il vincolo di alta temperatura allo scarico (ATS) ha limitato altre centrali termoelettriche per ulteriori 900 MW.

In data 25 giugno la domanda di energia elettrica in corrispondenza delle punte, ore 11, risultava essere di circa 52.400 MW con una riserva operativa di soli 1.200 MW costituita prevalentemente da produzione idroelettrica.

Per fronteggiare una tale criticità, il GRTN richiedeva ai produttori di utilizzare tutta la riserva disponibile, sino all'impiego della "riserva in comune" dalla Francia per ulteriori 300 MW.

⁹ riserva di potenza erogabile da gruppi di qualsiasi tipo con tempi da una decina di minuti ad un'ora. Stato di riserva fredda di un gruppo termoelettrico si intende la condizione in cui esso è fermo da un numero elevato di ore e quindi richiede una fase di avviamento completo prima di poter di nuovo produrre.

Non essendo sufficiente, detto intervento, si rendeva necessario il ricorso al distacco delle utenze con clausola di interrompibilità per 700 MW.

A fronte di una tale criticità, il GRTN, valutata l'assenza, in entità e durata, di una riserva operativa atta a garantire accettabili livelli di sicurezza del sistema, ravvisava la necessità di prevedere l'applicazione del primo livello di severità di distacchi programmati a rotazione di utenza diffusa, a partire dalle ore 9 del giorno 26 giugno 2003.

L'attivazione del PESSE consentiva un recupero di disponibilità produttiva in circa 1.200\1.300 MW.

Successivamente agli avvenimenti del 26 giugno, vengono in evidenza due iniziative. La prima si riconnette alla direttiva del M.A.P. 25 giugno 2003 che all'art. 1, comma 1, prevedeva che entro novanta giorni il GRTN trasmettesse al M.A.P. un rapporto sugli impianti di generazione esistenti in Italia. Tale rapporto è stato elaborato e trasmesso.

La seconda iniziativa riguarda la delibera dell'AEEG n.72\03 con cui, pur dandosi atto che le interruzioni del servizio di erogazione dell'energia verificatesi il 26 giugno appaiono essere sintomo di una carenza strutturale di capacità produttiva e di carenza di energia comunque immessa in rete, decideva di avviare una attività conoscitiva sulle cause, sugli sviluppi ed eventuale responsabilità delle interruzioni del servizio elettrico e su possibili misure urgenti a garanzia degli interessi di utenti e consumatori.

La direttiva prevedeva inoltre (art.1 comma 2) che in questo primo rapporto il Gestore comprendesse l'elenco degli impianti che, per spazi di tempo significativi compresi nel periodo dal 30 giugno 2002 al 30 giugno 2003, non hanno immesso energia in rete o fornito i servizi ausiliari, specificando la causa e la durata di tali indisponibilità e formulando proposte per l'eventuale ripresa dell'esercizio dei medesimi impianti.¹⁰

Inoltre, secondo quanto previsto dalla direttiva, il GRTN (art.1 comma 3), su indicazione del Ministero delle Attività Produttive e fornendo allo stesso un rapporto sugli esiti, doveva effettuare verifiche periodiche sugli impianti di generazione autorizzati ed in corso di realizzazione o di trasformazione, al fine di

¹⁰ Il GRTN nel suo "Rapporto sulle attività del gestore della rete di trasmissione nazionale, aprile 2002 – marzo 2003" aveva chiaramente indicato che il 36% della potenza efficiente installata nel Paese e connessa con la rete di trasmissione nazionale, pari a 28.000 MW su un totale di 76.950 MW non era disponibile.

accertare i tempi previsti per l'entrata in esercizio della nuova potenza, in relazione alle cause di eventuali ritardi.

Nella tabella che segue vengono esposti i risultati di sintesi dell'indagine di lungo periodo che fa riferimento alla situazione degli impianti di generazione maggiori di 10 MVA al 30 giugno 2003.

Totale impianti > 10 MVA						
Riepilogo potenza efficiente, disponibile massima ed indisponibile al 30/06/2003						
	Numero Impianti	Potenza efficiente(MW)		Potenza Disponibile	Indisponibilità Lunga durata	
		Lorda	Netta			
Termoelettrico	452	55.471	53.034	42.552	10.482	
Di cogenerazione	218	10.776	10.408	9.353	1.055	
Idroelettrico	349	19.011	18.935	18.827	108	
Geotermoelettrico	36	707	666	639	26	
Eolico	32	566	566	547	19	
Totale	869	75.755	73.200	62.566	10.635	

Sulla scorta di quanto si ricava dai dati raccolti, il rapporto del GRTN osserva che - a fronte di una potenza efficiente netta installata censita di 73.200 MW degli impianti - la potenza massima disponibile su base annua è di 62.566 MW, risultando indisponibili per arresti di lunga durata impianti per 10.635 MW.

Viene quindi evidenziato che la potenza massima disponibile per l'esercizio su base annua (ottenuta per semplice somma delle potenze massime disponibili in corso d'anno in ciascun impianto) è decisamente superiore a quella effettivamente disponibile ora per ora nelle 8.760 ore dell'anno; potenza disponibile che si riduce appunto notevolmente, a causa delle indisponibilità aggiuntive, oltre che per manutenzioni programmate, anche per accidentalità varie come avarie, code di manutenzione (ovvero manutenzione che si protrae oltre il tempo programmato), mancanza d'acqua o di combustibile, alta temperatura degli scarichi, arresti dei cicli produttivi a valle (per la cogenerazione), indisponibilità per cause esterne, etc..

Nella stessa fonte si osserva che il divario percentuale più marcato tra potenza efficiente netta e la massima disponibile è nel termoelettrico (10.482 MW pari al 20% della corrispondente potenza efficiente netta), mentre le differenze sono più modeste per le fonti rinnovabili, essendo comprese tra l'1% ed il 4% delle rispettive potenze efficienti nette.

Viene anche sottolineato al riguardo che la potenza massima disponibile per l'esercizio, fornita dai produttori per gli impianti idroelettrici ed eolici,

coincide nella quasi totalità dei casi con la potenza efficiente netta ovvero con la potenza netta producibile da questi impianti nelle migliori condizioni di idraulicità e di velocità del vento anche in fase di progetto. Peraltro è facilmente intuibile che la probabilità che tali valori "ottimali" si verifichino è molto bassa e, soprattutto, ben difficilmente si verificano per tutti gli impianti negli stessi archi temporali.

Infatti, per gli impianti idroelettrici, anche qualora si sia nelle condizioni ottimali di idraulicità, i tempi di corrivazione dell'acqua molto diversi provocano mancanza di contemporaneità nella produzione di potenza. Stesso discorso, anche se obiettivamente più marginale vista l'entità della potenza installata, vale per l'eolico.

Nella seguente tabella n.2 è esposta per la totalità dei produttori, per l'perimetro ENEL e per i rimanenti produttori la sintesi delle indisponibilità di lunga durata degli impianti di produzione per causa di indisponibilità, così come si sono registrate nel periodo 1° luglio 2002-30 giugno 2003.

Indisponibilita' di lunga durata – impianti > 10 MVA

CAUSE	TOTALE (MW)	PERIMETRO ENEL (MW)	RIMANENTI (MW)
Repowering	3.836	3.536	300
Arresto lunga durata	3.635	3.269	366
Limiti decr. p.u.	1.496	1.408	88
Arresti limitazione cicli produzione	654	-	654
Ambientali	228	228	-
Limiti rete	386	358	28
Altre cause	400	224	176
Totale	10.635	9.023	1.612

Si osserva che all'indisponibilità di lunga durata, pari a 10.635 MW, concorrono per oltre l'83% del totale solo tre cause: gli arresti per ripotenziamento degli impianti, gli "arresti di lunga durata" ovvero impianti non più operativi a meno di consistenti interventi manutentivi/ricostruttivi, e le limitazioni di pubblica utilità. Tra gli impianti segnati come "arresti di lunga durata" sono stati posti anche quelli che, pur efficienti, non vengono fatti produrre per ragioni di convenienza economica.

Per quanto riguarda gli arresti di lunga durata, l'ENEL, dal canto suo, ha fornito un programma di riattivazione degli impianti per circa 1.200 MW.¹¹

¹¹ Per ovviare alle carenze che hanno determinato l'interruzione del 26 giugno 2003 la legge n.290 del 27 ottobre 2003 ha disposto tra l'altro: - l'autorizzazione temporanea all'esercizio di centrali di produzione anche in deroga ai limiti di emissione in atmosfera; - l'autorizzazione alla realizzazione di

3.5 - L'interruzione del servizio del 28 Settembre 2003

Questo evento sembra ricollegarsi per la sua genesi ad una inefficienza nelle comunicazioni provenienti da uno dei Paesi interconnessi con il nostro sistema, ai fini della fornitura di energia.

Secondo la ricostruzione dell'evento operata dall'Ente, si era resa visibile una lieve variazione di flusso analoga a quanto normalmente avviene per variazioni di carico sulla rete. Il coordinatore del settore elettrico svizzero comunicava alla sala controllo GRTN che si era reso necessario un intervento per ridurre la variazione di potenza sull'importazione italiana.

Il riporto dei flussi di potenza dalla Svizzera sulle altre interconnessioni provocava forti sovraccarichi sulla frontiera francese che sino a quel momento era ampiamente nei limiti di trasporto e di sicurezza.

Il travaso di potenza causava sovraccarichi tali da interrompere, in rapida sequenza, tutte le altre linee di interconnessione con l'estero, provocando la separazione dell'Italia dalla rete elettrica europea.

Si veniva a creare, in tal modo, uno squilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica che ammontava a 6.400 MW, pari alla potenza complessiva importata in quel momento dal nostro sistema.

Per effetto di detti eventi, accadeva che l'intero sistema nazionale raggiungeva lo stato di black-out, ad eccezione della rete elettrica della Sardegna e di limitate isole di carico.

Sull'evento sono state attivate otto procedure di indagine, tra cui quelle risalenti alle Procure della Repubblica di Torino e di Roma, con l'avvenuto sequestro da parte di quest'ultima dei dati di controllo in linea relativi alla notte del 28 settembre 2003, oltre una inchiesta interna attivata dal GRTN. Su richiesta del Presidente del Collegio sindacale del GRTN è stata sollevata la questione delle necessarie valutazioni sui possibili effetti patrimoniali che la società potrebbe subire a causa della mancata erogazione dell'energia conseguente i fatti del 28 settembre.

impianti di produzione di energia elettrica; - la possibilità per i soggetti privati di realizzare a proprio carico linee elettriche di interconnessione con l'estero attraverso un meccanismo di esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso di terzi alle reti; - la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione ed esercizio degli elettrodotti facenti parte della RTN.

Al riguardo sono state prospettate due distinte ipotesi riguardanti rispettivamente:

- possibili richieste di risarcimento danni per l'interruzione verificatasi, relativamente alle quali richieste si imporrebbe da parte del richiedente la dimostrazione della responsabilità del GRTN;
- necessità di indennizzare i clienti italiani titolari di bande di importazione per l'anno 2003, attingendo, una volta chiarite le responsabilità, al fondo di garanzia per l'interconnessione che, alimentato da una componente tariffaria stabilita dall'AEEG e posta a carico dei titolari di bande di importazione, ha una consistenza, secondo il bilancio, di 40 milioni di euro che sarebbero sufficienti a coprire i costi che il GRTN ipotizza doversi accollare limitatamente ad una tale ipotesi.

A seguito dei fatti sopra descritti, è stata attivata anche una indagine dell'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas (AEEG) da svolgere in collaborazione con le autorità preposte alla regolazione dei sistemi elettrici della Francia e della Svizzera.

Dopo l'avvio dell'indagine avvenuto il 15 ottobre 2003, l'Ufficio Federale dell'Energia della Svizzera (UFE), ritirava la propria collaborazione ritenendo esaustive le conclusioni, tratte da quanto emerso da un rapporto preliminare dell'UCTE (Associazione Internazionale di gestori di Rete Europei- Union for the Coordination of Transmission of Electricity) pubblicato il 27 ottobre 2003.

Secondo le conclusioni dell'indagine dell'AEEG, è risultato che la gestione della rete svizzera è stata carente in termini di predisposizione di misure preventive atte a mantenere la sicurezza di funzionamento del servizio elettrico. Ciò ha determinato una situazione di rischio per la sicurezza del servizio elettrico nei sistemi interconnessi europei.

Per la diffusione dell'interruzione in Italia, comunque, l'indagine condotta dall'AEEG con il CRE (Commission de Régulation de l'Energie)¹² ha accertato anche che "in seguito alla separazione del sistema elettrico nazionale dalla rete UCTE, la diffusione dell'interruzione del servizio elettrico nel territorio nazionale è stata causata da una serie di eventi concomitanti tra i quali rilevano, primariamente, il distacco anticipato di unità di produzione rispetto ai termini

¹² La CRE è garante del diritto di accesso alle reti pubbliche d'elettricità ed alle reti ed alle installazioni di gas naturale

prescritti e, in seconda battuta, una non efficace reazione del sistema di alleggerimento automatico del carico”.

Il tasso di insuccesso della attuazione delle azioni di rifiuto di carico dei gruppi di produzione è stato molto elevato compromettendo gravemente il ripristino del servizio elettrico.

Per detto ripristino, poi, l'indagine ha anche acclarato che “nella maggior parte dei casi non si è verificato l'avvio autonomo delle unità di prima riaccensione. Il GRTN ha gestito il ripristino del servizio mediante le sole direttrici di rialimentazione a partire dal Nord. Ciò ha causato il notevole ritardo del ripristino del servizio elettrico nelle regioni del Centro e del Sud”, con ciò discostandosi dal Piano di riaccensione predisposto dallo stesso GRTN.

Per restare a quanto accertato in relazione al GRTN, si legge nel rapporto che “durante le fasi di ripristino del servizio elettrico, i sistemi di telecomunicazione per il controllo, in remoto degli organi di manovra degli elementi della rete di trasmissione nazionale, hanno subito fenomeni di instabilità e saturazione.

Inoltre, il sistema di alimentazione in emergenza di detti sistemi di telecomunicazione si è rivelato inadeguato sino ad ipotizzare “probabili inadempimenti del quadro normativo afferente alla trasmissione nella fase di ripristino del servizio”.

Restano sullo sfondo della vicenda, appena descritta, le indagini condotte dall'AEEG, ancora in corso alla data della presente relazione.

3.6 La gestione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili o assimilate

L'art. 3, comma 13, del D. L.vo n.79\99 di riforma del sistema elettrico ha previsto la cessione da parte dell'ENEL dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da operatori nazionali.

Il GRTN risulta così essere titolare dell'acquisto e della vendita dell'energia prodotta dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili o assimilate. Si tratta della c.d. energia CIP6 che si ricava da fonti energetiche quali: il sole, il vento, le riserve idriche, le riserve geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica ricavata da prodotti vegetali o dai rifiuti organici ed inorganici.

Il Ministero delle Attività Produttive, in base alla richiamata normativa, ha stabilito i criteri e le modalità di assegnazione dell'energia prodotta da detti impianti, prevedendo, tra l'altro, che sino alla attivazione della "borsa elettrica", il GRTN ceda tale tipo di energia al mercato libero mediante apposite procedure concorsuali e l'eccedenza venga offerta al mercato vincolato.

In particolare, l'art. 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 prevede un sistema di incentivazione dell'energia prodotta da tali impianti, da realizzarsi mediante un prezzo maggiore rispetto a quello di mercato.

Con il decreto del Ministero delle Attività Produttive, in data 21 novembre 2000, sono state fissate le modalità di gestione dell'energia CIP6, mentre le norme operative sono state emanate con successive delibere dell'AEEG.

Il meccanismo posto in essere dalle norme impone al GRTN una gestione fortemente vincolata da disposizioni che regolano nel dettaglio l'intera procedura, con particolare riferimento al prezzo di acquisto e di cessione dell'energia, limitando la discrezionalità del GRTN.

Tuttavia, allo scopo di ristabilire l'equilibrio gestionale, la norma base (art. 3, comma 13, del D. L.vo n.79\99) dispone che "ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'AEEG include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica sul mercato".

Nel dettaglio, le delibere dell'AEEG 20\01 e 228\01 dispongono che la CCSE (Cassa Conguaglio del Settore Elettrico) provveda ad erogare un contributo finalizzato a coprire il differenziale economico che si manifesta dal confronto tra i costi sostenuti dal GRTN per gli acquisti di detta energia (CIP6) ed i ricavi ottenuti dalle relative vendite.

La CCSE viene a svolgere una funzione di interposizione nel caso in cui l'acquisto di energia CIP6 venga effettuato da clienti vincolati (in base a contratto di fornitura stipulato con il distributore d'area, detti clienti versano al distributore l'importo dovuto; a sua volta il distributore, raccolta una componente di tale importo detta A3 la trasferisce alla CCSE che, quindi, la conferisce al GRTN che la liquida ai produttori di energia CIP6).

In generale, detta procedura non scevra di una certa macchinosità, ha dato luogo a ripercussioni negative sul sistema dei pagamenti effettuati dalla

CCSE, dato che il GRTN può fruire non tempestivamente delle erogazioni, a fronte dei contributi ad essa spettanti.

Tra le principali problematiche che derivano da detta procedura si evidenzia, nei rapporti tra GRTN e CCSE, quella relativa al profilo fiscale. Infatti, se l'acquisto dell'energia, di cui è questione, determina in capo al GRTN la rilevazione di IVA a credito per una aliquota ordinaria del 20%, la cessione della stessa avviene sulla base di una imposta a debito, soprattutto, per effetto di una base imponibile ridotta che scaturisce, come si è sopra riferito, dalla fissazione, da parte dell'AEEG, di un prezzo di vendita inferiore rispetto a quello che sarebbe scaturito dal costo reale.

Pertanto, il GRTN, all'atto della cessione, applicherà l'IVA su una base imponibile ridotta determinando così una IVA a debito inferiore rispetto a quella portata a credito.

Di contro, la differenza tra il costo di acquisto ed il prezzo di vendita viene coperta dal contributo della Cassa Conguaglio che non essendo assoggettato ad IVA (art.2 D.P.R. n.633\72) come chiarito anche dall'Amministrazione finanziaria, non modifica il saldo IVA a credito generatosi in capo al GRTN.

In secondo luogo, le cessioni di energia effettuate dal GRTN avvengono nei confronti di operatori che godono di un particolare status ai fini IVA.

L'effetto è che le vendite effettuate a grossisti, ad imprese manifatturiere, estrattive, poligrafiche, editoriali nonché agli esportatori abituali, sono soggette ad una aliquota ridotta che va dal 10 % allo 0% per gli esportatori abituali.

L'eccedenza di IVA connessa alle operazioni commerciali delle fonti rinnovabili trova una modesta copertura nel debito d'imposta derivante da altre attività dello stesso GRTN.

Ne consegue, per il GRTN, un credito IVA strutturale che, alla luce della normativa vigente in materia di rimborsi e in assenza di opportuni correttivi, dà origine a rilevanti effetti di natura finanziaria in ragione del cospicuo volume che tale credito ha assunto nei diversi esercizi.

Su di un piano più generale, va evidenziato che l'attività di compravendita di energia c.d. CIP6, in cui il GRTN svolge come si è riferito un ruolo di intermediazione delle negoziazioni tra i produttori e i consumatori, coinvolge oltre 1.150 produttori (che cedono l'energia prodotta dai propri impianti al GRTN) con un volume di circa 15.000 fatture annue passive e attive.

Nel 2003 il volume dei ricavi generati da tale attività ammonta a 3.174,4 milioni di euro, di cui 2.117,1 milioni derivanti dalla vendita a clienti idonei, 857,6 milioni di euro derivanti dalla cessione alle società distributrici, attraverso ENEL Distribuzione, di energia destinata ai clienti del mercato vincolato e 199,7 milioni di euro derivanti dalla commercializzazione dei certificati verdi.¹³

Il ruolo di intermediazione svolto dal GRTN, relativamente a questa partita, è evidenziato dalla corrispondente voce di costo derivante dall'attività di acquisto dai produttori dell'energia prodotta dagli impianti CIP6, per un ammontare nel 2003 pari a 4.866,8 milioni di euro. La differenza negativa tra il totale dei ricavi generato dalla vendita e il totale dei costi generato dall'acquisto dell'energia corrispondente è stata pari a 1.704 milioni di euro e sarà riversata al GRTN dalla CCSE, che, come si è anticipato, la incasserà come componente A3 della tariffa elettrica.

Detta componente A3 costituisce, dunque, onere generale che deve essere sostenuto dall'intera collettività al pari delle altre componenti A per le quali sono istituiti specifici conti di gestione presso la CCSE.

In sintesi, si può argomentare che tale attività per il GRTN non genera alcuna redditività mentre ha impatti significativi sulla gestione amministrativa e finanziaria per i ritardi nelle operazioni di conguaglio.

In virtù del sistema instaurato dall'AEEG con le due delibere 108\00 e 28\01 la componente A3 è fatturata direttamente dal GRTN solo con riferimento ai contratti di vettoriamento di cui è titolare lo stesso GRTN, la restante parte di A3 viene fatturata in parte dai gestori delle reti di distribuzione per i propri clienti liberi ed in parte dai medesimi distributori per i clienti vincolati.

Tali soggetti (distributori) percettori materiali della componente A3 versano poi le somme incassate a tale titolo alla CCSE che, successivamente, provvede a riversarle al GRTN ai sensi dell'art. 2 della delibera 28\01.

Questa sfasatura temporale comporta che il GRTN potrebbe non assolvere alla sua funzione di "garante del rispetto della clausole contrattuali" in essere nei

¹³ titoli emessi dal GRTN che attestano la produzione di energia da fonti rinnovabili. I certificati verdi, inoltre, sono lo strumento identificato dal legislatore per consentire il rispetto dell'obbligo introdotto dal c.d. Decreto Bersani, il cui art 11 ha imposto a tutti i produttori ed importatori di energia elettrica da fonte non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale un quantitativo di nuova energia prodotta da fonti rinnovabili.

rapporti con i produttori cedenti, come pure previsto dall'art. 3, comma 13, del D. L.vo n.79\99.

Infatti, un tale funzione di garante richiede necessariamente la coincidenza temporale e quantitativa dei flussi in entrata (ricavi da vendita di energia sul mercato e ricavi derivanti dal gettito delle componenti aggiuntive del corrispettivo di trasmissione) e dei flussi in uscita (pagamenti nei confronti dei produttori cedenti).

Tale evidenza avrebbe reso più razionale una diversa impostazione in base alla considerazione che la componente tariffaria A3, a copertura degli oneri sostenuti dal GRTN, così come tutte le altre componenti sopra elencate, costituiscono ai sensi dell'art.3, commi 10, 11, 12, del D. L.vo n.79\99, parte integrante del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete e come tale devono essere erogate dai distributori direttamente al GRTN.

Sul punto, inoltre, si deve considerare che l'interposizione della CCSE non trova alcun fondamento in norme primarie.

Il ricorso al credito bancario, in presenza dei sistematici e gravi ritardi nei versamenti da parte della Cassa, comporta un crescente indebitamento del GRTN.

3.7 Il sistema C.D. "STOVE" come sistema transitorio di offerta di vendita di energia

In data 4 giugno 2003 l'AEEG ha deliberato di avviare un procedimento per l'adozione di un provvedimento, di cui all'art.5 del D. L.vo n.79\99 - per la fornitura ai clienti del mercato vincolato e per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento - volto a istituire un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica denominato "STOVE" da applicarsi dal 1° luglio 2003 con validità sino alla partenza del mercato elettrico in senso proprio.

Le caratteristiche essenziali del sistema così delineato sono le seguenti:

- approvvigionamento congiunto delle risorse necessarie da ENEL S.p.A. per garantire la fornitura al mercato vincolato e delle risorse necessarie al GRTN per assicurare il servizio di bilanciamento e riserva;

- partecipazione obbligatoria allo "STOVE" dei produttori per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili (c.d. stranded costs¹⁴) e adesione facoltativa per gli altri produttori;
- costituzione per la gestione dello "STOVE" di un comitato composto da rappresentanti delle imprese partecipanti;
- previsione di una procedura termoelettrica nell'ambito della quale i produttori formulano le proprie offerte di vendita;
- ripartizione degli oneri tra i due unici soggetti acquirenti.

Dopo la pubblicazione del documento di consultazione, l'AEEG ha tenuto per l'11 giugno 2003 un'audizione degli esercenti partecipanti alle modalità transitorie per la programmazione della produzione delle centrali che destinano l'energia elettrica al mercato vincolato unitamente all'ENEL S.p.A. ed al GRTN.

L'obiettivo fondamentale dello STOVE, quale si ricava dai documenti sopra citati, è l'approvvigionamento della domanda residuale del mercato vincolato, mentre per le unità di produzione non obbligate, i relativi produttori sono tenuti a stipulare con il GRTN un contratto di adesione allo STOVE, un contratto di somministrazione con ENEL S.p.A. per la fornitura al mercato vincolato e con il GRTN per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

E' previsto che il GRTN, ai fini del mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, si approvvigioni di energia elettrica per il bilanciamento in tempo reale, modificando le immissioni di energia elettrica delle unità di produzione partecipanti allo STOVE con le modalità descritte dall'apposito regolamento.

L'operatività dello STOVE, avviato il 1° luglio 2003, avrebbe dovuto cessare il 1° gennaio 2004 ma, a causa della mancata entrata in operatività del sistema delle offerte quale previsto dall'art.5 del D. L.vo n.79\99, è stato riformulato il regolamento dello STOVE sulla base delle modifiche introdotte con il provvedimento dell'AEEG emesso in data 23 dicembre 2003 e relativo alle "disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico", venendo a prorogare il sistema dello STOVE.

Il nuovo regolamento ha esteso l'obbligo della partecipazione allo STOVE, con decorrenza dal 1° gennaio 2004, a tutti i titolari di unità di produzione

¹⁴ (o costi incagliati ovvero costi irrecuperabili) si intende quella parte di costi sostenuti dalle aziende del settore elettrico divenuti non recuperabili a seguito della liberalizzazione del mercato introdotta con direttiva 96\92/CE,

situate sul territorio nazionale e in possesso di adeguati requisiti tecnici, nonché a coloro che dispongono, per il tramite di contratti, della produzione di unità di generazione, situate sul territorio nazionale e in possesso di adeguati requisiti tecnici, cui vanno aggiunti coloro che dispongono, per il tramite di contratti, della produzione di unità nella titolarità di soggetti terzi, salvo eccezioni stabilite dalle leggi.

Capitolo IV

4. Il bilancio del GRTN e delle Società controllate per l'esercizio 2003

4.1 Il bilancio d'esercizio; criteri di formazione e verifiche del Collegio sindacale

Come risulta dalla relazione al Bilancio dell'esercizio 2003, nella piena ottemperanza alle regole emanate dal M.A.P. e dall'AEEG, secondo quanto disposto anche dal D. L.vo n.79\99, attuativo della direttiva 96\92\CE e dal decreto del Ministero competente (M.A.P.) del 21 gennaio 2000, il GRTN ha svolto, quale funzione caratterizzante la sua missione, le attività di trasmissione e di dispacciamento.

Di contro, a questa funzione tipica si sono rivelati come dotati di una consistente rilevanza, ai fini della valutazione dei dati contabili, i movimenti finanziari ed in particolare gli stessi ricavi connessi ad attività (fonti rinnovabili) che per loro natura non appaiono in diretta relazione con la suddetta missione istituzionale, sino ad assumere in termini comparativi una consistenza di maggiore momento.

Infatti, salvo l'esame specifico che se ne farà nel prosieguo, da una prima ricognizione risulta che, su 6.513.260 mila euro di ricavi, circa 5.000.000 mila provengono da attività estranee alla richiamata missione, quale è stata delineata dalle norme sopra citate.

A questa prima constatazione, si deve aggiungere che la funzione essenzialmente pubblica svolta dal GRTN ha comportato una costante applicazione di prezzi amministrati, determinati da interventi dell'AEEG e della CCSE, al di fuori di quella dialettica di mercato cui lascerebbe auspicare la privatizzazione di detto soggetto.

Ritornando, per altre considerazioni, ai dati esposti, sia nel documento presentato all'Assemblea del 18\7\2004 (dopo la presentazione al CdA del 31\4\2004) sia nella richiamata relazione del Collegio sindacale, si evidenzia che tra i ricavi di competenza risultano iscritti per la prima volta quelli relativi alla vendita di certificati verdi nazionali, mentre si segnala la consistenza degli incrementi di immobilizzazioni per lavori interni che appare anch'essa, per la prima volta, in misura pari a 370 mila euro.

A fronte dei ricavi, passando a considerare il lato dei costi operativi si segnala l'incremento del costo del lavoro. Al riguardo di quest'ultimo punto, va evidenziato l'aumento consistente della composizione numerica del personale in continua espansione se si consideri che all'inizio del 2003 essa risultava di 702 dipendenti, di cui 43 dirigenti, due dei quali distaccati al MAP ed uno distaccato alla Cassa Conguaglio del settore elettrico.

All'inizio del 2004, a fronte dell'aumento del numero complessivo dei dipendenti arrivati a 745, dai 702 appena citati, per i dirigenti si è passati da 43 a 50.

Significativi appaiono, inoltre, rimanendo dal lato dei costi, anche gli oneri di riserva; questi trovano la loro giustificazione nella imprescindibile esigenza di garantire la continuità del servizio, che, pur rappresentando una costante della funzione qualificante il servizio pubblico affidato al GRTN, ha subito una evidente accentuazione per effetto degli eventi del 26 giugno e del 28 settembre 2003.

Come per gli esercizi precedenti, il Collegio sindacale anche per questo esercizio 2003, ai sensi dell'art. 28, comma 2, lett. a), del D. L.vo n.127\1991, con riguardo al controllo delle società partecipate dal GRTN (vale a dire l'Acquirente Unico in sigla AU e il Gestore del Mercato Elettrico in sigla GME) ha evidenziato la omessa redazione di un bilancio consolidato in ragione della mancata operatività di dette controllate.

Con riferimento, a questo punto, il Collegio ha osservato come fosse pacifica la possibilità di esclusione dal consolidamento di dette imprese controllate, allorché la loro inclusione risulti irrilevante per la chiarezza, verità e correttezza della situazione patrimoniale e finanziaria, nonché del risultato economico concernenti il complesso di imprese che riunisce la controllante (GRTN) e le controllate (AU-GME).

Tuttavia, per dette controllate (AU-GME), con il documento di bilancio del GRTN relativo all'esercizio 2003, è stata deliberata la copertura delle perdite dalle stesse prodotte al 31 dicembre 2003, in parte esponendo i versamenti avvenuti durante l'esercizio ed in parte iscrivendo una quota di dette perdite, pari a 3.927 mila euro tra le partite di debito. Quest'ultima voce comprende principalmente il debito per le perdite residue del 2003, pagate poi nel corso del 2004, che ammontano verso il GME a 2.917 mila euro e verso l'AU a 986 mila euro.

Per detto esercizio trova anche conferma una raccomandazione formulata dal Collegio dei sindaci nel precedente esercizio, con riguardo al credito vantato dal GRTN verso l'Erario per partite IVA che è risultato pari a 633.637 mila euro con un incremento di 241.117 mila euro.

Al riguardo, da parte del Collegio, si sollecitava una maggiore attenzione per i problemi che detto credito comporta per la liquidità e l'adeguatezza dei mezzi finanziari in rapporto alla operatività della società creditrice.

Infatti, dal bilancio 2003, raffrontato a quelli precedenti relativi agli esercizi 2001 e 2002, risulta che il dato relativo al credito IVA verso l'Erario evidenzia, nel più generale aumento dei crediti che hanno registrato per il solo biennio 2002\2003 un incremento di 241.422 mila euro, una crescente espansione, come di seguito esposta:

	2001	2002	(in milioni di euro) 2003
Credito verso l'Erario per IVA	33,9	392,5	633,6

Rimanendo sul piano di considerazioni di carattere generale, va riferito che la revisione contabile, per l'esercizio 2003, è stata effettuata da una società di revisione, che ha ritenuto detto documento conforme alle disposizioni che ne disciplinano la redazione, segnatamente ai principi prescritti dagli artt. 2423, 4° comma, e 2426 del codice civile.

4.2 Lo stato patrimoniale

Si riporta di seguito il prospetto sullo stato patrimoniale.

(in euro)

ATTIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
B) Immobilizzazioni		
I. Immateriali		
- Costi d'impianto e d'ampliamento	1.005	-
- Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	-	60.053
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	5.023.198	5.134.119
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	20.960	17.996
- Immobilizzazioni in corso e acconti	1.299.682	1.526.933
- Altre	3.804.196	3.626.373
Totale	10.149.041	10.365.474
II. Materiali		
- Terreni e fabbricati	49.752.105	48.417.471
- Impianti e macchinario	17.596.760	12.753.945
- Attrezzature industriali e commerciali	262.095	249.049
- Altri beni	5.796.534	8.167.249
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	10.450.544	12.589.399
Totale	83.858.038	82.177.113
III. Finanziarie		
Partecipazioni in		
- imprese controllate	15.000.000	15.000.000
- altre imprese	1.704.308	1.704.309
Totale	16.704.308	16.704.308
-Crediti: Verso altri	790.738	870.304
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	111.502.125	110.117.199
C) ATTIVO CIRCOLANTE		
I. Rimanenze		
II. Crediti		
- verso clienti	1.103.513.229	1.014.132.806
- verso imprese controllate	1.697.183	1.414.049
- verso altri	395.521.035	655.058.423
- verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	379.171.926	450.720.994
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni		
IV. Disponibilità liquide		
- Depositi bancari e postali	277.569.968	30.702.692
- Danaro e valori in cassa	20.001	17.472
Totale attivo circolante	2.157.493.342	2.152.046.436
D) Ratei e risconti		
Ratei attivi	200.895	419.392
Risconti attivi		
Totale ratei e risconti	200.895	419.393
TOTALE ATTIVO	2.269.196.362	2.262.583.028

PASSIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) Patrimonio netto		
I. Capitale	26.000.000	26.000.000
IV Riserva legale	1.517.587	2.077.415
VII Altre riserve:		
Riserva da conferimento	291.393	291.393
Riserva disponibile	28.834.151	39.470.881
Riserva di arrotondamento	(2)	(1)
IX Utile d'esercizio	11.196.558	12.423.253
Totale patrimonio netto	67.839.691	80.262.941
B) Fondi per rischi ed oneri		
- Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.068.407	1.336.777
- Altri	46.291.652	40.200.570
Totale fondi per rischi ed oneri	47.360.059	41.537.347
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	17.501.039	18.959.106
D) Debiti		
- Debiti verso banche:		
per finanziamenti a lungo termine	12.911.422	12.911.422
per finanziamenti a medio	-	146.496.722
- Debiti verso fornitori	1.479.282.540	1.328.178.160
- Debiti verso impresa controllante	177.563	3.926.390
- Debiti tributari	10.056.071	1.497.134
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.990.254	2.231.124
- Altri debiti	3.185.119	2.968.461
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	627.526.475	622.427.240
Totale debiti	2.135.129.444	2.120.636.653
E) Ratei e risconti		
Ratei passivi		
Risconti passivi:	249.160	169.088
Altri	1.116.973	1.017.893
Totale ratei e risconti	1.366.133	1.186.981
TOTALE PASSIVO	2.201.356.675	2.182.320.087
Totale patrimonio netto e passivo	2.269.196.366	2.262.583.028
Conti d'ordine		
Garanzie prestate		
Garanzie ricevute	242.653.910	458.761.964
Altri conti d'ordine	56.571.254.463	42.903.840.270
Totale	56.813.908.373	43.362.602.234

Da un primo prospetto di sintesi si possono cogliere le variazioni registrate, nei diversi esercizi, dalle componenti più significative, partendo dalle immobilizzazioni che nel loro complesso hanno raggiunto nel 2003 i 110.117 mila euro che in rapporto all'esercizio precedente in cui si sono registrate immobilizzazioni per 111.502 mila euro risulta in leggera flessione.

Di contro più contenuti risultano i dati di dette immobilizzazioni nei precedenti esercizi: nel 2000 pari a 94.872 mila euro; nel 2001 pari a 109.895 mila euro.

Disaggregando i dati complessivi e confrontandoli con il capitale circolante nei diversi esercizi risulta:

	2000	2001	2002	(euro mila) 2003
Immobilizzazioni immateriali	1.689	6.714	10.149	10.365
Immobilizzazioni materiali	85.316	85.524	83.858	82.177
Immobilizzazioni finanziarie	7.867	17.657	17.495	17.575
Capitale circolante netto	-64,13	-198,43	-243,48	159,3

Dal complesso dei dati appena riportati si ricava che per le immobilizzazioni immateriali lo scarto, rispetto al precedente esercizio, è di fatto contenuto, per effetto di un equilibrio tra investimenti e ammortamenti.

Di contro, si registra la flessione delle immobilizzazioni materiali. Queste si riducono a 82.177 mila euro, che nella comparazione con i precedenti esercizi risulta la misura più bassa.

In questo quadro si segnalano per un aumento in controtendenza, rispetto alla flessione concernente le altre voci, sia quella relativa ad "altri beni" passata da 5.797 mila euro del 2002 a 8.167 mila euro nel 2003, sia quella relativa ad "immobilizzazioni in corso ed acconti" passata da 10.451 mila euro del 2002 a 12.589 mila euro nel 2003.

In proposito, mentre nella voce "altri beni" si fa riferimento all'ulteriore adeguamento del sistema informatico, nella voce "immobilizzazioni in corso ed acconti" si fa essenzialmente riferimento alla ristrutturazione della sede sociale ed all'adeguamento del nuovo sistema in linea della rete elettrica.

Quasi speculare rispetto all'esercizio 2002, nel 2003 si è avuta una conferma del dato relativo alle immobilizzazioni finanziarie dovuta

essenzialmente alla misura costante delle partecipazioni nelle due società controllate (AU-GME) che si attesta per gli ultimi due esercizi a 15.000 mila euro.

Va detto che per entrambe le controllate sono stati effettuati versamenti a copertura delle perdite provvisorie di esercizio, con un esborso di 3.274 mila euro per AU e di 4.495 mila per il GME.

Questa esposizione, in ragione della particolare situazione delle due partecipate, la cui operatività è risultata ancora in fase di decollo nel 2003, ha indotto il GRTN a non procedere alla svalutazione durevole delle relative partecipazioni, non potendo considerarsi i risultati negativi pur registrati come dati definitivi e quindi non rappresentando perdite durevoli di valore.

Tra le immobilizzazioni finanziarie risulta anche la partecipazione del GRTN per 1.704 mila euro pari a 9,3% del capitale della società CESI S.p.a. (Centro di Ricerca nel Settore Elettrico), il cui pacchetto di maggioranza è posseduto dall'ENEL.

Per l'attivo circolante, come si ricava dalla relativa tabella di sintesi, si è passati da crediti nel 2002 per 1.879.903 mila euro a 2.121.326 mila euro, di cui 450.720 mila euro quale credito verso la CCSE, che sul fronte passivo del bilancio GRTN vanta, a sua volta, un credito di 622.427 mila euro registrato nel passivo del bilancio GRTN.

Questi risultati sono stati influenzati, come si ricava dall'apposito prospetto analitico di sintesi della struttura patrimoniale, dal rilevante incremento del credito IVA, cui si è già fatto cenno, passato da 392.520 mila euro a 633.637 mila euro, oltre che al decremento di alcune voci di debito, particolarmente significativo per la voce "debiti verso i fornitori" passati da 1.479.283 mila euro per il 2002, a 1.328.178 mila euro per il 2003.

Dal complesso dei dati di bilancio risulta, altresì, che il patrimonio netto si incrementa di 12.423 mila euro, mentre per la prima volta compare nella esposizione di bilancio un indebitamento a breve nei confronti delle banche 146.497 mila euro che è il sintomo più evidente di quella situazione di liquidità cui aveva fatto già cenno, per l'esercizio precedente, il Collegio dei sindaci allorché aveva commentato il dilatarsi della consistenza del credito vantato dal GRTN verso l'Erario, dovuto alle partite IVA.

Un discorso a parte va fatto per i rapporti tra il GRTN e la CCSE (Cassa Conguaglio Settore Elettrico), al di là del dato contabile che evidenzia una flessione del differenziale di debito (dato dal saldo tra crediti per 450.720 mila euro e debiti per 622.427 mila euro) del GRTN verso detta Cassa, passato da 248.354 mila euro del 2002 a 171.706 mila euro del 2003.

La consistenza finale, sia pure ridotta rispetto all'esercizio precedente, trova la sua ragione nel riversamento dovuto dal GRTN a favore della CCSE, delle diverse maggiorazioni tariffarie ancora da effettuare alla data del 31 dicembre 2003 ed eseguito nei primi mesi dell'esercizio successivo.

Come si è accennato ed in continuità con quanto già rilevato in sede di analisi dei principali fatti gestionali, nei rapporti tra il GRTN e la CCSE si rileva una complessità di operazioni contabili che rendono difficile la valutazione della reale situazione finanziaria del GRTN.

4.3 Il conto economico

Nel seguente prospetto vengono esposti i dati del conto economico.

(in euro)

CONTO ECONOMICO	31-dic-02	31-dic-03
A) Valore della produzione		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.136.803.679	6.397.741.146
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	370.195
- Altri ricavi e proventi	78.119.896	115.148.811
Totale valore della produzione	6.214.923.575	6.513.260.152
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	5.108.262.752	5.398.559.037
- Per servizi	21.909.331	104.443.338
- Per godimento di beni di terzi	795.962.487	853.231.059
- Per il personale:		
° salari e stipendi	32.469.839	34.468.853
° oneri sociali	9.073.262	9.587.188
° trattamento di fine rapporto	2.785.154	2.885.825
° trattamento di quiescenza e simili	382.897	361.470
° altri costi	1.308.915	1.371.836
- Ammortamenti e svalutazioni:		
° ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.053.695	7.197.170
° ammortamento delle immobilizzazioni materiali	8.380.159	9.409.129
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni	-	102.258
° svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e disponibilità liquide	2.000.000	10.985.126
- Accantonamenti per rischi	29.177.448	8.479.873
- Altri accantonamenti	4.006.704	-
- Oneri diversi di gestione	152.810.946	46.640.173
Totale costi della produzione	6.173.583.589	6.487.722.336
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	41.339.986	25.537.817
C) Proventi e oneri finanziari		
- Altri proventi finanziari:		
° da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	29.996	24.810
° proventi diversi dai precedenti:		
da impresa controllante	-	1.898
altri	8.606.423	9.956.304
- Interessi e altri oneri finanziari:		
° da impresa controllante		
° altri	(573.643)	(671.956)
Totale proventi e oneri finanziari	8.062.776	9.311.056
D) Rettifiche di valore di attività finanziarie		
- Svalutazione:		
° di partecipazioni	(4.705.508)	(11.671.670)
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie	(4.705.508)	(11.671.670)
E) Proventi e oneri straordinari		
- Proventi:		
° vari	2.613.783	16.947.407
- Oneri:		
° vari	(514.479)	(11.601.357)
Totale delle partite straordinarie	2.099.304	5.346.050
Risultato prima della imposte (A-B+C+D+E)	46.796.558	28.523.253
- Imposte sul reddito dell'esercizio	(35.600.000)	(16.100.000)
Utile dell'esercizio	11.196.558	12.423.253

Dall'analisi del conto economico si evidenzia, come dato tendenziale della gestione economica del GRTN, una crescita costante dell'utile netto, come di seguito esposto:

(valori in milioni di euro)			
	2001	2002	2003
Utile netto d'esercizio	7,4	11,2	12,4

Questo dato positivo deve scontare un incremento dei costi della produzione tra i quali i salari e stipendi passati da 32.469 mila euro a 34.469 mila euro a cui va aggiunto anche l'incremento corrispondente degli oneri sociali che per la consistenza complessiva del costo del personale aumenta da 46.020 mila euro a 48.675 mila euro; incremento su cui si riflette l'aumento del personale in servizio (7 dirigenti e 43 impiegati). Nella voce "servizi" si registra un aumento dei costi per le prestazioni e consulenze professionali di 385 mila euro (si è passati da 1.483 mila euro del 2002 a 1.868 mila euro del 2003) e una lievitazione delle prestazioni per lavoro interinale di 341 mila euro (si è passati da 1.011 mila euro del 2002 a 1.352 mila euro del 2003).

Il valore della produzione da 6.214.924 mila euro del 2002 è passato a 6.513.260 mila euro del 2003. Per i ricavi in generale, si deve segnalare che essi, per la parte avente maggiore consistenza, si ricollegano ad una attività di gestione che, come si è anticipato, non rappresenta il "core business" della società; in rapporto a detto "core business" sarebbe più corretto parlare di "missione istituzionale" data la connotazione pubblica dell'attività attraverso cui si manifesta, la cui funzione essenziale è rappresentata, come si è più volte evidenziato, dal trasporto di energia e dal dispacciamento. Ne consegue che mentre dal complesso dei ricavi per vendita di energia CIP6 si ha un ammontare di 2.975.282 mila euro cui si aggiungono 199.697 mila euro per i certificati verdi e 1.756.361 mila euro di contributi della CCSE, il corrispettivo per trasporto di energia, che è la funzione istituzionale del GRTN, è di 966.661 mila euro.

Al riguardo si deve ricordare che il contributo della CCSE, ai sensi delle deliberazioni 20\01 e 228\01 dell'AEEG, è imputato alla quota di costi sostenuta dal GRTN per gli acquisti della c.d. energia CIP6 non coperta dall'ammontare dei ricavi relativi alle vendite della stessa energia. Tuttavia un tale contributo risulta

in regresso rispetto agli esercizi precedenti, con un differenziale negativo di 325.509 mila euro, nel raffronto 2002\2003, che si riconnette alla vendita diretta da parte del GRTN di certificati verdi che realizzato per la prima volta nel 2003 registra una entrata di 199.697 mila euro. Si deve osservare che per la vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (CIP6) (D.M. 21 novembre 2000 - Delib. AEEG 223/2000) si è registrato un incremento dei ricavi per 262.775 mila euro, essendo passati da 2.712.507 mila euro del 2002 a 2.975.282 mila euro del 2003, incremento dovuto all'aumento del prezzo medio unitario.

Tra i ricavi risultano anche quelli per "prestazioni e servizi vari a terzi e società del Gruppo" che nell'ammontare complessivo di 4.864 mila euro comprendono il riaddebito del costo del personale GRTN distaccato sia presso la CCSE (1.348 mila euro) che presso le società controllate. Un dato significativo, inoltre, attiene alla percussione fiscale che registra nell'esercizio appena conclusosi una netta flessione, passando dai 35.600 mila euro del 2002 ai 16.100 mila euro del 2003.

Estrapolando dal prospetto del conto economico, quale risulta approvato con il documento di bilancio relativo al 2003, alcune voci dei risultati di gestione se ne ricava la tabella seguente, in cui vengono riportati in dati dal 2000 al 2003 che rappresenta il periodo di effettiva operatività del GRTN.

(migliaia di euro)

	2000	2001	2002	2003
Utile di esercizio	22.961	7.391	11.197	12.423
Ricavo vendita CIP6	0	3.002.205	2.712.507	2.975.282
Contributo CCSE	0	1.704.685	2.081.870	1.756.361
Imposta sul reddito di esercizio	23.525	25.797	35.600	16.100

Dal lato dei costi, tra le voci che influiscono sulla formazione dell'utile di esercizio in aumento rispetto al 2002, vi è l'incidenza di segno negativo degli "oneri di riserva" che per 55.162 mila euro compaiono per la prima volta nell'esercizio 2003 (si tratta di vari accantonamenti, tra i quali figurano anche quelli relativi ad eventuali soccombente nei vari contenziosi).

Dal raffronto tra i diversi esercizi in cui il GRTN è risultato aver effettivamente operato, si ricava che a fronte di un incremento dei costi operativi si deve registrare un decremento del Margine Operativo Lordo (MOL) in controtendenza nel 2003, rispetto agli esercizi precedenti.

Trattando del Margine Operativo Lordo (MOL), la sua flessione, quale si è determinata in maniera significativa nel 2003, trova un riscontro nell'incremento del valore della produzione e dei costi operativi - più sensibile per questi ultimi - secondo gli andamenti che di seguito si evidenziano:

(in migliaia di euro)

	2000	2001	2002	2003
MOL	63.030	69.949	89.959	61.712
Costi operativi	955.558	6.024.692	6.124.965	6.451.548
Valore della produzione	1.018.588	6.094.641	6.214.924	6.513.260

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico riclassificato.

(euro mila)		
Conto economico riclassificato	al 31.12.2002	al 31.12.2003
Ricavi di competenza		
Vendita e prestazioni	6.136.804	6.397.741
- corrispettivo di trasporto (Del.228/01)	900.553	966.661
- per contratto di bilanciamento e di scambio (Del.36/02)	371.402	454.695
- vendita energia cd.Cip6	2.712.507	2.975.282
- contributi da CCSE	2.081.870	1.756.361
- vendita energia spot	50.984	24.933
- altri ricavi energia	63	56
- corrispettivo garanzia interconnessione	14.965	15.702
- per acconto ETSO-CBT del 25/02/02	4.460	4.354
- vendita certificati verdi nazionali	-	199.697
- Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	-	370
- altri ricavi	78.120	115.149
A. Valore della produzione	6.214.924	6.513.260
Costi operativi		
- acquisto di energia	(5.107.844)	(5.398.113)
- canoni proprietari RTN	(776.388)	(831.610)
- oneri per servizi di riserva	-	(55.162)
- costo del lavoro	(46.020)	(48.675)
- sopravvenienze passive energia	(151.240)	(43.879)
- servizi e oneri per l'interconnessione con l'estero	(3.272)	(30.503)
- canoni proprietari di rete accordo ETSO-CBT	(17.505)	(18.978)
- altri costi operativi	(22.696)	(24.628)
B. Totale costi operativi	(6.124.965)	(6.451.548)
C. Margine operativo lordo (A-B)	89.959	(61.712)
Ammortamenti e svalutazioni	(15.434)	(27.694)
Accantonamenti	(33.184)	(8.480)
D. Risultato operativo	41.341	25.538
Proventi finanziari netti	8.063	9.311
Svalutazione partecipazione	(4.706)	(11.672)
E. Risultato ante componenti straordinarie e imposte	44.698	23.177
Proventi straordinari netti	2.099	5.346
F. Risultato ante imposte	46.797	28.523
Imposte sul reddito dell'esercizio	(35.600)	(16.100)
G. Utile d'esercizio	11.197	12.423

4.4 La gestione finanziaria

Nella valutazione della gestione finanziaria si deve riscontrare una perdurante influenza del fenomeno già rilevato nel precedente esercizio con riferimento ai rapporti tra il GRTN e la CCSE, cui si unisce una flessione dell'autofinanziamento. Infatti la ridefinizione dell'assetto della CCSE, operata dalla AEEG, ha influenzato i rapporti del GRTN con la Cassa con l'effetto che esiste una esposizione debitoria del Gestore nell'esercizio 2003.

Nel complesso si deve rilevare, comunque, una sensibile variazione del capitale circolante netto che si è ridotto progressivamente nel tempo generando un assorbimento di risorse finanziarie come si ricava dalla tabella seguente:

(migliaia di euro)

	2000	2001	2002	2003
Capitale circolante	62.707	134.297	45.050	-402.810

La riduzione del capitale circolante trova la sua causa più significativa nell'incremento del credito verso l'Erario per IVA (241.117 mila euro).

A questo dato corrisponde anche una contrazione dell'autofinanziamento passato da 48.231 mila euro del 2002 a 36.451 mila euro del 2003, rivelando nel complesso un ritorno ad un trend negativo, come si evidenzia dalla tabella che segue.

(in euro mila)

Sintesi della gestione finanziaria		
	al 31.12.2002	al 31.12.2003
Disponibilità finanziarie nette iniziali	191.145	264.679
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
- Utile netto di esercizio	11.197	12.423
- Ammortamento	13.434	16.606
- (Plus)/Minusvalenza da alienazione di immobilizzazioni	-	13
- Svalutazione partecipazione	4.706	11.672
- Svalutazioni di immobilizzazioni	-	102
Variazioni fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto	705	1.458
- Variazione netta altri fondi:	18.189	(5.823)
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	253	268
Altri	17.936	(6.091)
Autofinanziamento	48.231	36.451
Variazione del capitale circolare netto		
- (Incremento)/decremento dei crediti	(55.521)	89.380
- Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	(130.422)	(156.070)
- Rapporto credito/debito netto verso CCSE	592.200	(76.648)
- Variazione del credito verso Erario per IVA	(358.608)	(241.117)
- (Incremento)/decremento delle altre voci	(2.599)	(18.355)
Totale	45.050	(402.810)
Cash flow operativo	93.281	(366.359)
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
- Impianti (investimenti)	(7.209)	(7.753)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(7.832)	(11.498)
- Prezzo di realizzo delle immobilizzazioni	-	(12)
- Versamenti per copertura perdite controllate	(4.706)	(7.769)
Totale	(19.747)	(27.008)
Flusso monetario dell'esercizio	73.534	(393.367)
(Indebitamento)/disponibilità finanziarie nette finali	264.679	(128.688)

4.5 Risultati economico-finanziari

Alla fine del primo periodo di attività, che può riassumersi nel quadriennio 2000\2003 possono confrontarsi i risultati ottenuti allo scopo di ricavarne la tendenza.

	(in milioni di euro)			
	2000	2001	2002	2003
Utile di esercizio	22,9	7,4	11,2	12,4
MOL	63,0	69,9	89,9	61,7
Risultato operativo	49,5	45,0	41,3	25,5
Autofinanziamento	35,6	40,9	48,2	36,4
Disponibilità finanziarie nette finali (indebitamento)	43,9	191,1	264,7	-128,7
Cash flow operativo	98,3	175,2	93,3	-366,4

Dall'insieme dei dati sopra evidenziati si segnala un solo dato positivo rappresentato dall'utile di esercizio in accentuata crescita rispetto al 2001 ed al 2002.

Di contro dal differenziale costi\ricavi scaturiscono due dati afferenti rispettivamente il margine operativo lordo (MOL) ed il risultato operativo che evidenziano valori tra i più bassi del periodo considerato (2000\2003).

Nella sostanza si deve ribadire quanto già rilevato nelle precedenti relazioni , in particolare per quanto attiene la circostanza che le attività istituzionali del GRTN hanno una influenza assolutamente contenuta in rapporto a quelle che sono state definite attività "atipiche".

Tra queste c.d. attività atipiche spicca, come si è già rilevato in sede di valutazione della situazione patrimoniale, la c.d. vendita di energia CIP6 che ha subito un incremento rispetto al 2002 passando da 2.712.507 mila di detto esercizio a 2.975.282 mila del 2003.

4.6 Acquirente unico S.P.A.

Con Decreto del 19 dicembre 2003 il Ministero delle Attività Produttive ha attribuito all'Acquirente Unico (ai sensi dell'art. 4, comma 8, del D. L.vo n.79/99) la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti vincolati. Il Decreto

fornisce anche le idee guida riguardo alle modalità di approvvigionamento di Acquirente Unico.

Il decreto di avvio dell'operatività del 19 dicembre 2003 ha stabilito che la società fino al 1° febbraio 2004 si avvallesse di ENEL S.p.A. per gli acquisti di energia elettrica nello STOVE.

L'Acquirente Unico ha provveduto a selezionare, sulla base del miglior prezzo medio per frontiera, i fornitori con cui sono stati poi definiti i contratti per l'intero anno solare 2004.

Le tabelle che seguono illustrano lo "Stato Patrimoniale" ed il "Conto Economico" dell'Acquirente Unico (AU).

STATO PATRIMONIALE

(in euro)

ATTIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI	---	---
B) IMMOBILIZZAZIONI	---	---
I. Immateriali	505.121	777.538
II. Materiali	528.448	655.623
III. Finanziarie	---	19.809
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	1.033.569	1.452.970
C) ATTIVO CIRCOLANTE	6.596.575	6.298.128
D) RATEI E RISCONTI	3.907	3.605
TOTALE ATTIVO	7.634.051	7.754.703

PASSIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) Patrimonio netto		
Capitale	7.500.000	7.500.000
Fondo e copertura perdite	1.924.979	3.274.175
Riserva da arrotondamento	1	(2)
Risultato di esercizio	(3.542.870)	(4.259.709)
Totale	5.882.110	6.514.464
B) Fondi per rischi ed oneri	-	-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	119.822	135.526
D) Debiti	1.632.119	1.091.700
E) Ratei e risconti	-	13.013
TOTALE PASSIVO	1.751.941	1.240.239
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	7.634.051	7.754.703
Conti d'ordine	376.787	376.787

(in euro)		
CONTO ECONOMICO	31-dic-02	31-dic-03
A) Valore della produzione	5.690	143.000
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	8.313	9.466
- Per servizi	2.427.920	2.210.306
- Per godimento di beni di terzi	190.350	250.226
- Per il personale:	1.097.160	1.986.168
- Ammortamenti e svalutazioni:	3.037	2.048
- Oneri diversi di gestione	43.740	88.176
Totale costi della produzione	3.770.520	4.546.390
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	(3.764.830)	(4.003.390)
C) Proventi e oneri finanziari	221.906	143.681
D) Proventi e oneri straordinari	54	
Risultato di esercizio	(3.542.870)	(4.259.709)

4.7 Gestore del mercato elettrico

Al GME S.p.A. costituito dal GRTN S.p.A. in data 27 giugno 2000 sono attribuite:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico;
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) e la predisposizione, di intesa con l'AEEG, delle regole di funzionamento del mercato;
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei certificati verdi.

Nel corso del 2003 la società ha avviato la procedura di selezione per il servizio di tesoreria del mercato elettrico. Tale procedura si è conclusa con l'affidamento del servizio di tesoreria all'Istituto bancario S. Paolo IMI S.p.A. con il quale in data 26 febbraio 2003 è stata sottoscritta la convenzione per lo svolgimento del servizio di tesoreria per il mercato elettrico.

Nel corso del 2003 il GME ha svolto una serie di attività propedeutiche all'avvio operativo del mercato elettrico, in particolare ha:

- organizzato e gestito le "prove bianche" per testare il funzionamento del sistema informativo del GME;
- organizzato e gestito le prove di fatturazione delle partite del mercato elettrico;

- organizzato e gestito una prova relativa al sistema di regolazione dei pagamenti.

Il GME ha svolto le attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei certificati verdi.

Al 31 dicembre del 2003 il numero di operatori ammessi al mercato è risultato parti a 44. Il numero delle sessioni organizzate e gestite del GME è stato pari a 16. Il volume complessivo dei certificati negoziati è stato pari a 23.848.

La tabella che segue illustra i dati relativi allo "Stato patrimoniale"

ATTIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI		
B) IMMOBILIZZAZIONI		
I. Immateriali	4.078.249	4.642.242
II. Materiali	831.153	1.218.009
III. Finanziarie	114.247	104.280
TOTALE IMMOBILIZZAZIONI	5.023.649	5.964.531
C) ATTIVO CIRCOLANTE	2.044.393	438.856
D) RATEI E RISCONTI	2.561	7.293
TOTALE ATTIVO	7.070.603	6.410.680

PASSIVO	31-dic-02	31-dic-03
A) Patrimonio netto		
Capitale	7.500.000	7.500.000
Fondo e copertura perdite	2.780.529	4.495.222
Risultato di esercizio	(5.169.343)	(7.411.960)
Totale	5.111.186	4.583.262
B) Fondi per rischi ed oneri	-	-
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	481.581	474.972
D) Debiti	1.477.836	1.305.153
E) Ratei e risconti	-	47.293
TOTALE PASSIVO	1.959.417	1.827.418
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	7.070.603	6.410.680
Conti d'ordine	1.856.983	2.356.983

La tabella che segue illustra i dati relativi al " Conto Economico".

(in euro)		
CONTO ECONOMICO	31-dic-02	31-dic-03
A) Valore della produzione	3.040	210.904
B) Costi della produzione		
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	19.244	14.680
- Per servizi	3.542.359	2.451.367
- Per godimento di beni di terzi	370.791	469.545
- Per il personale:	1.373.490	2.198.548
- Ammortamenti e svalutazioni:	727	2.451.647
- Oneri diversi di gestione	32.769	79.696
Totale costi della produzione	5.339.380	7.665.483
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	(5.336.340)	(7.454.579)
C) Proventi e oneri finanziari	167.428	43.842
D) Proventi e oneri straordinari	(431)	(1.223)
Risultato di esercizio	(5.169.343)	(7.411.960)

CONCLUSIONI

Dall'analisi condotta con riferimento all'esercizio 2003, risulta confermata in piena continuità con gli esercizi precedenti, la centralità del GRTN nella filiera elettrica, almeno sino alla completa attuazione del D.P.C.M. 11 maggio 2004 che riunisce nella soc. TERNA, che ne aveva già la titolarità, la gestione della rete di trasmissione. Infatti, per effetto dell'affidamento del servizio di dispacciamento e di altre funzioni connesse al ruolo di servizio pubblico ad esso conferito, il GRTN nel 2003 ha svolto il coordinamento delle diverse attività, esercitate a monte ed a valle della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

In particolare, con riferimento al carattere unitario del contesto in cui si trova ad operare il GRTN, va rilevato che vi sono evidenti interdipendenze tra le tre aree in cui si articola la filiera elettrica e i rispettivi mercati rispettivamente: della generazione (ovvero della produzione), della trasmissione e della distribuzione.

Inoltre secondo la norma istitutiva (art. 3, commi 3 e 6, del D. L.vo n.79\99) che evidenzia il carattere di servizio di pubblica utilità affidatogli, il GRTN deve assicurare la sicurezza del funzionamento del servizio nei confronti degli utenti, garantendo l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, avendo cura di assicurare, in base alle condizioni fissate dall'AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) "a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità".

Nella prassi, quale si ricava dal primo periodo di attività (2000-2003), si è evidenziata per il GRTN, accentuando i caratteri già delineati dal D. L.vo n.79\99, una funzione sostanzialmente di tutela di rilevanti interessi generali, correlati alla competitività dell'intero sistema economico nazionale.

Nella sua conformazione privatistica, inoltre, il GRTN, è una holding di un gruppo societario complesso, di cui fanno parte altre due società controllate, rappresentate rispettivamente dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) e dall'Acquirente Unico (AU). Anche nel 2003 dette società non sono risultate operative.

Per entrambe le controllate sono stati effettuati versamenti a copertura delle perdite provvisorie di esercizio, con un esborso di 3.274 mila euro per AU e di 4.495 mila euro per il GME.

Sul diverso piano della energia resa effettivamente disponibile dagli impianti di generazione, nel corso dell'esercizio 2003, per mandato avuto dal MAP, il GRTN ha condotto un'indagine conoscitiva dalla quale è risultato che la capacità di generazione reale non sempre è in grado di corrispondere, per effetto di vari fattori che vanno dal repowering all'arresto di lunga durata, alle previsioni teoriche.

Per quanto riguarda il "black out" verificatosi il 28 settembre 2003 si vanno configurando situazioni problematiche per gli equilibri del bilancio GRTN conseguenti alle azioni di risarcimento intraprese dagli utenti. **(a carico del GRTN)**.

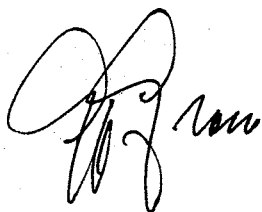
Per quanto concerne, invece, l'attivazione del Mercato Elettrico, ancora agli inizi del 2004 si è dovuto far ricorso ad un sistema provvisorio (STOVE), in attesa dell'entrata a sistema dell'organizzazione connessa alla realizzazione della c.d. Borsa Elettrica.

Peraltro, dal complesso dei dati statistici disponibili, è possibile osservare che nel 2002 si è avuta una crescita dell'intensità elettrica pari a + 1,5% rispetto al 2001 e che per il 2003 la crescita dell'intensità elettrica ha toccato + 2,4% rispetto al 2002.

A fronte di detto fenomeno si profilano situazioni di criticità che attengono da un lato alla nostra dipendenza dall'estero nell'approvvigionamento dell'energia elettrica e delle fonti di produzione e dall'altro all'adeguamento ed incremento delle centrali per la generazione .

Situazioni che rivelano la loro connotazione negativa solo che si consideri che l'insufficienza di riserva di energia che pure ha condotto all'interruzione del giugno 2003 si inserisce in una fase di stagnazione dell'economia nazionale, nella persistenza della quale è risultato che i consumi domestici estivi si sono allineati a quelli invernali, in una prospettiva di espansione evidenziata dalle considerazioni connesse al fenomeno dell'intensità elettrica cui si è fatto cenno.

Nel complesso, da quanto esposto, ne consegue che i "ricavi complessivi" della gestione del GRTN sono fortemente dipendenti dalle attività atipiche assunte dal Gestore.



PAGINA BIANCA

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

ESERCIZIO 2003

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

QUADRO MACROECONOMICO DI RIFERIMENTO E SINTESI DEI RISULTATI**Contesto macroeconomico**

Nel 2003 l'economia italiana è stata influenzata inizialmente da una fase di recessione tecnica, seguita nella seconda parte dell'anno da segnali di recupero, così che mediamente il Prodotto Interno Lordo (PIL) è cresciuto dello 0,3% in termini reali rispetto all'anno precedente (+0,4% la corrispondente crescita nel 2002). La ripresa dell'economia nazionale è stata preceduta da un diffuso miglioramento delle condizioni economiche negli Stati Uniti, in Asia e, in misura minore, in Europa.

I consumi delle famiglie sono stati la componente più dinamica (+1,3% rispetto al 2002) e che ha maggiormente contribuito al sostegno dell'attività economica grazie a diversi fattori: l'aumento in termini reali delle retribuzioni lorde pro capite (che però sono ancora inferiori ai livelli di inizio 2002); l'ulteriore crescita dell'occupazione; i positivi effetti sulla ricchezza finanziaria della ripresa dei mercati azionari. Gli investimenti fissi lordi hanno registrato una riduzione del 2,1% (+1,2% nel 2002) a causa delle forti contrazioni di quelli in macchine e attrezzature e di quelli in mezzi di trasporto.

In ripresa, dopo una serie di variazioni trimestrali negative, le esportazioni di merci sia verso i partner commerciali europei, sia verso gli altri mercati internazionali, dove il riaccendersi della domanda ha parzialmente compensato la perdita di competitività conseguente al rafforzamento dell'Euro. Malgrado questi segnali positivi, la variazione annuale delle esportazioni è risultata negativa (-3,9%); anche le importazioni hanno registrato una riduzione (-0,6%). Il contributo alla crescita del PIL fornito dal saldo estero è così rimasto negativo anche nel 2003. L'occupazione è ancora cresciuta (+0,4% rispetto al 2002 in termini di unità di lavoro) ed il tasso di disoccupazione è sceso dal 9,0% all'8,7%. Tale andamento, che contrasta con quanto si è verificato negli altri Paesi europei dove il numero di occupati si è ridotto, risulta da variazioni negative nei settori dell'agricoltura e dell'industria in senso stretto che sono state compensate dalla crescita nei settori delle costruzioni e dei servizi. Sul risultato finale hanno anche influito le misure per l'emersione del lavoro nero.

Nel corso del 2003 l'inflazione italiana si è mantenuta superiore a quella dei principali Paesi dell'area UME ed ha chiuso l'anno con un valore pari a +2,7% (contro +2,5% nel 2002), un valore che sconta un effetto di trascinamento dall'anno precedente di circa un punto percentuale. Sebbene in ritardo sulle aspettative, l'apprezzamento dell'Euro pare abbia iniziato a manifestare effetti di contenimento sui prezzi all'importazione e su quelli alla produzione, effetti che nel tempo dovrebbero propagarsi anche al livello finale.

La produzione industriale nel 2003 ha registrato una riduzione dello 0,8%, che scende a -0,4% se calcolata a parità di giornate lavorative. Analizzando in termini di raggruppamenti principali di industrie si nota che hanno mostrato variazioni negative i beni di consumo (-1,1%), i beni strumentali (-2,5%) ed i beni intermedi (-1,3%), al contrario il gruppo energia è il solo ad aver registrato una crescita (+4,1%). A livello settoriale, le maggiori riduzioni si sono avute nelle industrie delle pelli e calzature (-5,5%), nella produzione di apparecchi elettrici e di precisione (-4,9%) e nella produzione di mezzi di trasporto (-3,8%) mentre variazioni positive sono state realizzate nella produzione di energia elettrica, gas e acqua (+4,8%), nella estrazione dei minerali (+4,0%) e nella attività di raffinazione del petrolio (+2,4%).

Nel 2003 la richiesta di energia elettrica ha toccato i 319,7 miliardi di kWh, con un aumento del 2,9% rispetto all'anno precedente. Come di consueto, i consumi del terziario sono risultati la componente più dinamica (+6,4%), seguiti dai consumi domestici (+2,8%) mentre i consumi industriali hanno risentito delle difficoltà congiunturali (+1,0%).

I dati di consuntivo provvisorio evidenziano, rispetto all'anno precedente, un aumento del 12% dei consumi sul mercato libero, che nel 2003 hanno toccato i 110 miliardi di kWh; i consumi sul mercato vincolato si sono invece ridotti del 2,3%, passando da 171 a 167 miliardi di kWh. Per l'anno in corso, la presenza di diffusi segnali di recupero ed il tono espansivo delle politiche economiche adottate nei vari Paesi rassicurano sulla capacità di tenuta della fase di ripresa. Verrebbero così a porsi le premesse per una ripresa degli investimenti, mentre i consumi continuerebbero a crescere grazie alla normalizzazione dei mercati azionari ed ai guadagni di ragione di scambio legati all'andamento del tasso di cambio. La crescita dell'economia italiana potrà così accelerare (aumento reale del PIL atteso del +1,6%), giovandosi del buon andamento delle esportazioni e dell'intonazione favorevole della politica monetaria. In corrispondenza, la richiesta elettrica sulla rete italiana dovrebbe aumentare del 3,5% rispetto ai 319,6 TWh richiesti nel 2003.

La domanda di energia elettrica in Italia e i relativi consumi

Nel 2003 la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata soddisfatta per l'84,1% da produzione nazionale, per un valore pari a 268,7 miliardi di kWh al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi e con un aumento del 3,3% rispetto al 2002.

La restante quota di fabbisogno (15,9%) è stata coperta dagli scambi con l'estero, per un valore pari nel 2003 a 50,9 miliardi di kWh contro i 50,5 del 2002. Analizzando l'andamento delle direzioni dei flussi commerciali con l'estero, le importazioni hanno fatto registrare, dopo anni di crescita costante, una flessione (-0,1%) raggiungendo i 51,486 miliardi di kWh contro i 51,519 miliardi di kWh del 2002. Le esportazioni, invece, sono passate da 0,922 miliardi di kWh a 0,518 miliardi di kWh con una sensibile diminuzione percentuale pari a -43,8%.

Le due tabelle seguenti riassumono il bilancio di energia elettrica in Italia per l'anno 2003 e la scomposizione dei consumi per tipologia di mercato elettrico ed evidenziano le variazioni rispetto all'anno 2002.

BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2003 - Valori provvisori

Millioni di kWh

	2003	2002	2003-2002	
Produzione lorda	292.826	284.401	8.425	3,0%
Servizi ausiliari	13.784	13.618	166	1,2%
Produzione netta	279.042	270.783	8.259	3,1%
Ricevuta da fornitori esteri	51.486	51.519	(33)	-0,1%
Ceduta a clienti esteri	518	922	(404)	-43,8%
Destinata ai pompaggi	10.352	10.654	(302)	-2,8%
Richiesta totale Italia	319.658	310.726	8.932	2,9%
Totale consumi	299.000	290.960	8.040	2,8%
<i>Perdite</i>	<i>20.658</i>	<i>19.766</i>	<i>892</i>	<i>4,5%</i>
Richiesta totale Italia	319.658	310.726	8.932	2,9%

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2003 - Valori provvisori

Millioni di kWh

	2003	2002	2003-2002	
Mercato vincolato	166.700	170.543	(3.843)	-2,3%
Mercato libero	110.000	98.224	11.776	12,0%
Autoconsumi	22.300	22.193	107	0,5%
Totale consumi	299.000	290.960	8.040	2,8%

La destinazione dell'energia elettrica al mercato mostra un aumento nel tempo della quota a copertura dei consumi dei clienti idonei e una speculare riduzione della quota dei clienti vincolati. Nel 2003 la quota di consumi del mercato vincolato rappresenta il 55,8% del totale, contro il 58,6% del 2002. Il mercato libero, viceversa, si attesta sui 110 miliardi di kWh, con un aumento del 12% rispetto al 2002. Tale incremento è da porsi in relazione con l'aumento della platea di clienti idonei e con l'abbassamento della soglia di idoneità a 100 MWh annui. La tabella mostra, infine, una stabilità della quota di autoconsumo che rappresenta nel 2003 il 7,5% dei consumi totali.

La distribuzione dei consumi per settore economico, illustrata nella tabella successiva, mostra un aumento considerevole della quota destinata al terziario il cui consumo raggiunge nel 2003 i 76,4 miliardi di kWh, con un aumento del +6,4% rispetto al 2002; molto elevati rispetto ad un trend di lungo periodo risultano i consumi del settore domestico che crescono in linea con la domanda complessiva (+2,8%). Sotto la media si mantengono, invece, gli incrementi del settore industriale (+1,0% rispetto al 2002) che si attestano sui 152,9 miliardi di kWh, per una quota pari al 51,1% dei consumi totali.

CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA
anno 2003 - Valori provvisori

<i>Milioni di kWh</i>				
	2003	2002	2003-2002	
Agricoltura	5.000	4.890	110	2,2%
Industria	152.900	151.314	1.586	1,0%
Terziario	76.400	71.798	4.602	6,4%
Usi domestici	64.700	62.958	1.742	2,8%
Totale consumi	299.000	290.960	8.040	2,8%

La produzione nazionale

Nel 2003 la produzione netta nazionale è cresciuta del 3,1% come evidenziato nella tabella contenente i dati della produzione nazionale per fonte di generazione, destinata ai consumi e ai servizi ausiliari. I dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, nel corso dell'anno 2003 evidenziano una diminuzione della produzione idroelettrica del 6,5% rispetto al 2002, sostanzialmente dovuta a minori apporti naturali nella seconda metà dell'anno e che non hanno consentito il normale ciclo d'invaso dei serbatoi.

L'indice di producibilità idroelettrica annuale è risultato, a motivo soprattutto delle scarse precipitazioni registrate, inferiore al corrispondente valore dell'anno precedente segnando uno 0,82 a fronte di uno 0,90 registrato nel 2002. In particolare nel mese di luglio tale indice, su base mensile, ha fatto registrare un minimo storico sulla media pluriennale dei valori.

La produzione termoelettrica al netto dei servizi ausiliari ha raggiunto nel 2003 i 229 miliardi di kWh, pari all'82% della produzione nazionale, con un aumento del 4,9% rispetto al 2002.

La produzione netta da fonti rinnovabili ha fatto registrare un aumento dell'11,2% rispetto al 2002 raggiungendo i 6,4 miliardi di kWh. L'aumento è stato particolarmente sensibile per la produzione geotermica (+14,4%) rispetto al modesto aumento della produzione eolica e fotovoltaica (+1,2%).

PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

anno 2003 - Valori provvisori

Milioni di kWh

	2003	2002	2003-2002	
Produzione idrica lorda	44.214	47.262	(3.048)	-6,4%
Produzione termica lorda	241.850	231.069	10.781	4,7%
Produzione geotermica lorda	5.337	4.662	675	14,5%
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	1.425	1.408	17	1,2%
Totale produzione lorda	292.826	284.401	8.425	3,0%
Servizi ausiliari idrici	614	642	(28)	-4,4%
Servizi ausiliari termici	12.850	12.698	152	1,2%
Servizi ausiliari geotermici	319	277	42	15,2%
Servizi ausiliari eolici e fotovoltaici	1	1	-	-
Totale servizi ausiliari	13.784	13.618	166	1,2%
Produzione idrica netta	43.600	46.620	(3.020)	-6,5%
Produzione termica netta	229.000	218.371	10.629	4,9%
Produzione geotermica netta	5.018	4.385	633	14,4%
Produzione eolica e fotovoltaica netta	1.424	1.407	17	1,2%
Totale produzione netta	279.042	270.783	8.259	3,1%

L'energia prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode di forme di remunerazione incentivata sulla base di quanto previsto dalla normativa (provvedimento CIP 6/92, delibere dell'AEEG 108/97 e 62/02) è ritirata dal GRTN ai sensi dell'art. 3, comma 12 del D.lgs. 79/99.

Nel 2003 il GRTN ha ritirato una quantità di energia elettrica pari a 53,9 TWh di cui 50,4 TWh ceduti da impianti titolari di convenzione di cessione destinata remunerati a tariffa CIP 6/92, 1,1 TWh ceduti da impianti titolari di convenzione di cessione di eccedenze e 2,4 TWh ceduti da impianti c.d. mini-idro.

Nel seguito si evidenzia la ripartizione dell'energia acquistata dal GRTN relativa agli impianti alimentati a fonti rinnovabili rispetto agli impianti a fonti assimilate e si riporta il dettaglio degli impianti per tipologia di fonte.

ENERGIA ACQUISTATA EX ART. 3, COMMA 12, D.LGS. 79/99 PER TIPOLOGIA DI IMPIANTO

(anno 2003)	GWh	%
Impianti idroelettrici a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente oltre 3 MW	1.523	2,8
Impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	2.913	5,4
Impianti eolici e geotermici	3.852	7,1
Impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU nonché, previo accertamento, impianti equiparati	3.721	6,9
Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17.252	32,0
Impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	24.433	45,3
Impianti idroelettrici potenziati	199	0,4
Totale	53.893	100,0
- di cui da fonti assimilate	41.685	77,3
- di cui da fonti rinnovabili	12.208	22,7

Sintesi dei risultati economico-finanziari della società

I risultati economico-finanziari dell'anno 2003, confrontati con quelli del triennio precedente, sono così sintetizzati:

GRTN SpA

Euro milioni

	2003	2002	2001	2000
Dati economici				
Valore della produzione	6.513,3	6.215,0	6.094,6	1.018,6
Costo del lavoro	48,7	46,0	44,7	42,5
Margine operativo lordo	61,7	90,0	70,0	63,0
Risultato operativo	25,5	41,3	45,0	49,5
Imposte sul reddito	16,1	35,6	25,8	23,5
Utile netto	12,4	11,2	7,4	23,0
Dati patrimoniali e finanziari				
Totale delle attività patrimoniali	2.262,6	2.269,2	1.939,3	1.136,7
Immobilizzazioni nette	110,1	111,5	109,9	94,9
Capitale investito netto	209,0	(196,8)	(134,5)	5,3
Capitale sociale	26,0	26,0	26,0	25,9
Patrimonio netto complessivo	80,3	67,8	56,6	49,2
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette	(128,7)	264,7	191,1	43,9
Principali dati e indicatori				
Consistenza media del personale	717	698	684	648
Ricavi delle vendite per addetto (in Euro)	8.922.930	8.791.982	8.748.946	1.571.773
Clienti (n.)	1.590	1.650	390	280
Fornitori (n.)	2.221	1.580	1.640	360
Patrimonio netto/totale attività patrimoniali	3%	3%	3%	4%
Patrimonio netto/immobilizzazioni nette	73%	61%	52%	52%

QUADRO NORMATIVO DEL SETTORE ELETTRICO

L'anno 2003 è stato caratterizzato da una notevole produzione di norme e provvedimenti riguardanti il settore elettrico sia a livello comunitario, nell'ambito delle iniziative dell'Unione europea finalizzate alla promozione della concorrenza e alla realizzazione del mercato interno dell'energia, sia a livello nazionale. Tale attività normativa ha contribuito a rendere il quadro normativo di riferimento per le attività svolte dal Gestore e dalle società controllate via via più completo.

Vengono qui di seguito sinteticamente riportati i provvedimenti normativi di maggiore interesse per la Società.

Normativa comunitaria

In Europa è ripreso il percorso di sviluppo della liberalizzazione e di implementazione dell'armonizzazione delle regole tra gli Stati membri.

Tra i passaggi più rilevanti che hanno caratterizzato la politica comunitaria in materia di energia elettrica nel corso dell'anno 2003 vi è l'adozione definitiva, il 26 giugno 2003, del nuovo pacchetto di liberalizzazione del mercato elettrico composto dalla direttiva 54/2003/CE, che abroga, con effetto 1° luglio 2004, la direttiva 96/92/CE e dal Regolamento CE 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Per effetto delle nuove disposizioni comunitarie, dal 1° luglio 2004, tutti gli Stati membri dovranno liberalizzare l'utenza non civile di energia elettrica, fino alla completa apertura del mercato elettrico che avverrà entro il prossimo 2007.

L'azione della Commissione europea in materia energetica nel 2003 ha, inoltre, prodotto i seguenti risultati:

- l'adozione della direttiva 2003/92/CE che modifica la "Sesta Direttiva IVA" limitatamente alle norme per individuare il luogo di cessione di gas ed energia elettrica negli scambi transfrontalieri;
- la decisione 796/2003 che istituisce il Gruppo dei Regolatori Europei per il gas e l'elettricità;
- l'adozione a giugno 2003 della decisione 1229/2003/CE che stabilisce gli orientamenti comunitari in materia di Reti Transeuropee dell'energia elettrica e individua i progetti prioritari idonei per il finanziamento del Programma TEN-E, di cui è stata proposta un'ulteriore revisione;
- il rilancio degli investimenti nelle reti e nelle infrastrutture ha visto, oltre al consueto programma per il finanziamento delle Reti Transeuropee nel settore dell'energia, l'elaborazione di un nuovo programma per l'avviamento delle iniziative noto come "Quick Start Programme";
- l'adozione del Programma "Energia Intelligente per l'Europa 2003-2006" per il finanziamento di misure correlate allo sviluppo delle fonti rinnovabili e alla loro integrazione nei sistemi energetici, comprese le reti di distribuzione e di trasmissione;
- il rafforzamento della collaborazione energetica tra l'Unione Europea e i Paesi terzi, nell'ambito del dialogo con la Russia, con i Paesi del Bacino Mediterraneo e con i Balcani.

Di grande rilevanza sono state inoltre nel corso dell'anno 2003 le misure adottate dall'UE per integrare la dimensione ambientale e i temi dello sviluppo sostenibile nella definizione della

politica energetica comunitaria con particolare riguardo alle misure per il perseguimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto consistenti in:

- una disciplina comune per lo scambio dei diritti di emissione di gas a effetto serra (direttiva 2003/87/CE adottata il 13 ottobre 2003) e un nuovo sistema di monitoraggio delle emissioni di gas a effetto serra (decisione 280/2003);
- l'avanzamento dei lavori concernenti la proposta di direttiva per il riconoscimento dei crediti derivanti dai meccanismi flessibili (Joint Implementation and Clean Development Mechanisms) del Protocollo di Kyoto.

Direttiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

In data 26 giugno 2003 è stata emanata la direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica che abroga a far data dal 1° luglio 2004 la direttiva 96/92/CE. Entro il medesimo termine gli Stati membri sono tenuti a dare attuazione al nuovo provvedimento. Le principali innovazioni introdotte dalla direttiva 2003/54 sono:

- il riconoscimento del servizio universale inteso come diritto dei clienti domestici e, se gli Stati lo ritengono, delle piccole imprese, alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili; per garantire la fornitura del servizio universale gli Stati possono prevedere un fornitore di ultima istanza;
- il controllo della sicurezza degli approvvigionamenti inteso quale controllo sull'equilibrio della domanda e dell'offerta sul mercato nazionale, sul livello della domanda attesa e sulla prevista capacità addizionale;
- la separazione giuridica dei gestori del sistema di trasmissione e di distribuzione dalle altre attività non connesse alla trasmissione o alla distribuzione;
- la possibilità che possa essere configurato un sistema combinato di trasmissione e distribuzione gestito da un unico gestore;
- apertura totale del mercato dei clienti liberi fissata al 1° luglio 2007.

Regolamento CE n. 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

Unitamente alla Direttiva è stato approvato anche il regolamento n. 1228/2003 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Il regolamento mira a creare le condizioni per promuovere la realizzazione di un reale mercato interno dell'energia attraverso l'intensificazione degli scambi transfrontalieri di elettricità che attualmente a giudizio degli organi comunitari risulterebbero poco sviluppati rispetto ad altri settori dell'economia. A tal fine il provvedimento disciplina:

- i corrispettivi di accesso alle reti;
- i principi generali in materia di gestione delle congestioni;
- la realizzazione, da parte di soggetti distinti dai gestori di rete, di nuove linee di interconnessione tra sistemi elettrici di Stati diversi attraverso un meccanismo di esenzione dalla disciplina del diritto di accesso dei terzi alle reti.

Il regolamento, entrato in vigore nel mese di agosto 2003, si applica a far data dal 1° luglio 2004 senza necessità di recepimento in una normativa nazionale.

Normativa nazionale

La normativa nazionale registra nel periodo cambiamenti significativi, in parte influenzati da due eventi particolari: le interruzioni di energia elettrica verificatisi nel corso del 2003 e la predisposizione del quadro regolamentare per l'avvio del mercato organizzato dell'elettricità nel corso del 2004. Il primo evento ha richiesto l'intervento del legislatore per affrontare i numerosi e diversi problemi correlati alla sicurezza del sistema elettrico italiano, considerati in linea generale nella legge 290/03. Il secondo aspetto segna, invece, un ulteriore avanzamento nel percorso di liberalizzazione tracciato dal D.lgs. 79/99, con l'avvio dell'operatività del mercato elettrico e la determinazione del modello di borsa elettrica da implementare almeno in una prima fase finalizzata a rappresentare anche una fase di sperimentazione.

Si descrivono di seguito brevemente i principali interventi nel corso del 2003 del legislatore nazionale in materia di energia elettrica.

Decreto del Ministero delle Attività produttive 29 gennaio 2004 sull'assegnazione dell'energia CIP 6

Il Decreto del Ministero delle Attività produttive recante le "Modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2004, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA", detta la disciplina per le assegnazioni di energia c.d. CIP 6 ai clienti idonei e all'Acquirente unico, quest'ultimo in qualità di garante della fornitura al mercato vincolato.

Le assegnazioni sono previste su base annuale e mensile/plurimensile. Il 20% della capacità assegnabile per forniture annuali è riservata all'AU, mentre il restante 80% e le bande di capacità destinate a forniture mensili o plurimensili sono assegnate ai clienti idonei del mercato libero.

Legge 17 aprile 2003, n. 83 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico e di realizzazione, potenziamento, utilizzazione e ambientalizzazione di impianti termoelettrici"

Con la legge 17 aprile 2003, n. 83 è stato convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. Il provvedimento definisce gli oneri generali del sistema elettrico che si applicano a partire dal 1° gennaio 2004 e che sono costituiti da:

- a) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse;
- b) i costi relativi alle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- c) l'applicazione di condizioni tariffarie favorevoli per determinate forniture di energia elettrica;
- d) la reintegrazione dei maggiori costi per la forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dall'Enel SpA dalla Nigeria.

In base alla citata legge cessa pertanto il regime di reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui all'art. 3 comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 nonché dei costi relativi alla c.d. rendita idroelettrica di cui alla lettera b) del medesimo decreto.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 in materia di "campi elettromagnetici"

Con il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri (D.P.C.M.) 8 luglio 2003, riguardante la "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti" è stata data attuazione alla previsione di cui all'art. 4, comma 2 lett. a) della legge n. 36/01.

Il D.P.C.M. introduce limiti diversi e più restrittivi rispetto a quelli (100 microtesla) già contenuti nel D.P.C.M. 23 aprile 1992. In particolare:

- il limite di esposizione è fissato in 100 microtesla;
- il valore di attenzione, che non deve essere superato nei luoghi adibiti a permanenze giornaliere non inferiori a 4 ore, è fissato in 10 microtesla;
- l'obiettivo di qualità, che deve essere rispettato nella progettazione di nuovi elettrodotti e di nuovi insediamenti in prossimità di elettrodotti, è fissato in 3 microtesla.

Per gli elettrodotti esistenti che non rispettano il valore di attenzione, con apposito decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri su proposta del Ministro dell'Ambiente, dovrebbero essere definiti i criteri di elaborazione dei piani di risanamento (art. 4, quarto comma, legge n. 36/2001). Sulla base di tali criteri il GRTN dovrà poi presentare una proposta di piano di risanamento al Ministero dell'Ambiente per gli elettrodotti con tensione superiore a 150 kV e alle Regioni per gli altri elettrodotti.

Il GRTN, per gli elettrodotti con tensione di esercizio non inferiore a 132 kV, dovrà inoltre fornire agli organi di controllo di ogni singola regione (ARPA) secondo le modalità fornite dagli stessi, con frequenza trimestrale, dodici valori per ciascun giorno, corrispondenti ai valori medi delle correnti registrati ogni due ore nelle normali condizioni di esercizio (art. 5 comma 4).

I suddetti limiti di esposizione, valori di attenzione e obiettivi di qualità non si applicano ai lavoratori esposti per ragioni professionali (art. 1, comma 2).

Legge 27 ottobre 2003, n. 290 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Delega al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità"

Con legge n. 290/03 è stato convertito in legge, con modificazioni, il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239 recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica. Tale provvedimento, di notevole rilevanza per il Gestore della rete, detta in primo luogo misure per un diverso assetto ed organizzazione della rete elettrica nazionale. In particolare demanda ad un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri la definizione dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione e per la gestione del soggetto che risulterà dalla unificazione. Coerentemente con tale previsione e al fine di renderla compatibile con l'attuale assetto normativo, la legge n. 290/03 introduce alcune modifiche al decreto legislativo n. 79/99 riconducibili principalmente alla possibilità per il Gestore di divenire proprietario di asset facenti parti della rete di trasmissione nazionale.

Viene altresì disposta la successiva privatizzazione del soggetto che risulterà dalla unificazio-

ne della proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale e, al fine di assicurarne la terzietà e neutralità rispetto agli altri operatori del settore, viene inoltre previsto che, a decorrere dal 1° luglio 2007, nessuna società operante nel settore elettrico nei comparti diversi dalla trasmissione, possa detenere quote superiori al 20% del capitale di tale soggetto.

Oltre a tale aspetto la legge n. 290/03 disciplina altresì:

- l'autorizzazione temporanea dell'esercizio di centrali di produzione anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera;
- l'autorizzazione alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica;
- la possibilità, per soggetti privati, di realizzare a proprio carico linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri Paesi attraverso un meccanismo di esenzione dalla disciplina che prevede il diritto di accesso dei terzi alle reti;
- la semplificazione dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia.

Decreto del Ministro delle Attività produttive 17 dicembre 2003 recante modalità di assegnazione della capacità di importazione per l'anno 2004

In conformità all'art. 10, comma 2 del D.lgs. n. 79/99 come modificato dalla legge n. 290/03, il Ministro delle Attività produttive con proprio provvedimento ha fissato le modalità e condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulle frontiere settentrionali e meridionale per l'anno 2004. Il decreto fissa i principi fondamentali in base ai quali deve essere effettuata l'assegnazione della capacità (determinazione della quota di capacità per il mercato vincolato; definizione delle quote riservate a particolari tipologie di clienti o a Stati terzi; meccanismo di assegnazione ecc.) demandando ad un successivo provvedimento dell'Autorità le necessarie disposizioni attuative.

Decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 recante disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica

In attuazione di quanto previsto dalla legge n. 290/03, che demanda ad un decreto legislativo la definizione di condizioni economiche per garantire un adeguato livello di capacità di produzione di energia elettrica, il Governo ha adottato un decreto recante "Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica". Il provvedimento stabilisce un sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva in favore dei soggetti che dispongono di tale capacità, indipendentemente dal diritto di proprietà sui relativi impianti, basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti e non distorsivi per il mercato, orientati a minimizzare gli oneri per i consumatori. La disciplina di tale sistema di remunerazione e la misura della remunerazione medesima saranno oggetto di una proposta elaborata dal Gestore della rete di trasmissione nazionale sulla base di criteri e condizioni definiti dall'Autorità. Tale proposta sarà poi approvata dal Ministro delle Attività produttive. Nelle more della definizione di tale sistema il D.lgs. n. 379/03 prevede un regime transitorio in cui è demandata ad un provvedimento dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas la definizione del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità.

Decreto del Ministro delle Attività produttive 19 dicembre 2003 di approvazione della Disciplina del mercato elettrico

Con decreto ministeriale è stato approvato il testo integrato della disciplina del mercato elettrico e fissata al 8 gennaio 2004 la data in cui il Gestore del mercato elettrico SpA assume la responsabilità delle proprie funzioni relativamente all'organizzazione e alla gestione del mercato elettrico. Il testo integrato approvato dal Ministro risulta costituito da:

- la Disciplina del mercato elettrico che era stata già approvata con decreto del 9 maggio 2001 e successivamente modificata;
- la proposta di Istruzioni alla Disciplina come elaborata dal Gestore del mercato elettrico SpA;
- le istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico per quanto riguarda la sede di contrattazione dei certificati verdi.

L'emanazione di tale provvedimento consente al Gestore del mercato elettrico SpA di avviare la propria attività operativa sia pure con la gradualità necessaria prevista nelle disposizioni transitorie di cui al medesimo decreto.

Decreto del Ministro delle Attività produttive 19 dicembre 2003 di assunzione della titolarità da parte dell'Acquirente unico

Con decreto del Ministro delle Attività produttive è stata stabilita al 1° gennaio 2004 la data a decorrere della quale l'Acquirente unico assume la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato che fino ad oggi venivano esercitate dall'Enel SpA. Il medesimo provvedimento detta altresì talune direttive alla società; in particolare per quanto riguarda le modalità di approvvigionamento stabilisce che la società può concludere contratti di compravendita di energia elettrica sia nel sistema delle offerte sia al di fuori del meccanismo di borsa anche se, in tal caso, per una quantità non superiore al 25% della previsione della domanda complessiva annua. Inoltre l'Acquirente unico potrà partecipare alle procedure per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione e della capacità produttiva c.d. CIP 6.

Sintesi dell'attività di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nel corso dell'anno l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha adottato una serie di provvedimenti che hanno riguardato il settore elettrico. Qui di seguito vengono brevemente richiamate le deliberazioni di maggiore interesse per il GRTN e le società controllate.

Delibera 09/03 relativa al "Contratto 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"

Con tale provvedimento l'Autorità ha approvato il contratto tipo da stipularsi tra il Gestore e i soggetti esercenti le parti delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale ma funzionali alla rete medesima richiamato nell'ambito della convenzione tipo di cui al D.M. 22 dicembre 2000 e da allegare alle convenzioni che il Gestore pone in essere con i singoli proprietari. È stato posto in essere, in tal modo, un ulteriore tassello nella regolamentazione dei rapporti tra proprietari di RTN e Gestore della rete.

Delibera 27/03 recante condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica

Con la Delibera 27/03 l'Autorità è intervenuta per modificare la disciplina transitoria per l'erogazione del servizio di dispacciamento, già definita nel corso dell'anno 2002 con le delibere 317 e ss. e da valere fino all'entrata in vigore del regime di dispacciamento di merito economico. Le principali modifiche introdotte, rispetto al regime precedente, consistono:

1. attribuzione di uno specifico ruolo ai distributori al fine di verificare la corrispondenza tra contratti di trasporto da un lato e contratti di bilanciamento e scambio dall'altro;
2. previsione di un unico contratto di scambio per tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un soggetto, appartenenti al medesimo ambito territoriale;
3. previsione della facoltà di avvalersi, per la stipula dei contratti di bilanciamento, di scambio e di trasporto, del cliente grossista in qualità di mandatario unico;
4. fatturazione mensile, da parte del GRTN, dei corrispettivi di bilanciamento, con eventuale conguaglio, nei sei mesi successivi, sulla base delle misure fornite dai distributori;
5. modifiche relative al contratto di scambio principalmente in relazione alla cadenza temporale.

Delibere 67/03 e 111/03 in materia di organizzazione del sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica e di organizzazione di transizione al Sistema Italia 2004

Con la Delibera 67/03 l'Autorità ha introdotto, al fine di garantire l'efficienza e la sicurezza nell'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica (c.d. STOVE) da applicare, in via transitoria, a partire dal 1° luglio 2003 e fino al 1° gennaio 2004.

Caratteristiche essenziali del sistema delineato dall'Autorità sono:

- approvvigionamento congiunto delle risorse necessarie a Enel SpA per garantire la fornitura al mercato vincolato nonché delle risorse necessarie al Gestore per assicurare il servizio di bilanciamento e riserva;
- partecipazione obbligatoria allo STOVE dei produttori per le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili (c.d. "stranded costs") e adesione facoltativa per gli altri produttori;
- costituzione per la gestione dello STOVE di un comitato composto da rappresentanti delle imprese partecipanti;
- previsione di un meccanismo di offerte di vendita della produzione termoelettrica nell'ambito della quale i produttori formulano le proprie offerte di vendita;
- ripartizione degli oneri tra i due unici soggetti acquirenti (Enel SpA e GRTN).

Successivamente con Delibera 111/03 l'Autorità ha introdotto alcune limitate integrazioni alla Delibera 67/03 relativamente al regime dei pagamenti dovuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Delibera 117/03 in materia di riconoscimento di diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto sulla rete elettrica di interconnessione con l'estero

Con tale provvedimento l'Autorità ha adottato misure urgenti in materia di riconoscimento di

diritti di accesso a titolo prioritario alla capacità di trasporto intervenendo sulla procedura in corso per l'assegnazione di tali diritti posta in essere in attuazione della Delibera 151/02. In particolare, anche al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, il provvedimento prevede che il Gestore della rete riformuli la lettera di invito alle imprese partecipanti alla procedura prevedendo, tra l'altro, che parte della documentazione da allegare alla domanda possa essere prodotta anche in un momento successivo alla presentazione della stessa.

Delibere 151/03, 155/03 e 02/04 recante disposizioni urgenti transitorie per la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso dei prelievi di energia elettrica

Con la Delibera 151/03, come successivamente modificata e integrata dalle delibere 155/03 e 02/04, l'Autorità ha dettato disposizioni per la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso. In particolare con tali provvedimenti sono state fissate le condizioni, anche economiche, di prestazione del servizio di interrompibilità da fornire al Gestore della rete per il triennio 2004-2006. È stata consentita la prestazione del servizio anche ai soggetti, in possesso dei necessari requisiti tecnici per l'interrompibilità in tempo reale, che si siano resi già assegnatari di capacità di trasporto sull'interconnessione, previa rinuncia ai diritti di utilizzo della medesima capacità.

Delibera 157/03 recante disposizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2004

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito le regole 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 per l'anno 2004 e relativamente alle frontiere elettriche settentrionali (nord ovest e nord est) e meridionale (Grecia). Come già avvenuto per gli anni precedenti anche per il 2004 l'Autorità ha previsto l'assegnazione congiunta da parte del GRTN e del gestore francese (RTE) della capacità sulla frontiera nord ovest in base ad un regolamento approvato dall'Autorità e l'assegnazione autonoma sulle altre frontiere. Nel caso di domanda superiore all'offerta anche per quest'anno l'Autorità ha previsto un meccanismo di riduzione pro quota delle richieste.

Delibera 163/03 recante disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico

Con Delibera 163/03 del 23 dicembre 2003 l'Autorità ha adottato talune disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico attraverso l'introduzione di alcune modifiche alle delibere 27/03 e 67/03 al fine di renderle compatibili con gli indirizzi per il Sistema Italia 2004.

In particolare per quanto riguarda la Delibera 67/03 l'Autorità ha previsto:

- una proroga del funzionamento del sistema dello STOVE;
- l'obbligo di partecipazione allo STOVE per tutte le centrali elettriche che dispongono di potenza nominale superiore a 10 MVA situate sul territorio nazionale e il conseguente obbligo di offrire nello STOVE tutta la capacità produttiva al netto di quella impegnata per il mercato libero;
- il subentro progressivo dell'Acquirente unico nei contratti di somministrazione in essere tra

l'Enel SpA e i produttori con la necessaria gradualità;

- la priorità di dispacciamento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e degli impianti di cogenerazione. Al riguardo è stabilito che in presenza di due o più unità di produzione che risultano equiparate nell'ordine di merito è assegnata priorità alle unità di produzione, nell'ordine, alimentate da fonti rinnovabili e di cogenerazione.

Il provvedimento ha altresì introdotto alcune limitate modifiche alla Delibera 27/03 per tenere conto del fatto che il regime di dispacciamento transitorio così come definito nella medesima deliberazione e il meccanismo dello STOVE sono prorogati almeno per il mese di gennaio 2004.

Delibera 168/03 recante condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico

Con la Delibera 168/03 l'Autorità ha dettato le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico. Tale provvedimento, che abroga le precedenti delibere 95/01 e 87/02, disciplina nel dettaglio i seguenti aspetti:

- la registrazione dei contratti di compravendita di energia, sia quelli conclusi nel sistema delle offerte, sia i c.d. bilaterali, conclusi al di fuori di tale sistema;
- le modalità di espletamento del servizio di dispacciamento che viene reso sulla base di specifici contratti che i titolari di unità di produzione e di consumo nonché l'Acquirente unico sono tenuti a stipulare con il Gestore;
- le procedure per l'adozione e l'aggiornamento delle Regole di dispacciamento da parte del GRTN;
- le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento e l'approvvigionamento delle risorse per il servizio;
- la regolazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento.

PRINCIPALI ATTIVITÀ DI RILIEVO NELL'ESERCIZIO 2003**Sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN)**

Vengono di seguito illustrate le principali attività di sviluppo della rete che il GRTN ha operato nel corso dell'esercizio 2003 in risposta alle diverse esigenze del sistema elettrico nazionale e all'evoluzione del quadro macroeconomico di riferimento. I programmi di sviluppo sono stati predisposti in base alle diverse finalità degli interventi (potenziamento rete interconnessione, sicurezza, risoluzione congestioni, connessione impianti ecc.), considerando anche l'organizzazione delle relazioni con soggetti terzi (proprietari della rete, operatori che realizzano linee dirette per l'importazione di energia elettrica, titolari di impianti di generazione che devono realizzare le connessioni alla rete ecc.).

Piano 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 Piano di Sviluppo (PdS) della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN), contenente gli interventi di espansione ovvero di evoluzione della RTN medesima e lo ha successivamente inviato al MAP ed alle Regioni. Gli interventi ivi previsti sono stati formulati anche sulla scorta degli incontri e dello scambio di informazioni con i soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione nazionale, con i gestori di reti locali (essenzialmente di distribuzione) con cui la RTN è interconnessa, con i nuovi utenti della RTN e con le Regioni.

Di seguito si riassumono brevemente gli interventi di sviluppo previsti dal precedente piano (2003-2005) 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*Attività di intervento sulla rete*

Con riferimento alla rete di interconnessione è stata completata l'installazione nella stazione di Rondissone di due Phase Shifting Transformer (PST) sull'elettrodotto in doppia terna a 380 kV "Rondissone – Albertville".

È stato completato inoltre lo studio preliminare e di fattibilità relativo all'elettrodotto 380 kV doppia terna Cordignano - Lienz (di circa 100 km) per il tratto da Cordignano sino al confine di stato. A seguito dello studio sono iniziate attività volte a definire, di concerto con la Regione Veneto e gli enti locali, la localizzazione della nuova linea.

Il GRTN ha altresì avviato la procedura per l'affidamento dell'attività di installazione di un PST sulla linea di interconnessione a 220 kV "Padriciano – Divaccia", presso la stazione a 220 kV di Padriciano, per garantire uno sfruttamento ottimale ed in sicurezza dei collegamenti di interconnessione sulla frontiera slovena.

Sistemi per l'attuazione dell'interrompibilità

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la Delibera 151/03 ha emanato delle nuove disposizioni per l'organizzazione del servizio di interrompibilità, istantanea e con preavviso, dei prelievi di energia e per la sua remunerazione per i soggetti assegnatari di capacità di trasporto sulla rete di interconnessione.

Per permettere l'attuazione della delibera, il GRTN sta adeguando il sistema BMI (Banco Manovra Interrompibili), che è stato realizzato nel corso del 2002, per la gestione di un maggior numero di utenze interrompibili che per l'anno 2004 metteranno a disposizione dell'esercizio del sistema elettrico ben 3.500 MW suddivisi in 1.750 MW in tempo reale e 1.750 MW con preavviso. Ciò rappresenta un incremento di circa il 40% rispetto allo stesso servizio prestato negli anni passati.

Potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale

Il potenziamento e la razionalizzazione della rete nazionale, si riferiscono sostanzialmente:

- alla realizzazione di nuovi elettrodotti (compresi il potenziamento e il riclassamento di linee esistenti);
- alla realizzazione e/o potenziamento di stazioni elettriche;
- alla connessione di nuove cabine primarie.

Con riferimento agli interventi del primo tipo, nel 2003 è stata espletata la Procedura di Confronto Concorrenziale per la realizzazione del nuovo elettrodotto a 380 kV in semplice terna di connessione tra la futura centrale a ciclo combinato di Candela (Edison) e la stazione elettrica di Foggia (tratto di circa 33 km), aggiudicata alla società Terna.

Il GRTN, inoltre, ha completato le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai Titolari di porzione della RTN della realizzazione di n. 28 interventi di sviluppo della RTN (n. 27 a Terna e n.1 ad Enipower Trasmissione) di cui n. 10 per elettrodotti a 380 kV. Sono state emesse in corso d'anno n. 19 richieste di offerta relative ad interventi di sviluppo di elettrodotti di cui 3 sulla rete a 380 kV, 2 sulla rete a 220 kV e 14 sulla rete a 150/132 kV. Circa 70 interventi di sviluppo sono in corso di affidamento.

Tra gli interventi di sviluppo della RTN, di particolare importanza, si segnalano quelli relativi alla realizzazione degli elettrodotti a 380 kV "Laino-Feroletto-Rizziconi" (a cura Terna) costituito da circa 33 km in doppia terna e circa 185 km in semplice terna e "S.Giacomo – Teramo" di circa 15 km.

Per la realizzazione di nuove stazioni elettriche, oltre la realizzazione di diversi interventi previsti nel PTS 2003, sono state espletate n. 12 procedure di confronto concorrenziale per la realizzazione di altrettante nuove stazioni della RTN, di cui n. 2 a 132 kV per esigenze di rete, n° 6 a 150 - 132 kV per connessioni di parchi eolici, e n. 1 a 220 kV, n. 1 a 132 e n. 1 a 380 kV per connessione centrali elettriche.

Sono stati affidati ovvero sono in corso di perfezionamento gli affidamenti di circa n° 80 interventi di sviluppo ai Titolari di porzioni di RTN. Sono, infine, in fase di avvio i cantieri per la realizzazione delle stazioni di Mantova e Voghera, per consentire la connessione a 380 kV delle costruende centrali Enipower e Voghera Energia.

Per quanto concerne l'elaborazione delle soluzioni di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione, 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;
- ai sensi della Delibera del 28 marzo 2002 n. 50/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG);
- ai sensi del Regolamento del GRTN contenente le modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione alla RTN (di seguito Regolamento), entrato in vigore nel mese di giugno 2003.

Il Gestore, nel corso dell'anno ha realizzato diversi impianti di rete per la connessione di nuovi impianti alla RTN.

Progetto ATLARETE

Il progetto ATLARETE, sviluppato dal GRTN nel corso degli ultimi 2 anni, ha reso disponibile un sistema informativo geografico per la consultazione interattiva degli schemi e dei principali dati caratteristici della rete elettrica a 380-220-150-132-120 kV nazionale a partire dalla posizione geografica degli impianti (linee, stazioni e centrali di produzione).

Nel corso del 2003 sono state realizzate due nuove applicazioni informatiche specialistiche:

- RETEVEDI per la distribuzione informatizzata su CD degli atlanti in scala 1:200.000, salvaguardando l'aspetto della sensibilità dei dati mediante la sola fornitura di un mosaico di immagini georeferenziate rappresentanti la rete, con la possibilità di consultazione mediante navigazione nella cartografia;
- ATLADATI per la pre-elaborazione dei dati provenienti dalle estrazioni mensili dal database FUL che caratterizza la rete elettrica ad alta tensione.

Nel corso del 2003 la carta murale in scala 1:1.000.000 è stata pubblicata in internet sul sito web del GRTN sotto forma di immagini cartografiche consultabili interattivamente dall'utente del web.

La sicurezza del sistema elettrico italiano: gli eventi accidentali nel corso dell'esercizio 2003

Nel 2003 il sistema elettrico ha sperimentato due eventi particolari.

Il primo evento, avvenuto il 26 giugno 2003, ha riguardato l'inadeguatezza degli approvvigionamenti in un periodo di massimo carico, in cui non è mai stato perso il controllo del Sistema: pertanto non si può tecnicamente parlare di black out.

L'esercizio del dispacciamento è stato infatti caratterizzato da una concomitanza di eventi negativi quali:

- domanda di energia elettrica eccezionalmente elevata rispetto alle risorse disponibili;
- condizioni meteorologiche caratterizzate da caldo record e perdurante siccità;
- indisponibilità eccezionali delle risorse di produzione fuori della norma dovute sia a eventi accidentali sia a vincoli esterni (limitazioni ambientali);
- minore contributo dell'importazione dall'estero a causa della riduzione operata dall'EdF sui contratti di fornitura a Enel SpA.

Tali circostanze, prevalentemente originate in Italia e peculiari della struttura del sistema elettrico italiano, hanno confermato la vulnerabilità dello stesso e la difficoltà nel fronteggiare incrementi repentini di fabbisogno e di indisponibilità.

L'esigenza primaria di mantenere il controllo del sistema anche in tali condizioni ha comportato,

Contratti di scambio e di bilanciamento nel periodo transitorio e attività propedeutiche al dispacciamento di merito economico

Nel 2003, la disciplina transitoria per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia, articolato nei servizi di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica, ha mantenuto la sua validità, nelle more dell'entrata in funzione del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico dell'energia elettrica. Tale regime, normato già dal 2002 con la deliberazione 36/02 dell'AEEG è stato modificato dalla Delibera 27/03 a partire da aprile 2003.

La Delibera 27/03 ha confermato l'adozione di una disciplina del dispacciamento basata sul bilanciamento, servizio diretto al mantenimento dell'equilibrio di immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale e alla gestione delle risorse per la fornitura del servizio di riserva, e sullo scambio, servizio prestato dal GRTN e volto a gestire le differenze tra l'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito di contratti bilaterali.

Alla prestazione di tali servizi da parte del GRTN corrisponde una serie di obblighi che gli utenti assumono attraverso la conclusione di contratti di bilanciamento e scambio con il GRTN stesso, quali: l'attestazione mensile dell'energia immessa e prelevata da parte degli utenti del bilanciamento e l'attestazione dei saldi trimestrali dello scambio.

L'adozione di un meccanismo di cessione dei saldi di energia elettrica tra gli operatori all'interno del servizio di scambio ha determinato una notevole flessibilità operativa e gestionale agli stessi. La disciplina transitoria ha, inoltre, definito le specifiche responsabilità dei distributori, che hanno l'obbligo di verificare che i clienti abbiano regolarmente concluso i contratti di bilanciamento e scambio e di comunicare al GRTN l'anagrafica dei punti inerenti ai titolari di contratti di bilanciamento in prelievo e le relative misure.

Sono state, infine, introdotte penalizzazioni in caso di omissione agli obblighi di comunicazione da parte degli utenti per garantire l'equilibrio economico del sistema elettrico.

Nel corso del 2003 è proseguita l'attività finalizzata alla predisposizione di strumenti informatici necessari per la contabilizzazione e fatturazione delle partite economiche connesse all'attività di bilanciamento e scambio dell'energia elettrica. Infatti, a partire dal mese di agosto 2003, il GRTN ha messo a disposizione sul proprio sito internet la procedura informatica 27/03. Tale piattaforma, che rappresenta lo strumento ufficiale fornito dal GRTN per l'autocertificazione delle energie immesse e prelevate mensilmente e dei saldi dello scambio, unitamente alla implementazione di nuove applicazioni avviate nel 2004, consentirà di disporre dei dati con maggiore tempestività.

Il Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia (c.d. STOVE)

Nel luglio 2003 è stato avviato il Sistema Transitorio di Offerta di Vendita di Energia (c.d. STOVE) in seguito alla Delibera 67/03 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La decisione dell'Autorità definisce:

- le regole per l'organizzazione e il funzionamento di un sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica;
- le condizioni transitorie per l'approvvigionamento all'esterno dello STOVE dell'energia elettrica, della riserva secondaria e terziaria, qualora tale approvvigionamento sia necessario per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale;

- la regolazione, nell'ambito dello STOVE, delle partite economiche relative all'approvvigionamento congiunto delle risorse necessarie a Enel SpA per garantire la fornitura al mercato vincolato e delle risorse necessarie al Gestore per assicurare il servizio di bilanciamento e riserva. L'approvvigionamento della domanda residuale del mercato vincolato costituisce in sintesi l'obiettivo fondamentale dello STOVE.

La partecipazione allo STOVE risulta obbligatoria per i produttori titolari di unità di produzione ammesse al meccanismo di reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili, limitatamente a tali unità. Per le altre unità di produzione, i produttori sono tenuti a stipulare con il Gestore un contratto di adesione allo STOVE nonché un contratto di somministrazione con Enel SpA per la fornitura al mercato vincolato e con il Gestore per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

La quota di domanda residuale è stata soddisfatta nel 2003 dalla produzione di Enel Produzione, Edipower, Endesa Italia e Tirreno Power, i cui impianti sono stati chiamati a produrre attraverso un meccanismo di selezione basato su un criterio di minimizzazione dei costi e sono stati remunerati applicando il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso fissato dall'Autorità. La produzione degli impianti chiamati a offrire energia nello STOVE ha soddisfatto, oltre alla domanda residuale del vincolato, anche la esigenza di energia di dispacciamento.

Il Gestore ha redatto e pubblicato sul proprio sito internet il "Regolamento recante modalità di organizzazione e di funzionamento dello STOVE" (di seguito Regolamento STOVE). Tale documento modifica e integra le "Regole tecniche di dispacciamento - versione V.0" adottate dal Gestore in data 7 luglio 2000 e descrive la procedura per l'approvvigionamento concorsuale delle risorse energetiche.

Le modalità operative dello STOVE sono state sviluppate dal Gestore con il supporto di un Comitato tecnico consultivo, costituito dai rappresentanti di tutti i produttori aderenti allo STOVE, che rappresenta anche la sede per la formulazione di eventuali proposte di modifica del Regolamento STOVE con primario riferimento alle esigenze di sicurezza e operatività del sistema elettrico.

Inoltre, ai fini del mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, il Gestore si approvvigiona di energia elettrica per il bilanciamento in tempo reale, modificando le immissioni di energia elettrica delle unità di produzione partecipanti allo STOVE con le modalità descritte nel Regolamento STOVE.

L'operatività dello STOVE, avviata il 1° luglio 2003, avrebbe dovuto cessare il 1° gennaio 2004 o alla data di entrata in operatività del sistema delle offerte, qualora tale data fosse stata anteriore al 1° gennaio 2004. A causa della mancata entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del Decreto legislativo 79/99, il Regolamento STOVE è stato riformulato dal Gestore sulla base delle modificazioni introdotte con il provvedimento "Disposizioni per la transizione all'avvio del dispacciamento di merito economico (deliberazione 163/03) emesso dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in data 23 dicembre 2003 prorogando la decorrenza dello STOVE a data non anteriore al 1° febbraio 2004.

Il nuovo regolamento estende l'obbligo di partecipazione allo STOVE, con decorrenza 1° gennaio 2004, a tutti i produttori titolari di unità di produzione situate sul territorio nazionale e in possesso di adeguati requisiti tecnici, e a coloro che dispongono, per il tramite di contratti, della produzione di unità nella titolarità di soggetti terzi, a eccezione delle unità di produzione di cui

all'articolo 3, comma 12 del D.lgs. 79/99 e delle unità di produzione che immettono energia elettrica per le destinazioni consentite dagli articoli 20, 22 e 23 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

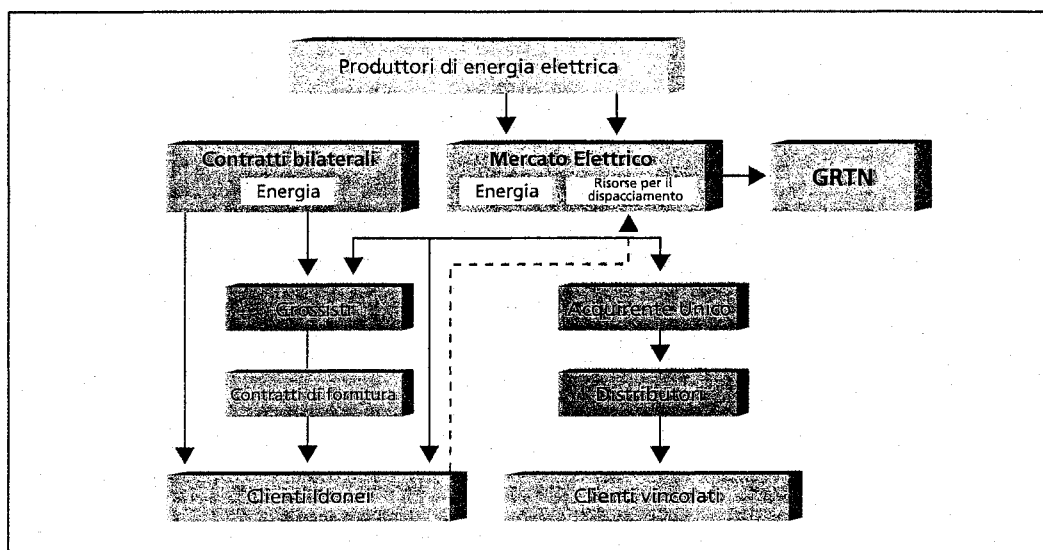
Il Sistema Italia 2004

In seguito ai lavori svolti dal c.d. "Tavolo Energia", costituito presso il Ministero delle Attività produttive, che ha visto la partecipazione di tutti i soggetti istituzionali ed economici interessati, sono stati fissati dallo stesso Ministero, nel luglio 2003, gli indirizzi delle attività produttive per l'implementazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su un mercato dell'energia elettrica e su un mercato del servizio di dispacciamento (c.d. Sistema Italia 2004), operativo a partire dall'inizio del 2004. Il Sistema Italia ha sostituito il 1° aprile 2004 il Sistema Transitorio di Offerte di Vendita di Energia (STOVE).

Al fine di pervenire alla tempestiva definizione e operatività del Sistema Italia 2004, il MAP ha delineato le competenze e gli obiettivi dei diversi soggetti istituzionali coinvolti (Autorità per l'energia elettrica e il gas, Gestore della rete di trasmissione nazionale, Gestore del mercato elettrico). È stato inoltre costituito, sotto la guida della Direzione Generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero, un Gruppo Informale di Coordinamento (GIC) con la partecipazione di AEEG, GRTN, GME e, di volta in volta, di altri soggetti specificamente interessati al fine di monitorare lo stato di avanzamento delle attività finalizzate all'implementazione del Sistema Italia e di analizzare le criticità e le problematiche connesse con lo sviluppo dei lavori. Il Sistema Italia 2004 è stato definito tenendo conto del quadro legislativo e regolamentare delineato dal MAP e dall'AEEG anche alla luce delle valutazioni espresse dal Gestore della rete e dal Gestore del mercato nonché dei pareri degli operatori e delle associazioni del settore elettrico. L'insieme delle attività svolte dai soggetti istituzionalmente coinvolti ha portato all'avvio del mercato organizzato dell'elettricità per gradi.

Il Sistema Italia coinvolge una pluralità di operatori come illustrato nella seguente figura.

LE RELAZIONI TRA I DIVERSI ATTORI



Il Sistema Italia si compone di due mercati collegati:

- *il mercato dell'energia*, che a sua volta comprende il mercato del giorno prima (MGP) e il mercato di aggiustamento (MA), organizzati e gestiti dal Gestore del mercato;
- *il mercato del servizio di dispacciamento (MSD)*, che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione della riserva e il bilanciamento in tempo reale, gestito dal Gestore del mercato in nome e per conto del Gestore della rete.

Gli operatori vendono e acquistano energia elettrica nel mercato dell'energia elettrica, oppure tramite contratti fisici bilaterali. La scelta delle modalità di vendita e di acquisto è lasciata al singolo operatore, in funzione delle convenienze relative.

Mercato dell'energia

I partecipanti al mercato del giorno prima e al mercato di aggiustamento formulano offerte di vendita, costituite da una quantità di energia elettrica e da un prezzo minimo a cui sono disposti a vendere, e offerte di acquisto, costituite da una quantità e da un prezzo massimo a cui sono disposti a comprare. Nel mercato dell'energia la formazione del prezzo è basata sul meccanismo "system marginal price", che prevede la definizione di un prezzo marginale di equilibrio.

Mercato del servizio di dispacciamento

Il Gestore della rete garantisce la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico, approvvigionandosi delle risorse necessarie nel mercato del servizio di dispacciamento finalizzato alla risoluzione delle congestioni, alla selezione della riserva e all'erogazione del servizio di bilanciamento. Al mercato del servizio di dispacciamento partecipano in modo obbligatorio le unità di produzione e di consumo abilitate dal Gestore della rete. Il mercato è basato su offerte a salire e a scendere. Le offerte di acquisto/vendita non sono remunerate al prezzo di equilibrio ma al proprio prezzo di offerta ("pay as bid").

Regolazione economica del dispacciamento

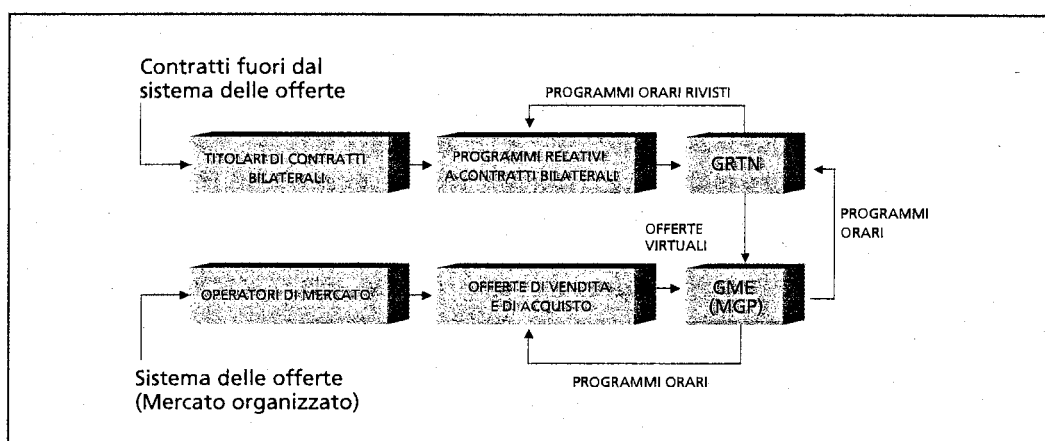
I titolari dei punti di immissione e dei punti di prelievo sottoscrivono, direttamente o tramite un soggetto terzo delegato, un contratto di dispacciamento con il Gestore della rete che ha il compito di disciplinare i diritti e gli obblighi dell'utente del bilanciamento nei confronti del Gestore della rete ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nonché, tra l'altro, i corrispettivi a copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete.

I titolari dei punti di immissione e di prelievo, qualora privi di misuratori su base oraria, devono essere dotati di profili di carico predefiniti ("load profiling").

Contratti bilaterali

I contratti fisici bilaterali al di fuori del sistema organizzato di offerte sono liberamente negoziati, senza vincoli temporali, tra un soggetto produttore e un soggetto acquirente. I contratti bilaterali, pur non partecipando al sistema delle offerte, sono dispacciati dal GRTN. Di conseguenza, i programmi di immissione e di prelievo, definiti in esecuzione dei contratti fisici bilaterali, devono essere comunicati al Gestore della rete.

Lo schema seguente mostra l'organizzazione della comunicazione dei programmi del mercato organizzato e dei contratti bilaterali al Gestore della rete.

CONTRATTI DENTRO E FUORI IL SISTEMA DELLE OFFERTE*Controllo del potere di mercato*

L'Autorità, nell'ambito delle sue funzioni, svolge compiti di sorveglianza, di verifica e di valutazione del corretto funzionamento del mercato dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento, introduce regole e definisce misure preventive atte a tutelare gli interessi di utenti e clienti, tenendo conto sia degli esiti del sistema organizzato di offerte proposto, sia dell'esperienza di esercizio di altri sistemi ritenuti significativi.

Come già detto, l'insieme delle attività svolte dai soggetti istituzionalmente coinvolti ha portato all'avvio del mercato organizzato dell'elettricità nei primi mesi del 2004 attraverso un calendario per gradi. Tali tappe vengono esplicitate nel paragrafo "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio e prevedibile evoluzione della gestione".

Attività internazionali

Lo scenario internazionale di riferimento ha rappresentato per il GRTN un impulso a perseguire, nel corso dell'anno 2003, una presenza stabile nella cooperazione internazionale sia a livello bilaterale che multilaterale ed un posizionamento strategico nelle maggiori Associazioni Internazionali di settore.

Le attività internazionali svolte dal GRTN nel corso dell'anno 2003 si riferiscono principalmente:

- alla partecipazione internazionale alle organizzazioni rappresentative degli interessi dei Gestori di rete;
- alle attività bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero;
- alle attività di consultazione e di supporto alle Istituzioni comunitarie nella definizione della politica comunitaria nelle materie di interesse;
- alle attività sottostanti il coordinamento dei finanziamenti comunitari e nazionali per lo studio di nuove prospettive di interconnessione e per altre attività.

Sono state inoltre intensificate alcune attività avviate nel 2002 e finalizzate a posizionare il GRTN nelle attività portate avanti dalla Commissione Europea per la definizione del quadro comunitario di riferimento attraverso gli esistenti strumenti di consultazione e tenuto conto dell'istituzione di nuove modalità di consultazione.

Partecipazione internazionale alle organizzazioni rappresentative degli interessi dei Gestori di rete

Nell'ambito delle Associazioni Internazionali i rapporti hanno assunto nel corso dell'anno i seguenti caratteri:

- *UCTE "Unione per il Coordinamento della trasmissione di Energia elettrica in Europa"*

Il GRTN ha contribuito in maniera attiva ai lavori dell'UCTE Investigation Committee per la stesura dell'Interim Report per l'accertamento dei disservizi occorsi sui sistemi interconnessi di Svizzera, Francia e Italia il 28 settembre 2003.

A partire dal 1° dicembre 2003 e fino al 2005 il GRTN ha assunto la Vicepresidenza dell'Associazione.

Sono state intensificate le attività internazionali a tutti i gruppi di lavoro sul coordinamento tecnico, di esercizio e di scambio dati. È in corso di valutazione la leadership tecnica del GRTN al progetto di fattibilità tecnica dell'interconnessione tra il sistema UCTE e il sistema IPS-UPS;

- *ETSO "Associazione dei Gestori di Rete Europei"*

Dal primo gennaio 2003 è entrato in vigore il secondo accordo "Cross Border Trade", stipulato per regolare, attraverso una tariffa unica a livello europeo, la "remunerazione" dei transiti sulle reti di trasmissione generati dall'aumento degli scambi internazionali. L'accordo per l'anno 2003 ha disposto una tariffa di transito pari a 0,5 Euro per MW/h (1 Euro MW/h nel 2002). Tale tariffa è stata abolita con l'accordo CBT 2004 il cui negoziato ha avuto termine a fine 2003. Altra principale novità del CBT 2004 è stata l'adesione al meccanismo dei Paesi dell'area scandinava (NORDEL) e dei Paesi dell'Europa Centrale;

- *SETSO "Task Force dei Gestori di rete dell'Europa del Sud Est Europeo"*

Nel corso dell'anno 2003 si sono intensificate le attività della Task Force dei Gestori di Rete costituita su iniziativa della Commissione Europea e del Forum di Atene per favorire il pro-

cesso di integrazione dei mercati regionali del sud est nel mercato unico europeo.

Le attività condotte in corso di anno hanno in particolare riguardato l'implementazione nell'area del sud est europeo e dei Balcani di un meccanismo di Cross Border Trade analogo a quello vigente in ambito ETSO e l'implementazione di un sistema di gestione delle congestioni di rete;

- *"Associazione degli Issuing Bodies" - RECS "Sistema dei Certificati per le fonti rinnovabili"*

Dopo la fase di sperimentazione conclusasi il 31 dicembre 2002, il GRTN con i maggiori operatori nazionali e le Associazioni di settore partecipa al sistema RECS (Renewable Energy Certification System), un mercato volontario dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale è l'organismo di emissione (c.d. Issuing Body) dei certificati RECS per l'Italia e, a partire dall'anno 2002 e per tutto l'anno 2004, ha assunto la Presidenza dell'AIB (Associazione degli Issuing Bodies), avviando in tale contesto un'attività di armonizzazione delle procedure europee con quanto previsto dall'ordinamento nazionale compresa l'implementazione della garanzia di origine.

Attività bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero

Nel corso dell'anno 2003 il GRTN ha portato avanti le attività bilaterali per lo sviluppo delle interconnessioni con l'estero.

Sul versante nord, sono stati conclusi nel corso del 2003 i negoziati che hanno portato alla definizione di un Memorandum di intesa tra GRTN ed ELES, il gestore di rete sloveno, per la realizzazione una nuova linea di interconnessione a 380 kV tra Udine Ovest e Okroglo.

Si è inoltre intensificata l'attività del Gruppo di lavoro tra GRTN e TIRAG per la realizzazione di un elettrodotto tra Prati di Vizze e la regione del Tirolo (Steinach), passando per il valico del Brennero. Si sono infine conclusi nel corso del 2003 i negoziati per la realizzazione della linea S. Fiorano e Robbia.

Sul versante sud, oltre all'avvio dello sfruttamento commerciale dell'elettrodotto sottomarino Italia-Grecia, si segnala che a valle del protocollo di intesa siglato tra GRTN - Sonelgaz, è in fase di conclusione lo studio di fattibilità tecnico-economica per l'interconnessione tra l'Italia e l'Algeria. Sempre nel corso del 2003 il GRTN ha avviato i negoziati con la Società tunisina per l'elettricità e il gas "STEG" per siglare un Memorandum di intesa per l'avvio di studi di fattibilità per l'interconnessione con l'Africa.

Attività di consultazione e altre attività di supporto alle Istituzioni comunitarie

Nell'anno 2003 GRTN ha intensificato le attività di supporto alla Commissione Europea e alle altre Istituzioni Comunitarie sui temi della sicurezza degli approvvigionamenti, dei nuovi orientamenti in materia di Progetti TEN ed in generale sulle altre tematiche di interesse per le attività del GRTN.

In aggiunta all'individuazione dei progetti di interesse comune eligibili al finanziamento del Programma TEN, GRTN ha risposto ad una serie di consultazioni per favorire la realizzazione dei progetti ritenuti di interesse comunitario.

Attività sottostanti il coordinamento dei finanziamenti comunitari e nazionali per lo studio di nuove prospettive di interconnessione e per altre attività

Negli ultimi due anni la partecipazione ai programmi di finanziamento dell'Unione Europea ha assunto rilievo crescente non soltanto in relazione al finanziamento degli studi di fattibilità per lo sviluppo delle interconnessioni di rete (Progetti TEN) ma anche in relazione alle opportunità di finanziamento offerte dai programmi di Ricerca e Sviluppo tecnologico e dai Programmi Internazionali di Assistenza Tecnica che offrono al GRTN la possibilità di trasferire a livello internazionale il know how acquisito nelle attività di gestione e sviluppo rete.

Nel corso del 2003, a valle dell'individuazione delle modalità di gestione interna dei contributi e dei finanziamenti comunitari, agevolati o a fondo perduto, erogati dall'Unione Europea e dagli altri soggetti finanziatori, il GRTN ha intensificato l'impegno nella valutazione delle opportunità di finanziamento e delle attività di consulenza e prestazione di servizi a terzi.

Sono tuttora in corso le attività condotte nell'ambito del consorzio europeo sottostante al progetto di ricerca "HVDC" per la realizzazione di tecnologie innovative per la realizzazione degli elettrodotti.

Sul versante dell'assistenza tecnica e della consulenza sono proseguite le attività del GRTN e delle altre società del Gruppo nel progetto di cooperazione internazionale con la Lituania finanziato nell'ambito del Programma Phare per favorire l'adeguamento del quadro normativo e organizzativo del settore elettrico dell'area al quadro normativo comunitario.

Con lo scopo di favorire l'internazionalizzazione del GRTN, è stata avviata, nel corso del 2003, un'attività di cooperazione con National Grid Transco per la realizzazione di progetti di formazione e scambio.

INVESTIMENTI

Nel 2003, gli indirizzi e le normative del settore industriale elettrico sono stati oggetto di una serie di provvedimenti di assestamento essenzialmente mirati all'avvio della Borsa Telematica nel corso del 2004. I sistemi informatici di supporto sono stati, di conseguenza, ulteriormente sviluppati e adattati per aderire ai rapidi mutamenti delle esigenze e delle normative; parallelamente sono stati attuati interventi volti a migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi interni. Nell'anno 2003 sono stati completati e avviati in esercizio i seguenti progetti:

- l'attivazione di nuovi moduli per supportare l'applicazione di delibere emesse dall'Autorità nel corso dell'anno: a partire dal mese di agosto 2003, il GRTN ha messo a disposizione sul proprio sito internet la procedura informatica 27/03. Tale piattaforma rappresenta lo strumento ufficiale fornito dal GRTN per l'autocertificazione delle energie immesse e prelevate mensilmente e dei saldi dello scambio, nonché per l'eventuale comunicazione di programmi di immissione e prelievo da parte degli operatori del mercato titolari di contratti di bilanciamento e di scambio;
- il sistema dei certificati RECS;
- il nuovo sistema delle retribuzioni esteso a tutti i dipendenti GRTN e Società Controllate;
- il sistema di Data Warehouse per l'area del Personale;
- il nuovo sistema di gestione amministrativo-contabile dei cespiti – Sic&SicInv.

Contestualmente sono state avviate attività di manutenzione evolutiva e di sviluppo di nuove funzionalità relativamente a progetti già in esercizio quali: il sistema ERP e PITECO 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, il sistema Gesmin, le applicazioni sul portale Internet quali RUP/RUC, Certificati verdi, richiesta qualificazione impianti, il sistema di archiviazione ed elaborazione dei dati fuori linea (FUL), il sistema di metering, il sistema "Convenzione con i titolari di rete" e il sistema Forecast e Comandi.

Sono continuati i lavori di ristrutturazione della sede legale della società.

RISORSE UMANE

Nel 2003 si è verificato un incremento dell'organico che dal 31 dicembre 2002 al 31 dicembre 2003 è passato da 702 a 745 dipendenti.

Rispetto all'anno precedente il numero dei dirigenti è aumentato da 43 a 50, quello dei quadri da 204 a 211 e quello degli impiegati da 453 a 483.

I nuovi ingressi hanno fatto registrare un incremento di laureati, di donne e di giovani. In particolare i giovani fino a 29 anni sono aumentati da 55 a 74 unità e il personale nella fascia di età compresa tra 30 e 39 anni da 191 a 203.

Nel corso dell'anno è stata svolta una significativa attività di recruiting e selezione del personale. Sono state attivate diverse convenzioni con Università in tutta Italia per l'inserimento di neolaureati in progetti di stage. È stato perfezionato il sistema di reclutamento on line, che dispone di una banca dati di circa 20.000 candidature.

Sono stati inoltre individuati nuovi metodi e strumenti a sostegno del cambiamento organizzativo, finalizzati a definire le competenze delle diverse famiglie professionali (job families), a riconoscere il merito (Sistema premiante), a sviluppare le capacità personali (Formazione) e a potenziare la diffusione delle informazioni all'interno dell'azienda (Comunicazione).

Il modello di job families è stato completato attraverso la definizione dei singoli ruoli professionali; nel 2004 si svilupperà un modello delle competenze tecniche distintive dell'area Core Business.

Per quanto riguarda il sistema premiante è stata avviata l'impostazione di un MBO per Direttori e Incaricati.

L'MBO (Management By Objectives) è un sistema di valutazione della prestazione del management che, a partire dagli indirizzi del vertice aziendale, identifica obiettivi individuali e di gruppo e i risultati attesi da ciascun manager.

È stata anche realizzata un'esperienza di valutazione delle competenze professionali e delle attitudini individuali di un gruppo di quindici Quadri che ha evidenziato punti di forza e aree di miglioramento di ciascun partecipante, utili a definire percorsi formativi e di crescita professionale mirati.

Per quanto attiene la formazione, nel 2003 è stato avviato un censimento delle competenze linguistiche e di informatica di base su tutta la popolazione aziendale e una rilevazione a tutto campo dei fabbisogni formativi.

Sono stati realizzati diversi corsi di formazione che hanno coinvolto più persone.

Il dato medio di formazione per dipendente è 19 ore.

I corsi hanno toccato argomenti diversi tra cui: le lingue straniere, l'informatica di base e l'utilizzo di Business object, l'inserimento in azienda, la sicurezza.

Nel 2004, oltre alle tipologie di attività formative citate, si prevedono iniziative su altre aree quali la gestione economica e del business, la gestione dei collaboratori, la comunicazione e le relazioni interpersonali, lo sviluppo delle competenze professionali.

Alla fine del 2003 è stato avviato un progetto di miglioramento della comunicazione interna con due iniziative importanti: la condivisione con i dipendenti dei risultati dell'analisi di clima organizzativo (Great Place to Work) e un Audit sui processi di comunicazione interna che ha coinvolto circa 70 persone e ha evidenziato le priorità sulle quali lavorare. Nel 2004 sono pre-

visti progetti di miglioramento dell'integrazione interfunzionale, del dialogo tra il management e i dipendenti e dell'informazione da parte della Direzione del Personale.

Con riferimento alle relazioni sindacali, il 2003 ha visto la partecipazione del GRTN al tavolo sindacale di settore per le attività negoziali connesse al contratto unico del settore elettrico di recente stipula. In particolare, nel corso dell'anno si è concluso il negoziato per il rinnovo economico per il biennio 2004-2005. L'applicazione degli incrementi è stata scaglionata alle seguenti scadenze: luglio 2003; luglio 2004; gennaio 2005; l'aumento dei minimi contrattuali concordato rappresenta per il GRTN un incremento del 2% annuo rispetto alla retribuzione media.

Sempre nel corso dell'anno è stato regolamentato, attraverso specifiche convenzioni, il distacco di personale GRTN presso il Ministero delle Attività produttive e la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. Con la convenzione, in particolare, è stato disciplinato sia il rapporto tra il GRTN e gli enti citati relativamente al distacco sia i criteri e le modalità di gestione dei rapporti di lavoro dello stesso personale distaccato.

È stato, inoltre, sviluppato – coerentemente alle previsioni di legge – un negoziato con le Organizzazioni sindacali di categoria per procedere all'installazione presso la sala controllo del Dispacciamento di un sistema di registrazione vocale. L'esito del negoziato è stato la sottoscrizione di un verbale di accordo in base al quale, a partire dal 2004, saranno registrate tutte le comunicazioni effettuate dagli operatori della sala controllo del Dispacciamento con i TSO di Francia, Svizzera, Austria, Slovenia e Grecia, al fine di poter acquisire utili informazioni relativamente alle comunicazioni telefoniche intervenute riguardo il funzionamento coordinato del sistema elettrico nazionale.

Nella tabella che segue è riportato il numero dei dipendenti in forza al 31 dicembre 2003 divisi per livello di inquadramento e confrontati con i valori dell'anno precedente.

Al 31 dicembre 2003	2003	2002
Dirigenti	50	43
Quadri	211	204
Impiegati	483	453
Operai	1	2
Totale	745	702

POLITICA AMBIENTALE**La Valutazione Ambientale Strategica (VAS)**

Il GRTN a valle di una fase sperimentale di prima applicazione della Valutazione Ambientale Strategica (VAS) – nuovo strumento nato in seguito al recepimento della Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001, per la valutazione degli effetti dei piani di investimento sull'ambiente – al Piano di Sviluppo della Regione Piemonte iniziata nel 2001 e proseguita nel 2002, ha portato avanti, nel corso del 2003, le attività di propria competenza previste dalla suddetta metodologia valutativa, anche nei riguardi degli interventi di sviluppo del PdS programmati sulle porzioni di RTN presenti nelle regioni Lombardia, Emilia Romagna e Calabria.

L'attività è svolta in prospettiva della definizione e della messa a punto della metodologia VAS, a due livelli:

- un primo livello nazionale, che prevede il coinvolgimento di Organismi centrali e di Amministrazioni regionali e una specifica collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio;
- un secondo, livello, regionale, finalizzato alla valutazione ed ottimizzazione della sostenibilità della porzione di piano ricadente nel territorio regionale.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Nel 2003 il quadro legislativo nazionale relativo alla Ricerca in campo elettrico è stato modificato con l'istituzione del CERSE – Comitato di esperti di Ricerca per il Settore Elettrico – che, ai sensi del Decreto MAP del 28.2.03 (“Modalità di gestione del fondo per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico nazionale”), ha lo scopo di fornire i criteri di indirizzo e di gestire il fondo nazionale per la Ricerca di Sistema. Tale Fondo è costituito, secondo le modalità definite annualmente dall'AEEG, dalla contribuzione derivante dalla componente A5 della tariffa elettrica e ammonta a circa 80 milioni di Euro annui. Tra i suoi vari compiti il CERSE, costituito da 5 membri di nomina ministeriale, predispone un Piano triennale che contiene:

- le macro-linee di attività della ricerca di sistema;
- l'individuazione delle priorità;
- una descrizione degli obiettivi e dei risultati attesi;
- la previsione del fabbisogno per il finanziamento del Fondo.

Nell'ambito delle sue prime attività il CERSE ha tenuto una serie di audizioni con i diversi soggetti interessati al settore energetico, tra i quali anche il GRTN, allo scopo di acquisire elementi utili alla formulazione del primo Piano Triennale e alla preparazione di un primo bando per la presentazione di progetti di ricerca.

Su richiesta del CERSE, il GRTN ha presentato una “Proposta per un piano di attività di ricerca di sistema in campo elettrico”, elaborato dal GdL interno, che individua le aree prioritarie di R&S in relazione al sistema elettrico, ne riporta priorità ed aspetti critici e fornisce una prima stima delle risorse ipotizzabili per il loro espletamento, dando anche un'indicazione dei possibili partner interessati, a vario titolo, allo sviluppo delle attività di ricerca.

Per quanto riguarda la sicurezza del sistema elettrico, il Piano per la Sicurezza predisposto a valle degli eventi del 28 settembre evidenzia la necessità di promuovere e sviluppare ulteriormente attività connesse ad alcune aree tipiche di ricerca, quali la predisposizione dei Piani di difesa ed il controllo in emergenza del sistema elettrico.

Per quanto riguarda la vulnerabilità del sistema elettrico, il GRTN ha partecipato ad un Gruppo di Lavoro per la Protezione delle infrastrutture critiche, istituito presso il Dipartimento per l'Innovazione e le Tecnologie della Presidenza del Consiglio dei Ministri. Tale Gruppo di Lavoro ha avuto l'incarico di iniziare a studiare questa tematica raccogliendo il contributo dei diversi operatori pubblici e privati coinvolti nella gestione e nel controllo delle infrastrutture critiche cercando di costruire una visione quanto più possibile complessiva delle problematiche di vulnerabilità.

Infine, nel campo delle attività finanziate, si segnala la conclusione del progetto europeo di ricerca EXaMINE (EXperimentation of a Monitoring and Control system for managing vulnerabilities of the European Infrastructure for Electrical power exchange), finanziato dalla Commissione Europea nell'ambito del V Programma Quadro per la Ricerca e l'Innovazione Tecnologica, sviluppato da un consorzio comprendente il GRTN con l'obiettivo di studiare nuove metodologie di monitoraggio e controllo del sistema elettrico europeo, alla luce della sempre maggiore interdipendenza tra i sistemi elettrici nazionali dovuta al forte incremento degli scambi energetici transnazionali e al conseguente utilizzo dell'infrastruttura elettrica sempre più vicino ai propri limiti di funzionamento.

ATTIVITÀ STATISTICHE

Nel corso del 2003 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 D.P.C.M. 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.

In aggiunta alle consuete rilevazioni, nel corso del 2003, sono state effettuate due indagini. La prima, su richiesta di Eurostat (contratto n. 200245501005) mediante contribuzione versata al GRTN, riguarda i clienti idonei che hanno cambiato fornitore e/o rinegoziato il contratto di fornitura; la seconda è relativa agli impianti con potenza nominale maggiore di 10 MVA, secondo quanto previsto dalla Direttiva del Ministero delle Attività produttive del 25 giugno 2003.

Anche nel 2003 sono state elaborate previsioni della domanda elettrica con vari orizzonti temporali al fine di supportare le analisi aziendali nell'ambito del PdS (ex PTS) e di ottemperare ai dispositivi normativi (Direttiva MICA 21/1/2000 ecc.). In relazione all'attività connessa al mercato dei Certificati Verdi, è proseguita la raccolta e l'elaborazione delle autocertificazioni dell'obbligo per importatori e produttori di energia elettrica da fonte non rinnovabile. Infine, si è proceduto all'impostazione di nuove indagini da realizzare nel corso del 2004.

CONTROLLO INTERNO

Nell'anno 2003 la Direzione Audit, dando comunicazione dei propri risultati al vertice aziendale e al Collegio Sindacale, ha effettuato le seguenti attività:

- analisi dei processi per verifica della conformità alle norme, valutazione dell'efficacia/efficienza dei processi, verifica della conformità di natura contabile-amministrativa;
- azioni di follow-up per la verifica della accettazione ed attuazione dei suggerimenti migliorativi indicati in alcune relazioni di audit;
- partecipazione alla definizione del modello organizzativo ex D.lgs. 231/2001.

Il modello definito dalla Società per adempiere a quanto previsto dal D.lgs. 231/01 si compone principalmente di:

- a) *Linee Guida Generali*: indicano perché e come viene adottato il Modello, chi è responsabile della gestione e dell'aggiornamento, quali sono le azioni previste;
- b) *Sezioni Specifiche*: relative alle varie tipologie di reato, contengono indicazioni generali o specifiche di comportamento, criteri di riferimento ecc;
- c) *Codice Etico*: principi fondamentali e comportamenti conseguenti, riferiti sia ai singoli individui che alla Società;
- d) *Protocolli di funzionamento*: norme e procedure aziendali, deleghe, eventuali norme ad hoc per la 231/01;
- e) *Sistema disciplinare*: sanzioni per le infrazioni a quanto definito nel Modello.

Nell'anno 2003 sono state redatte e approvate dal CdA le Linee guida generali ed il Codice Etico aggiornato per adeguarlo al D.lgs. 231. Sono stati analizzati tutti i processi aziendali potenzialmente a rischio rispetto ai reati previsti dal decreto stesso.

RAPPORTI CON LE PARTI CORRELATE

I rapporti con le società del Gruppo GRTN sono tutti coperti da specifici contratti stipulati tra le parti.

Tali contratti sono essenzialmente di natura attiva e sono relativi a:

- contratti di servizio stipulati per la fornitura delle principali prestazioni:
 - servizio di "assistenza e consulenza a carattere legale e istituzionale";
 - servizio di "attività di amministrazione, finanza e controllo";
 - servizio di "attività di audit";
 - servizio di "attività di gestione del personale";
 - servizio di "fornitura e gestione dei sistemi informatici e database";
 - servizio di "attività di comunicazione";
 - locazione di immobili per lo svolgimento della propria attività e relativi servizi di edificio;
 - fornitura di servizi di telefonia e telecomunicazioni;
 - servizi di comunicazione;
 - altri servizi.
- personale della controllante distaccato presso la società Gestore del mercato elettrico SpA;

Le risultanze patrimoniali dei valori relativi alle società controllate sono dettagliati nella Nota Integrativa, mentre di seguito si evidenziano, espressi in migliaia di Euro, gli importi consuntivati nel corso dell'esercizio relativi alle voci dei ricavi:

RICAVI*Euro mila*

SOCIETÀ	2003	2002	Variazioni
Acquirente unico SpA	1.367	1.111	256
Gestore del mercato elettrico SpA	2.121	2.839	(718)
Totale ricavi	3.488	3.950	(462)

Si segnala un rapporto di c/c intersocietario stipulato a tassi di mercato e intrattenuto con la società controllata Gestore del mercato elettrico SpA in base ad uno specifico accordo tra le parti, che ha determinato per il GRTN un provento finanziario per l'esercizio 2003 pari a circa Euro 2 mila.

ANDAMENTO DELLE SOCIETÀ CONTROLLATE

Gestore del mercato elettrico SpA

Come noto il GME è la società, costituita dal Gestore della rete di trasmissione nazionale SpA in data 27 giugno 2000, alla quale sono attribuite:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei certificati verdi (art. 6 del decreto del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato 11 novembre 1999);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) e la predisposizione, d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, delle regole di funzionamento del mercato in questione (art. 10 dei D.D.M.M. 24 aprile 2001, rispettivamente, in tema di individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali per il settore dell'energia elettrica e del gas naturale).

In considerazione delle funzioni sopra richiamate, il GME ha predisposto la Disciplina del mercato elettrico, recante altresì disposizioni relative alla sede di contrattazione dei certificati verdi, approvata dal Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato (ora Ministro delle Attività produttive) con Decreto 9 maggio 2001.

In data 18 luglio 2002, il GME ha trasmesso al Ministro delle Attività produttive per l'approvazione le Istruzioni alla Disciplina del mercato elettrico, contenenti le disposizioni attuative e procedurali di tale Disciplina.

Con il D.M. 14 marzo 2003, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2003, il Ministro delle Attività produttive ha approvato le Istruzioni limitatamente alla sede di contrattazione dei certificati verdi, attribuendo al GME la responsabilità delle proprie funzioni relativamente a tale mercato.

Con il D.M. 19 dicembre 2003, pubblicato nel Supplemento Ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 301 del 30 dicembre 2003, il Ministro delle Attività produttive ha approvato il "Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico", che racchiude in un unico corpo normativo le disposizioni precedentemente contenute nella Disciplina del mercato elettrico, nelle Istruzioni alla Disciplina stessa e nelle Istruzioni alla Disciplina dei certificati verdi. Con il medesimo Decreto è stata attribuita al GME la responsabilità relativamente all'organizzazione e alla gestione del mercato elettrico, a partire dall'8 gennaio 2004.

Con riferimento, infine, alla sede di contrattazione dei TEE, il GME ha trasmesso all'Autorità uno schema di regole di funzionamento di tale mercato, al fine di acquisire la prescritta intesa.

Nel corso del 2003, la società ha svolto le seguenti principali attività:

Servizio di tesoreria per il mercato elettrico e dei certificati verdi

Nel corso dell'anno 2002 il GME, sulla base dell'articolo 66 della disciplina di cui al D.M. 9 maggio 2001 ha avviato la procedura di selezione per il servizio di tesoreria del mercato elettrico. Tale procedura si è conclusa con l'affidamento del servizio di tesoreria all'istituto bancario Sanpaolo IMI SpA. In data 26 febbraio 2003 è stata sottoscritta la Convenzione tra il GME e il Sanpaolo IMI SpA per lo svolgimento del servizio di tesoreria per il mercato elettrico.

In data 14 marzo 2003 la Convenzione in parola è stata integrata, con l'affidamento al

Sanpaolo IMI SpA della fornitura del servizio di tesoreria per il mercato dei certificati.

Mercato elettrico

Nel corso del 2003, il GME ha svolto una serie di attività propedeutiche all'avvio operativo del mercato elettrico; in particolare, oltre alle attività istruttorie per la definizione delle regole, il GME ha:

- *organizzato e gestito le "prove in bianco" del sistema informatico del mercato elettrico.*

Le prove, che si sono svolte durante l'intero anno, hanno permesso di testare il funzionamento del sistema informatico del GME per la gestione del Mercato elettrico; la necessità di implementare il sistema di nuove release ha comportato, in alcuni casi, la sospensione delle prove per brevi periodi. I soggetti richiedenti la partecipazione alle prove sono stati 138. Le sedute di mercato svolte sono state pari a 800;

- *organizzato e gestito le prove di fatturazione delle partite economiche del mercato elettrico.* Tali prove sono iniziate nel corso del mese di giugno 2003 e sono terminate nel mese di novembre 2003; vi hanno preso parte 54 soggetti interessati;

- *organizzato e gestito una prova relativa al sistema di regolazione dei pagamenti.*

La prova di regolazione dei pagamenti delle partite economiche derivanti dalle transazioni sul mercato elettrico si è svolta in data 14 maggio 2003, ed hanno preso parte 15 soggetti, ed i relativi Istituti bancari, con i quali si sono simulati i flussi finanziari da e per l'Istituto affidatario del servizio di tesoreria per il mercato elettrico.

Mercato dei certificati verdi

Con l'assunzione di responsabilità delle proprie funzioni con riferimento al mercato dei certificati verdi (20 marzo 2003), il GME ha svolto le attività relative al funzionamento della sede della contrattazione di quest'ultimi. In particolare il GME ha:

- *organizzato e gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei certificati verdi;*
- *predisposto l'elenco degli operatori ammessi al mercato;*
- *emanato le regole tecnico-operative per le sessioni di contrattazione denominate "Disposizioni tecniche di funzionamento";*
- *organizzato e gestito le sessioni di contrattazione.*

Al 31 dicembre 2003 il numero di operatori ammessi al mercato è risultato pari a 44.

Il numero delle sessioni organizzate e gestite dal GME nel corso del 2003 è stato pari a 16.

Il volume complessivo dei certificati negoziati è stato pari a 23.848.

Convegno sugli strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica

In data 7 aprile 2003, in collaborazione con l'Associazione Bancaria Italiana, il GME ha organizzato il convegno "Verso un mercato regolamentato dei derivati sul prezzo dell'energia elettrica: considerazioni e proposte". A tale convegno hanno partecipato i soggetti istituzionali e i principali operatori del settore elettrico e finanziario.

Incontri sulla proposta di modifica della Disciplina del mercato elettrico

Il GME ha organizzato due seminari, in data 20 ottobre 2003 a Milano, e in data 21 ottobre 2003 a Roma, entrambi finalizzati alla presentazione della "Proposta per la modifica della Disciplina del mercato elettrico" ai soggetti interessati. I soggetti interessati, a loro volta, hanno comunicato le loro osservazioni al GME il quale ha successivamente finalizzato il documento e lo ha trasmesso al Ministro delle Attività produttive per l'approvazione, sentita l'Autorità.

Newsletter

Il GME ha realizzato il progetto della newsletter bimestrale "GMEnewsroom" e, dopo aver espletato gli adempimenti di rito presso gli organi competenti (Tribunale civile di Roma e Ordine dei giornalisti), ha realizzato il numero zero relativo al bimestre maggio-giugno 2003, pubblicato in data 5 agosto 2003 anche sul sito internet del GME.

Acquirente unico SpA

Coerentemente con quanto previsto dal D.lgs. 79/99 con Decreto del 19 dicembre 2003, il Ministro delle Attività produttive (di seguito MAP) ha attribuito ad Acquirente unico la titolarità delle funzioni di garante della fornitura ai clienti vincolati (ai sensi dell'art. 4 comma 8 del Decreto Legislativo n. 79 del 1999).

Il mercato fornito da Acquirente unico include, oltre ai clienti che ancora non raggiungono la soglia minima di consumo per accedere direttamente al mercato libero, anche i clienti idonei che temporaneamente decidono di rimanere vincolati. Il Decreto fornisce anche le linee guida riguardo alle modalità di approvvigionamento di Acquirente unico.

In particolare è previsto che Acquirente unico possa, oltre che ricorrere alla borsa elettrica attraverso offerte senza indicazione di prezzo (previa stipula di contratti di copertura per i rischi di prezzo e di quantità), anche stipulare contratti bilaterali di acquisto, fino al 25% del fabbisogno del mercato vincolato, partecipare all'assegnazione dell'energia "CIP 6" di cui all'art. 3 comma 12 del decreto 79/99 e partecipare, infine, all'assegnazione di quote di capacità elettrica frontaliere. Il decreto stabilisce, inoltre, che Acquirente unico acquisisca tutta l'energia dei contratti pluriennali di importazione di Enel, ad un prezzo inizialmente corrispondente al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica dell'ultimo trimestre 2003.

La cessione di energia alle imprese distributrici è regolata invece da un contratto approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In seguito all'assunzione di titolarità della funzione di garante della fornitura al mercato vincolato da parte di Acquirente unico, è venuta meno la funzione vicaria svolta da Enel SpA. Il decreto di avvio dell'operatività del 19/12/03 ha, comunque, stabilito che Acquirente unico, fino al 1° febbraio 2004, si avvale di Enel SpA per gli acquisti di energia elettrica nello STOVE. In data 30 dicembre 2003 è stata assegnata inoltre ad Acquirente unico, da parte del GRTN e sulla base dell'Allegato "B" della Delibera AEEG 157/03, capacità di trasporto sulle frontiere con l'estero per complessivi 696 MW.

Acquirente unico ha quindi provveduto a selezionare, sulla base del miglior prezzo medio per frontiera, i fornitori con cui sono stati poi definiti i contratti per l'intero anno solare 2004. In base al Decreto per l'assegnazione dell'energia "CIP 6" del Ministro delle Attività produttive 29 gennaio 2004, ad Acquirente unico sono stati assegnati 880 MW, pari al 20% della capacità produttiva assegnabile nel 2004.

Sempre per l'anno 2004, inoltre, Acquirente unico, a seguito di procedure di selezione concorrenziali alle quali sono state ammesse le imprese precedentemente qualificate, ha stipulato contratti bilaterali fisici per un totale di 31,7 TWh di energia.

Infine, in ottemperanza alle disposizioni della Delibera dell'Autorità 21/04, Acquirente unico ha espletato procedure di gara per l'assegnazione di contratti differenziali, per la copertura del rischio di prezzo relativamente agli acquisti sulla Borsa.

ALTRE INFORMAZIONI AI SENSI DELL'ART. 2428 DEL CODICE CIVILE

Con riferimento alle indicazioni previste al comma 3° e 4° dell'art. 2428 Codice Civile, si precisa che la società non possiede, non ha acquistato o alienato nel corso dell'esercizio – neanche tramite società fiduciaria o per interposta persona – azioni proprie.

Si evidenzia inoltre l'inesistenza delle seguenti fattispecie:

- crediti e debiti commerciali di durata residua superiore a cinque anni e di debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali;
- oneri finanziari imputati nell'esercizio ai valori iscritti nell'attivo dello stato patrimoniale;
- proventi da partecipazioni;
- non sono state emesse azioni di godimento, obbligazioni convertibili in azioni o titoli similari.

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRTN SpA

La *gestione economica* per l'esercizio 2003 è sintetizzata sul seguente prospetto ottenuto ri-classificando opportunamente il conto economico redatto ai fini civilistici. Per maggiore informazione si indica il confronto con l'anno 2002.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO*Euro mila*

	2003	2002
Valore della produzione:		
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni:	6.397.741	6.136.804
• vendita energia c.d. CIP 6	2.975.282	2.712.507
• contributi da CCSE	1.756.361	2.081.870
• corrispettivo di trasporto	966.661	900.553
• bilanciamento e scambio	454.695	371.402
• vendita certificati verdi nazionali	199.697	-
• altre vendite di energia	24.989	51.047
• corrispettivo garanzia interconnessione	15.702	14.965
• accordo ETSO - CBT del 25/02/2002	4.354	4.460
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	370	-
- Altri ricavi e proventi	115.149	78.120
Totale valore della produzione	6.513.260	6.214.924
Costi operativi		
• Acquisti energia	5.398.113	5.107.844
• Canoni proprietari RTN	831.610	776.388
• Oneri per servizio di riserva	55.162	-
• Costo del lavoro	48.675	46.020
• Sopravvenienze passive energia	43.879	151.240
• Servizi e oneri per l'interconnessione con l'estero	30.503	3.272
• Canoni proprietari di rete accordo ETSO - CBT	18.978	17.505
• Altri costi operativi	24.628	22.696
Totale costi operativi	6.451.548	6.124.965
Margine operativo lordo	61.712	89.959
- Ammortamenti e svalutazioni	27.694	15.434
- Accantonamento per rischi	8.480	33.184
Risultato operativo	25.538	41.341
- Proventi finanziari netti	9.311	8.063
- Svalutazione partecipazioni	(11.672)	(4.706)
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	23.177	44.698
- Proventi straordinari netti	5.346	2.099
Risultato ante imposte	28.523	46.797
- Imposte sul reddito dell'esercizio	(16.100)	(35.600)
Utile d'esercizio	12.423	11.197

I ricavi delle vendite e prestazioni, pari Euro 6.397.741 mila, subiscono un incremento di Euro 260.937 mila. In particolare si rileva che i ricavi di competenza relativi alla vendita di energia c.d. CIP 6, sia al mercato libero che a quello vincolato, si incrementano rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per un aumento del prezzo medio unitario.

Tali ricavi devono essere considerati unitamente al contributo dovuto dalla CCSE, ai sensi delle Deliberazioni n. 20/01 e successive, 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, pari a Euro 1.756.361 mila.

Il contributo ha coperto anche gli acquisti, effettuati nell'anno, ma relativi all'esercizio precedente, rilevati nell'ambito delle sopravvenienze passive.

Alle attività di vendita energia "CIP 6" si aggiungono le vendite di energia elettrica derivanti da acquisizioni SPOT sul mercato europeo pari a Euro 12.217 mila (diminuzione di Euro 38.767 mila rispetto al 2002). A fronte dei ricavi sono rilevati tra i costi, per acquisto di energia, Euro 6.361 mila per le relative forniture dall'estero (diminuzione di Euro 19.374 mila rispetto al 2002). Nel corso dell'anno sono inoltre state effettuate vendite per trasferimenti di energia all'estero finalizzate alla soluzione di congestioni sulla rete, per un ammontare pari a Euro 12.716 mila. Con riferimento alla attività di gestione della movimentazione energia, i ricavi finalizzati a remunerare il servizio di trasporto, in applicazione della Delibera 228/01 sono stati pari a Euro 966.661 mila. Tale importo è comprensivo sia della quota da riconoscere ai proprietari della RTN rilevata contemporaneamente tra i costi sia della quota di pertinenza del GRTN.

L'attività di bilanciamento e scambio ha comportato ricavi di competenza pari a Euro 454.695 mila (aumento di Euro 83.293 mila rispetto allo scorso anno).

La vendita dei certificati verdi è stata pari a Euro 199.697 mila.

Relativamente agli altri ricavi legati all'energia, è da evidenziare l'ammontare di Euro 15.702 mila (Euro 14.965 mila nel 2002) 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). La voce "altri ricavi" evidenziata per un importo di Euro 115.149 mila si riferisce essenzialmente, come commentato nella nota integrativa, a sopravvenienze attive legate alla definizione di tariffe di fornitura energia c.d. CIP 6 di anni precedenti e ad insussistenze del passivo.

I costi operativi ammontano a Euro 6.451.548 mila (Euro 6.124.965 mila nell'esercizio 2002) e si riferiscono ai principali fenomeni di seguito indicati.

- **Acquisti di energia:** si riferiscono sia ai costi di acquisto c.d. "CIP 6" relativi all'anno 2003, pari a Euro 4.967.009 mila (Euro 4.702.663 mila nell'esercizio 2002) sia ai costi per acquisti relativi all'anno 2002 – rilevati nelle sopravvenienze – pari a Euro 24.936 mila. Un ammontare pari a Euro 399.532 mila si riferisce invece agli acquisti effettuati per il servizio di dispacciamento sia nella fase precedente allo STOVE che in quella regolamentata da tale sistema transitorio. Sono inoltre stati effettuati acquisti di energia per un importo di Euro 25.170 mila per garanzia di interconnessione.
- **Gli oneri per canoni** da riconoscere ai proprietari comprendono il corrispettivo riconosciuto dal GRTN ai diversi proprietari della RTN (pari a Euro 831.610 mila) e la quota da riconoscere ad altri TSO europei (Euro 18.978 mila) in base all'accordo ETSO-CBT stipulato dal GRTN.

- *Oneri per servizio di riserva* pari a Euro 55.162 mila, si riferiscono ai servizi resi da alcuni produttori che con alcuni impianti garantiscono il servizio necessario alla stabilizzazione dei parametri di rete.
- Il *costo del lavoro* pari a Euro 48.675 mila evidenzia un modesto incremento dovuto essenzialmente alla variazione nella numerica del personale.
- La voce *sopravvenienze passive energia* (Euro 43.879 mila) è legata agli acquisti di energia CIP 6 di competenza degli esercizi precedenti come commentati negli acquisti, nonché a quelle riferite alla definizione dei corrispettivi di vettoriamento e di trasporto pregresse.
- I *servizi per interconnessione con l'estero* si riferiscono principalmente a quelli per i servizi all'esportazione attivati nell'ambito dell'attività di "counter trading" e ammontano a Euro 27.302 mila.
- Gli *altri costi operativi* per Euro 24.628 mila (Euro 22.696 mila nel 2002) si riferiscono 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.

Il **marginale operativo lordo** per effetto delle componenti sopra citate, si attesta a Euro 61.712 mila, con un decremento di Euro 28.247 mila rispetto all'esercizio 2002.

Il **risultato operativo**, pari ad Euro 25.538 mila, recupera la flessione del margine operativo lordo riducendosi rispetto all'esercizio precedente di Euro 15.803 mila per effetto di minori accantonamenti e svalutazioni, come meglio precisato nella nota integrativa.

La **gestione finanziaria** evidenzia proventi netti in linea con l'esercizio precedente.

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 2003.

La **gestione straordinaria** evidenzia un margine positivo relativo principalmente ai proventi che si riferiscono a sopravvenienze attive e ad insussistenze di debiti commerciali.

Le **imposte** si riferiscono a IRPEG (Euro 12.500 mila) e IRAP (Euro 3.600 mila) correnti e, si riducono rispetto al precedente esercizio di Euro 19.500 mila.

La sintesi della *struttura patrimoniale* confrontata con quella dell'anno precedente è riportata nelle seguente tabella:

SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2003	al 31.12.2002
Immobilizzazioni nette:		
- Immobilizzazioni immateriali	10.365	10.149
- Immobilizzazioni materiali	82.177	83.858
- Immobilizzazioni finanziarie:		
• partecipazioni	15.000	15.000
• altre	2.575	2.495
Totale	110.117	111.502
Capitale circolante netto:		
- Clienti	1.014.133	1.103.513
- (Debito)/credito netto verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	(171.706)	(248.354)
- Credito verso Erario per IVA	633.637	392.520
- Altre attività	23.254	4.899
- Debiti verso fornitori	(1.328.178)	(1.479.283)
- Debiti tributari	(1.497)	(10.056)
- Debiti verso istituti previdenziali	(2.231)	(1.990)
- Altre passività	(8.082)	(4.729)
Totale	159.330	(243.480)
Capitale investito lordo	269.447	(131.978)
Fondi diversi	(60.496)	(64.861)
Capitale investito netto	208.951	(196.839)
Copertura		
Patrimonio netto	80.263	67.840
Indebitamento/(Disponibilità) finanziario netto:		
Debiti verso banche:		
- debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911
- debiti verso banche a breve termine	146.497	-
Disponibilità liquide	(30.720)	(277.590)
Totale	128.688	(264.679)
TOTALE	208.951	(196.839)

Le immobilizzazioni immateriali si mantengono in linea con l'esercizio precedente per effetto di un equilibrio tra investimenti e ammortamenti.

Le immobilizzazioni materiali nette pari a Euro 82.177 mila si riducono di Euro 1.681 mila e la loro variazione è dovuta essenzialmente all'effetto degli investimenti effettuati per l'acquisizione di hardware e software di base, per circa Euro 7.873 mila, al netto degli ammortamenti di competenza (Euro 9.409 mila) e dei disinvestimenti.

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, negativo per Euro 243.480 mila nel 2002, presenta al 31 dicembre 2003 un saldo positivo di Euro 159.330 mila per effetto principalmente dell'incremento del Credito IVA verso l'Erario (+Euro 241.117 mila) e di un decremento dei debiti verso i fornitori (-Euro 151.105 mila) solo parzialmente compensato dalla variazione delle altre voci evidenziate nel prospetto.

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 2003 (A2, A3, A5, A6, A7, ...) nonché l'incremento che ha subito, nel corso dell'anno, l'anticipazione effettuata dalla CCSE ai sensi della Delibera 228/01 del credito IVA vantato dal GRTN nei confronti dell'Erario 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 12.423 mila) e che il livello del debito verso le banche è legato all'utilizzo di linee di credito e scoperti bancari, della durata di pochi giorni, intervenuti nei giorni finali dell'anno.

I flussi finanziari generati nell'esercizio 2003 ed i loro impieghi sono rappresentati nel seguente rendiconto finanziario:

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002
Disponibilità finanziarie nette iniziali	264.679	191.145
Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
Utile netto d'esercizio	12.423	11.197
Ammortamenti	16.606	13.434
(Plus.)/Minusvalenza da alienazione di immobilizzazioni	13	-
Svalutazione partecipazioni	11.672	4.706
Svalutazione di immobilizzazioni	102	-
Variazione fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto	1.458	705
Variazione netta altri fondi:	(5.823)	18.189
- Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili	268	253
- Altri	(6.091)	17.936
Autofinanziamento	36.451	48.231
Variazione del capitale circolante netto:		
- Decremento/(Incremento) dei crediti verso clienti	89.380	(55.521)
- Decremento dei debiti verso fornitori ed altre passività	(156.070)	(130.422)
- Rapporto credito/(debito) netto verso CCSE	(76.648)	592.200
- Variazione del credito verso Erario per Iva	(241.117)	(358.608)
- Incremento delle altre attività	(18.355)	(2.599)
Totale	(402.810)	45.050
Cash flow operativo	(366.359)	93.281
Flussi monetari da (per) attività di investimento		
- Immobilizzazioni materiali	(7.753)	(7.209)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(11.498)	(7.832)
- Prezzo di realizzo delle immobilizzazioni	12	-
- Versamenti per copertura perdite controllate	(7.769)	(4.706)
Totale	(27.008)	(19.747)
Flusso monetario dell'esercizio	(393.367)	73.534
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette finali	(128.688)	264.679

L'assorbimento dei flussi monetari (Euro 393.367 mila) è riconducibile essenzialmente alle dinamiche di variazione del capitale circolante netto.

Difatti mentre il livello dell'autofinanziamento si riduce in modo modesto rispetto all'esercizio precedente (-Euro 11.780 mila) per effetto di una diversa dinamica nella variazione dei fondi, il capitale circolante netto diminuisce in modo significativo generando un impiego di risorse finanziarie.

Tale fenomeno è legato in modo determinante sia all'incremento del credito verso l'Erario per IVA (Euro 241.117 mila) che al saldo negativo della variazione netta dei crediti e debiti commerciali ed alla riduzione del debito netto verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico.

A tale situazione si deve aggiungere il flusso monetario assorbito dall'attività di investimento e dai 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**Normativa*****Delibera 01/04 "Adozione di disposizioni in materia di riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture ai clienti del mercato libero nell'anno 2001"***

Con tale Delibera, del 22 gennaio 2004, l'Autorità ha dettato le disposizioni in materia di riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture ai clienti del mercato libero nell'anno 2001, definendone le modalità di valutazione. La stessa deliberazione ha rimandato a successive delibere l'individuazione delle modalità di copertura degli oneri conseguenti.

Delibera 05/04 recante Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004/2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

In base alla legge 14 novembre 1995, n. 481 l'Autorità ha stabilito in quattro anni la durata del ciclo regolatorio tariffario. Il primo periodo di regolazione ha avuto inizio il 1° gennaio 2000 e si è concluso il 31 dicembre 2003. In prossimità di tale scadenza, in data 1° luglio 2003, l'AEEG ha diffuso un primo documento di consultazione per la definizione del quadro tariffario degli anni 2004 - 2007.

Successivamente è stata emanata la legge 290/03 che, all'articolo 1 *quinquies*, comma 7, prevede che l'Autorità definisca le tariffe di remunerazione delle reti di trasporto, anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico in base ai seguenti criteri:

- una rivalutazione delle infrastrutture;
- l'allineamento della remunerazione del capitale investito al livello riconosciuto in altri Stati europei;
- un valore del tasso di rendimento privo di rischio almeno in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;
- una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate nel primo periodo tariffario rispetto agli obiettivi che erano stati individuati con il meccanismo del price cap;
- un'applicazione del meccanismo del price cap alle sole componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.

Considerato che la definizione del nuovo quadro regolatorio avrebbe riguardato un periodo interessato da profondi mutamenti in termini di organizzazione delle attività e assetti proprietari delle imprese, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a ulteriori approfondimenti prorogando al 31 gennaio 2004, con propria Delibera 164/03, il precedente periodo regolatorio la cui scadenza era prevista al 31 dicembre 2003. L'Autorità ha quindi diffuso due nuovi documenti di consultazione a valle dei quali ha adottato la Delibera 5/04 cui è allegato il Testo Integrato, che sostituisce quello precedente di cui alla Delibera 228/01.

Relativamente agli aspetti di maggiore interesse per l'attività di trasmissione si segnala, in estrema sintesi, che l'Autorità ha determinato i livelli tariffari in base al criterio dei costi riconosciuti per lo svolgimento delle attività caratteristiche, suddividendoli in:

- costi operativi;
- ammortamenti;
- remunerazione del capitale investito netto.

In particolare la remunerazione del capitale investito, con riferimento ai nuovi investimenti nello sviluppo delle reti di trasporto dell'energia elettrica, rappresenta un aspetto di grande interesse ai fini anche della determinazione del valore delle società collocate o da collocare sul mercato e per assicurare un efficiente e strategico sviluppo delle infrastrutture, incluse quelle di interconnessione con l'estero.

Si segnala a tale proposito che per la remunerazione degli interventi di sviluppo approvati dal Ministero delle Attività produttive e conclusi entro il 30 giugno dell'anno precedente l'aggiornamento dei livelli tariffari, l'Autorità ha previsto una ulteriore remunerazione del 2%.

Per quanto riguarda il margine di recupero di efficienza, definito dall'Autorità per il quadriennio 2004-2007 relativamente all'attività di trasmissione, il valore è stato ridotto del 2,5% rispetto a quello stabilito per il primo periodo regolatorio per tener conto degli investimenti destinati alla sicurezza e affidabilità della rete di trasporto.

In merito ai corrispettivi per la remunerazione delle attività di trasmissione (gestione/proprietà) sono previsti:

- un corrispettivo (CTR) multiorario a carico dei distributori dovuto:
 - al GRTN per i prelievi netti dalla rete di trasmissione nazionale e per le immissioni dei produttori in AT;
 - alle imprese distributrici per i prelievi netti dalla rete di quest'ultime (corrispettivo maggiorato per tener conto delle perdite);
 - ai produttori connessi per le immissioni in MT/BT (corrispettivo maggiorato per tener conto delle perdite);
- un corrispettivo semplice, a carico dei produttori, dovuto al GRTN per l'energia netta immessa in qualsiasi rete con obbligo di connessione di terzi.

Dal gettito generato dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione è detratto il costo di funzionamento del GRTN per la gestione della rete di trasmissione nazionale.

A seguito delle disposizioni della legge 290/03 tra i costi riconosciuti al GRTN sono inclusi, a partire dal 2004, gli oneri per il finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi dell'energia elettrica che saranno pari a circa 12 milioni di Euro.

Delibera 7/04 "Disposizioni transitorie e urgenti in materia di garanzia della fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato"

La Delibera 7/04 apporta ulteriori modifiche alle delibere 27/03 e 67/03 intese a prorogare fino alla data di operatività del sistema delle offerte, le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento nonché il funzionamento del sistema transitorio delle offerte di vendita dell'energia (STOVE). Inoltre, a parziale eccezione di quanto stabilito dal Decreto ministeriale 19 dicembre 2003 in base al quale la società Acquirente unico assume, a decorrere dal 1° gennaio 2004, la funzione di garante della fornitura di energia per i clienti del mercato vincolato in luogo di Enel SpA, la delibera prevede che, limitatamente allo STOVE, l'Acquirente unico si avvalga di Enel SpA per tutto il mese di febbraio 2004.

Delibera 13/04 recante "Procedure di assegnazione per l'anno 2004 della capacità produttiva di cui al Decreto del Ministero delle Attività produttive 29 gennaio 2004"

Con tale provvedimento l'Autorità ha definito, in attuazione del Decreto del Ministero delle Attività produttive del 29 gennaio 2004 (cfr. paragrafo 6.3.9), le procedure di allocazione della energia c.d. CIP 6.

In relazione alla capacità produttiva assegnabile sono state previste tre procedure separate per l'assegnazione:

- a) all'Acquirente unico di una quota pari al 20% delle bande di durata annuale;
- b) ai clienti del mercato libero di una quota pari all'80% delle bande di durata annuale;
- c) ai clienti del mercato libero di bande di durata trimestrale.

L'elemento di principale novità della Delibera è rappresentato dal meccanismo di assegnazione che non prevede più, come negli anni precedenti, un sistema di aste basato sui prezzi offerti dai richiedenti, ma prevede un sistema di assegnazione pro rata che dovrebbe assicurare una più ampia partecipazione ed evitare fenomeni di rialzo dei prezzi.

Delibera 21/04 recante "Adozione e prove operative di misure per la promozione della concorrenza e dell'efficienza nell'offerta di energia elettrica" e Delibera 49/04 recante "Modifica della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 24 febbraio 2004, n. 21"

Con la Delibera 24 febbraio 2004, n. 21 l'Autorità ha individuato alcune prime misure per promuovere la concorrenza nell'offerta di energia sul mercato e per garantire l'economicità degli approvvigionamenti, tutelando utenti e consumatori.

A tal fine il provvedimento disciplina:

- le modalità per il monitoraggio delle contrattazioni sul mercato a prevenzione di eventuali anomalie, svolto dall'Autorità;
- i meccanismi per il controllo del potere di mercato e per la fissazione dei prezzi da riconoscere agli operatori di mercato;
- le modalità di definizione dei criteri cui il GRTN si attiene per individuare specifici indici per misurare la capacità produttiva resa disponibile dagli operatori di mercato;

e individua alcuni parametri, quali:

- limiti di prezzo per il contenimento di eventuali picchi, il cui rispetto è condizione per l'ammissibilità delle offerte a vendere;
- apporto minimo degli operatori al mercato, graduato in relazione alla rispettiva capacità produttiva;
- prezzo di riferimento da utilizzare nei contratti per differenza.

Tra le misure adottate dall'Autorità per stimolare la concorrenza, infatti, la delibera prevede contratti differenziali annuali per l'acquisto di energia da destinare ai clienti vincolati che l'AU conclude con i produttori, individuati all'esito di procedure concorsuali al ribasso i cui prezzi base siano complessivamente favorevoli ai consumatori.

In base a tale tipologia di contratto se il prezzo di Borsa è maggiore di quanto stabilito in contratto, il fornitore verserà la differenza all'Acquirente unico e viceversa in caso di prezzo di Borsa più basso. In tal modo viene assicurata la copertura del rischio di prezzo assunto dall'Acquirente unico in qualità di garante della fornitura di energia ai clienti vincolati.

L'attività di prove, svolta sulla base della Delibera 21/04, ha consentito di testare il sistema di

negoziazione e l'efficacia delle misure adottate mettendo nel contempo in luce la necessità di alcuni correttivi che sono stati previsti dall'Autorità con propria Delibera 49/04.

Delibera 47/04 recante "Verifica dello schema di regole per il dispacciamento di merito economico e approvazione delle medesime ai sensi dell'articolo 7 della Deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 dicembre 2003, n. 168"

Con la Delibera 27 marzo 2004, n. 47 l'Autorità ha approvato lo schema di regole di dispacciamento proposto dal GRTN, ai sensi della Delibera 168/03, come integrato dallo schema di contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia per punti di immissione, prevedendo nel contempo alcune modifiche da apportare a tali documenti la cui validità viene limitata alla fase di prima attuazione del dispacciamento di merito economico, comunque non oltre il 31 dicembre 2004.

Le modifiche raccomandate dall'Autorità sono contenute in uno specifico allegato suddiviso in tre Parti che implicano una revisione graduale delle regole.

Nella prima revisione, alla quale è condizionata l'approvazione delle Regole, il GRTN recepisce le osservazioni contenute nelle Parti I e III dell'allegato.

Nei tre mesi successivi all'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, il GRTN è tenuto a un'ulteriore revisione delle Regole per conformarle alle osservazioni contenute nella Parte II dell'allegato. Da ultimo, il GRTN è chiamato a predisporre un nuovo schema di regole, a valere dal 1° gennaio 2005, da sottoporre all'Autorità per l'approvazione entro il 30 settembre 2004, che sia coerente con la Delibera 168/03 e che recepisca tutte le predette osservazioni.

Delibera 48/04 recante "Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5"

In data 27 marzo 2004 l'Autorità ha adottato la Delibera 48/04 recante l'"Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5".

Il provvedimento disciplina le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse, nonché per l'erogazione del servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica ai fini della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per il periodo compreso tra il 1° aprile 2004, data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, e il 31 dicembre 2004.

In relazione a tale aspetto, la Delibera 48/04 disciplina per il periodo transitorio fino al 31 dicembre 2004 il funzionamento del dispacciamento di merito economico in coerenza con quanto previsto dalla Delibera 168/03 ma senza la partecipazione attiva della domanda. Per tutta la durata di tale periodo, infatti, la domanda sul mercato elettrico è formulata dal Gestore della rete.

Il provvedimento, in attuazione di quanto previsto all'art. 5 del Decreto legislativo 379/03, reca inoltre le disposizioni aventi a oggetto la remunerazione spettante ai soggetti che rendono

disponibile la capacità produttiva per il periodo transitorio compreso tra il 1° marzo 2004 e la data di entrata in vigore del sistema a regime di remunerazione della medesima disponibilità previsto dal Decreto legislativo 379/03. A tal fine il Gestore della rete definisce le modalità procedurali per l'ammissione alla remunerazione della disponibilità di capacità produttiva delle unità di produzione alle quali viene riconosciuto uno specifico corrispettivo unitario definito CAP_1 articolato per fasce orarie e un ulteriore corrispettivo S_1 .

Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS)- Art.19 dell'Allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 " Codice in materia di protezione dei dati personali"

Il GRTN in data 31 marzo 2004 ha pubblicato sul proprio sito internet l'aggiornamento del Documento Programmatico sulla Sicurezza (DPS) previsto nell'articolo 19 del Disciplinare tecnico in materia di misure minime di sicurezza - allegato B del Decreto legislativo 30 giugno 2003, n. 196 "Codice in materia di protezione dei dati personali".

Il Codice impone l'obbligo di predisporre ed aggiornare il DPS entro il 31 marzo di ogni anno e di indicare, nel documento, idonee informazioni riguardo:

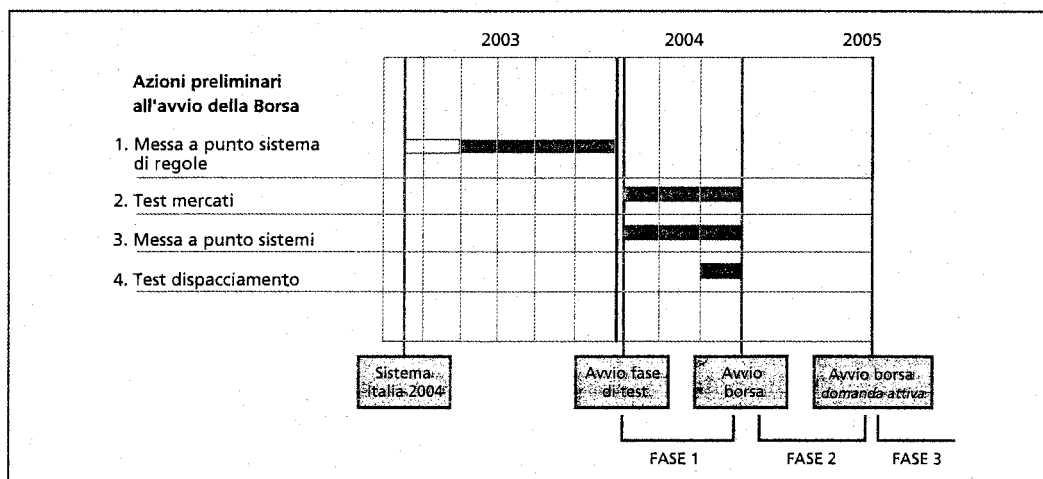
1. l'elenco dei trattamenti di dati personali;
2. la distribuzione dei compiti e delle responsabilità nell'ambito delle strutture preposte al trattamento dei dati;
3. l'analisi dei rischi che incombono sui dati;
4. le misure da adottare per garantire l'integrità e la disponibilità dei dati, nonché la protezione delle aree e dei locali, rilevanti ai fini della loro custodia e accessibilità;
5. la descrizione dei criteri e delle modalità per il ripristino della disponibilità dei dati in seguito a distruzione o danneggiamento;
6. la previsione di interventi formativi degli incaricati del trattamento;
7. la descrizione dei criteri da adottare per garantire l'adozione delle misure minime di sicurezza in caso di trattamenti di dati personali affidati, in conformità al codice, all'esterno della struttura del titolare;
8. per i dati personali idonei a rivelare lo stato di salute e la vita sessuale l'individuazione dei criteri da adottare per la cifratura o per la separazione di tali dati dagli altri dati personali dell'interessato.

Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione

In data 11 maggio 2004, il Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze di concerto con il Ministro delle Attività produttive, ha emanato – ai sensi della legge n. 290/03 – un decreto (di seguito D.P.C.M.) che traccia il percorso per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, definendo anche i criteri, le modalità e le condizioni per la gestione del soggetto risultante dall'unificazione. Il D.P.C.M. è stato pubblicato sulla G.U n.115 del 18 maggio 2004.

Sistema italia 2004: sviluppo della fase transitoria

La programmazione del Sistema Italia ha previsto l'articolazione di diverse fasi sulla base dello schema delineato nella figura che segue.



In particolare, prima dell'avvio della borsa il 1° aprile 2004, sono state attuate:

- una *prima fase transitoria*, a partire dal giorno 8 gennaio 2004 ("Fase 1"), in cui, in parallelo all'approvvigionamento delle risorse ancora effettuato mediante il ricorso al meccanismo dello STOVE opportunamente rettificato, hanno avuto inizio le prove in bianco di funzionamento del sistema di dispacciamento di merito economico con partecipazione dei generatori e domanda passiva;
- una *seconda fase transitoria* (fase di prima attuazione o "Fase 2"), avviata immediatamente a valle della prima, caratterizzata dalla piena operatività del dispacciamento di merito economico con partecipazione al mercato dell'energia delle sole unità di produzione rilevanti (>10 MVA) e con domanda passiva; durante questa fase il ruolo della domanda è svolto dal Gestore della rete. I programmi in immissione dei contratti bilaterali vengono comunicati al Gestore della rete tramite un'apposita piattaforma informatica, che trasferisce questi programmi alla piattaforma informatica del Gestore del mercato affinché possano essere inseriti nel processo di clearing del mercato del giorno prima sotto forma di offerte di vendita a prezzo nullo;
- la *terza fase* ("Fase 3") caratterizzata dalla partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, la cui partenza è stata prevista per il 1° gennaio 2005.

Gli esiti dei test svolti con continuità nel periodo 8 gennaio – 31 marzo 2004 hanno consentito la realizzazione delle condizioni necessarie per l'avviamento del dispacciamento di merito economico ("Fase 2") a partire dal 1° aprile 2004.

Il piano di sviluppo della rete nazionale del 2004 e le prospettive di investimento

Il GRTN ha deliberato, in data 29 gennaio 2004, il nuovo "Piano di Sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale" e lo ha successivamente trasmesso al MAP per approvazione ed

alle Regioni e Province Autonome per l'espressione del previsto parere.

Seguendo l'impronta innovativa nei criteri per la predisposizione del PTS avviata nel 2003, anche il Piano 2004 è stato suddiviso in tre parti. Una prima parte, che costituisce il corpo principale del Piano di sviluppo 2004, offre una trattazione degli aspetti caratterizzanti il processo di pianificazione per lo sviluppo della RTN nel vigente quadro normativo e riporta in sintesi i principali interventi e le motivazioni alla base degli stessi. Una seconda parte, costituita da due allegati tecnici, descrive nel dettaglio gli interventi previsti relativamente al breve-medio termine e a più lungo termine. Una terza parte, infine, costituita dai disegni allegati al Piano, fornisce un'illustrazione grafica di larga massima degli interventi di sviluppo.

I principali interventi del Piano sono stati suddivisi, in base alla tipologia, nel seguente modo:

- interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero;
- interventi di sviluppo per il potenziamento della RTN;
- interventi di razionalizzazione e risanamento della RTN;
- interventi di connessione alla rete di nuovi impianti di generazione;
- altri interventi allo studio o in corso di perfezionamento.

Tra gli interventi per il potenziamento dell'interconnessione con l'estero, nel breve-medio termine, si evidenziano qui di seguito i principali interventi previsti per la costruzione di nuove linee di interconnessione, quali:

- l'elettrodotto a 380 kV "S.Fiorano (BS)-Robbia (Svizzera)" per il quale la Società Terna è assegnataria della Titolarità dell'opera;
- l'elettrodotto a 132 kV "Prati di Vizzo-Steinach (Austria), attraverso il valico del Brennero, per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo;
- l'elettrodotto di interconnessione a 150 kV "Sardegna-Corsica" (SAR.CO.), per il quale è stato avviato l'iter autorizzativo, con Titolarità assegnata a TERNA.

Le proposte d'intervento volte a rispondere ad esigenze di medio-lungo termine si collocano principalmente nell'opportunità di potenziare sia la capacità di interconnessione tra Italia e Austria, sia tra Italia e Francia.

Gli interventi di sviluppo per il potenziamento della RTN, anche questi da realizzare nel breve-medio termine, sono finalizzati sia ad interventi per la risoluzione delle congestioni di rete in varie aree del Paese, sia a interventi di sviluppo interno della rete.

Un'attenzione particolare meritano gli interventi di razionalizzazione e risanamento della RTN, che, attraverso la realizzazione di infrastrutture a più alto potenziale in termini di tensione e capacità di trasporto, consentiranno di rimuovere altri impianti obsoleti e di potenzialità inferiore. Tra le azioni di maggior rilievo da avviare in tal senso si pone particolare attenzione alle razionalizzazioni dei sistemi elettrici interessanti la Valcamonica e l'Alta Valtellina, correlate alla realizzazione della linea in doppia terna a 380 kV "San Fiorano-Robbia".

Le connessioni alla RTN di nuovi impianti di generazione sono propedeutiche alla realizzazione di nuova capacità produttiva nel sistema elettrico nazionale. Il Gestore è coinvolto in diverse attività propedeutiche alle connessioni: gestisce e coordina le attività di connessione alla rete sulla base dell'apposito regolamento emanato dall'Autorità; esamina i progetti preliminari, alla luce di quanto stabilito dalla normativa; verifica la corrispondenza dei progetti presentati dai proprietari e dagli aggiudicatari delle opere ai criteri tecnici fissati preventivamente.

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO DEL GRN CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2003

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il progetto di bilancio chiuso al 31 dicembre 2003 approvato dal Consiglio di Amministrazione del GRN nella riunione del 31 maggio 2004 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.lgs. 127/91 e si chiude con un utile di esercizio di Euro 12.423.253.

Esso si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE

Euro

Attivo

Credito verso soci	-
Immobilizzazioni	110.117.199
Attivo circolante	2.152.046.436
Ratei e risconti attivi	419.393
TOTALE ATTIVO	2.262.583.028

Euro

Passivo**Patrimonio netto**

I Capitale	26.000.000
IV Riserva legale	2.077.415
VII Altre riserve	39.762.273
IX Utile d'esercizio	12.423.253
TOTALE PATRIMONIO NETTO	80.262.941
Fondo per rischi e oneri	41.537.347
T.F.R. di lavoro subordinato	18.959.106
Debiti	2.120.636.653
Ratei e risconti passivi	1.186.981

TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO 2.262.583.028

CONTI D'ORDINE

Euro

Conti d'ordine	43.362.602.234
----------------	----------------

I conti d'ordine accolgono gli ammontari del valore delle fidejussioni, degli impegni e rischi principalmente per impegni assunti verso fornitori per acquisti di energia elettrica.

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

CONTO ECONOMICO

Euro

Valore della produzione	6.513.260.152
Costi della produzione	6.487.722.335
Differenza tra valori e costi della produzione	25.537.817
Proventi e oneri finanziari	9.311.056
Rettifiche di valore delle attività finanziarie	(11.671.670)
Proventi e oneri straordinari	5.346.050
Risultato prima delle imposte	28.523.253
Imposte sul reddito	(16.100.000)
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	12.423.253

Il Consiglio di Amministrazione nella Nota integrativa al Bilancio d'esercizio ha dato notizia sull'attività svolta dalla Società nell'esercizio 2003 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 2003 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 e il gas, all'esercizio delle attività e dei compiti di trasmissione e dispacciamento, all'acquisto e alla vendita dell'energia CIP 6 e alla gestione unificata della rete di trasmissione nazionale.

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;
- le voci di bilancio concordano con le risultanze delle scritture contabili;
- i principi di redazione del bilancio prescritti dall'art. 2423 bis del Codice civile sono stati osservati;
- il bilancio non contiene alcuna deroga di cui all'art. 2423, quarto comma, del Codice civile in materia di rappresentazione veritiera e corretta;
- la valutazione delle poste di bilancio è conforme a quanto prescritto dall'art. 2426 del Codice civile e, in particolare, con riguardo ai criteri adottati per la valutazione dei beni, dei crediti e per 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 di ricerca, sviluppo e pubblicità sono stati iscritti in bilancio al netto degli ammortamenti, con il nostro consenso ed a norma dell'art. 2426, n. 5 del Codice civile;
 - 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. Il GRTN ha deliberato la copertura delle perdite conseguite al 31 dicembre 2003 dalle due società controllate, in parte mediante versamenti avvenuti nel corso dell'esercizio ed in parte mediante l'iscrizione di un debito verso le controllate;
 - e) le stime relative ad alcune poste economiche di ricavo e di costo inerenti la movimentazione di energia sono state effettuate sulla base di valutazioni confortate dagli andamenti verificati negli anni precedenti;
 - f) 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;
 - g) i crediti sono valutati al presunto valore di realizzo provvedendo ad un accantonamento complessivo per Euro 10.985 mila, che si ritiene adeguato all'attuale qualità ed ammontare degli stessi.

- h) i debiti sono iscritti al valore nominale;
- i) il trattamento di fine rapporto del personale dipendente copre gli oneri maturati al 31 dicembre 2003, determinati in base alle vigenti disposizioni di legge ed in conformità ai contratti di lavoro, ed ammonta a Euro 18.959 mila;
- j) i fondi per rischi e oneri sono pari ad Euro 41.537 mila e comprendono costi ed oneri di natura determinata, esistenza certa o probabile ma di ammontare o data indeterminata. Si dà atto altresì che nella nota integrativa sono stati evidenziati tutti i rischi per i quali non è stata data rilevanza contabile nello stato patrimoniale;
- k) 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 2003 danno piena evidenza della operatività che ha caratterizzato la gestione dell'azienda e sono così sintetizzati:

ANNO 2003

Euro mila

Margine operativo lordo	61.712
Risultato operativo	25.538
Utile netto di esercizio	12.423
Autofinanziamento	36.451
Disponibilità finanziarie nette finali	(128.688)

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 azioni da nominali Euro 1 ciascuna per complessivi Euro 26.000.000.

Nel Patrimonio netto emerge:

- la "Riserva legale", pari a Euro 2.078 mila, come previsto dall'art. 2430 del Codice civile si incrementa di Euro 560 mila per la destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio precedente;
- le "Altre riserve" sono composte dalla "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 39.471 mila, alla quale sono stati destinati gli utili degli esercizi precedenti, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

Le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di ricerca, sviluppo e pubblicità come previsto dall'art. 2426, comma 1°, n. 5 del Codice civile.

Il credito verso l'erario per IVA è passato da Euro 392.520 mila ad Euro 633.637 mila.

Tale credito, ai sensi della Delibera 228/01, viene anticipato dalla CCSE.

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 nel 2003. 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 compless-

so 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 2003 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, 10 giugno 2004

Il Collegio Sindacale

Relazione della Società di revisione

PAGINA BIANCA

Deloitte.

Deloitte & Touche S.p.A.
Via della Camilluccia, 589/A
00135 Roma
Italia

Tel: +39 06 367491
Fax: +39 06 36749282
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE

All'Azionista del

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

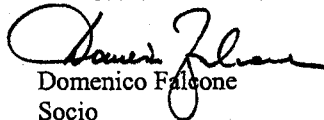
1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2003. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, 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 risultati, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e dalla ragionevolezza delle stime effettuate degli 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 emessa da altro revisore in data 22 aprile 2003.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. al 31 dicembre 2003, nel suo complesso, 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'attenzione sull'informativa fornita dagli amministratori nella sezione "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" della nota integrativa circa le controversie in essere ed il ricorso a stime inerenti la movimentazione dell'energia, per le quali, allo stato attuale, non sono oggettivamente determinabili gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare in futuri esercizi.

Roma, 15 giugno 2004

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Domenico Falcone
Socio

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Roma
Torino Treviso Verona Vicenza

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu

Sede Legale: Palazzo Carducci - Via Olona, 2 - 20123 Milano
Capitale Sociale: versato Euro 6.720.406,00 - sottoscritto Euro 10.327.590,00 - deliberato Euro 10.850.000,00
Partita IVA/Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

STATO PATRIMONIALE**ATTIVO**

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI		-		-
B) IMMOBILIZZAZIONI				
I. Immateriali				
- Costi di impianto e di ampliamento			1.005	
- Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	60.053		-	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	5.134.119		5.023.198	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	17.996		20.960	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	1.526.933		1.299.682	
- Altre	3.626.373		3.804.196	
		10.365.474		10.149.041
II. Materiali				
- Terreni e fabbricati	48.417.471		49.752.105	
- Impianti e macchinario	12.753.945		17.596.760	
- Attrezzature industriali e commerciali	249.049		262.095	
- Altri beni	8.167.249		5.796.534	
- Immobilizzazioni in corso e acconti	12.589.399		10.450.544	
		82.177.113		83.858.038
III. Finanziarie				
- Partecipazioni in:				
• imprese controllate	15.000.000		15.000.000	
• altre imprese	1.704.308		1.704.308	
	16.704.308		16.704.308	
<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
- Crediti:				
• verso altri	106.345		94.751	
	870.304		790.738	
	870.304		790.738	
		17.574.612		17.495.046
Totale immobilizzazioni		110.117.199		111.502.125
<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
C) ATTIVO CIRCOLANTE				
I. Rimanenze				
II. Crediti				
- Verso clienti	8.523		1.103.513.229	
- Verso imprese controllate		1.014.132.806	1.697.183	
- Verso altri		1.414.049	395.521.035	
- Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		655.058.423	379.171.926	
		450.720.994		
		2.121.326.272		1.879.903.373
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni				
IV. Disponibilità liquide				
- Depositi bancari e postali		30.702.692	277.569.968	
- Danaro e valori in cassa		17.472	20.001	
		30.720.164		277.589.969
Totale attivo circolante		2.152.046.436		2.157.493.342
D) RATEI E RISCONTI				
- Risconti attivi		419.393	200.895	
Totale ratei e risconti		419.393		200.895
TOTALE ATTIVO		2.262.583.028		2.269.196.362

PASSIVO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale		26.000.000		26.000.000
IV. Riserva legale		2.077.415		1.517.587
VII. Altre riserve:				
- Riserva da conferimento		291.393		291.393
- Riserva disponibile		39.470.881		28.834.151
- Riserva da arrotondamento		(1)		(2)
IX. Utile dell'esercizio		12.423.253		11.196.558
Totale patrimonio netto		80.262.941		67.839.687
B) FONDI PER RISCHI E ONERI				
Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	1.336.777		1.068.407	
Altri	40.200.570		46.291.652	
Totale fondi per rischi e oneri		41.537.347		47.360.059
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		18.959.106		17.501.039
D) DEBITI	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
- Debiti verso banche	12.911.422	159.408.144	12.911.422	12.911.422
- Debiti verso fornitori		1.328.178.160		1.479.282.540
- Debiti verso imprese controllate		3.926.390		177.563
- Debiti tributari		1.497.134		10.056.071
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		2.231.124		1.990.254
- Altri debiti		2.968.461		3.185.119
- Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico		622.427.240		627.526.475
Totale debiti		2.120.636.653		2.135.129.444
E) RATEI E RISCONTI				
- Ratei passivi		169.088		249.160
- Risconti passivi:				
• altri		1.017.893		1.116.973
Totale ratei e risconti		1.186.981		1.366.133
TOTALE PASSIVO		2.262.583.028		2.269.196.362
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute		458.761.964		242.653.910
- Altri conti d'ordine		42.903.840.270		56.571.254.463
Totale conti d'ordine		43.362.602.234		56.813.908.373

CONTO ECONOMICO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	6.397.741.146		6.136.803.679	
- Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	370.195		-	
- Altri ricavi e proventi	115.148.811		78.119.896	
Totale valore della produzione		6.513.260.152		6.214.923.575
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		5.398.559.037		5.108.262.752
- Per servizi		104.443.338		21.909.331
- Per godimento di beni di terzi		853.231.059		795.962.487
- Per il personale:				
a) salari e stipendi	34.468.853		32.469.839	
b) oneri sociali	9.587.188		9.073.262	
c) trattamento di fine rapporto	2.885.825		2.785.154	
d) trattamento di quiescenza e simili	361.470		382.897	
e) altri costi	1.371.836		1.308.915	
		48.675.172		46.020.067
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	7.197.170		5.053.695	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	9.409.129		8.380.159	
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni	102.258		-	
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	10.985.126		2.000.000	
		27.693.683		15.433.854
- Accantonamenti per rischi		8.479.873		29.177.448
- Altri accantonamenti		-		4.006.704
- Oneri diversi di gestione		46.640.173		152.810.946
Totale costi della produzione		6.487.722.335		6.173.583.589
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		25.537.817		41.339.986
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
- Altri proventi finanziari:				
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	24.810		29.996	
d) proventi diversi dai precedenti:				
- da imprese controllate	1.898		-	
- altri	9.956.304		8.606.423	
		9.983.012		8.636.419
- Interessi e altri oneri finanziari:				
- altri	671.956		573.643	
		671.956		573.643
Totale proventi e oneri finanziari		9.311.056		8.062.776

XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
- Svalutazioni: a) di partecipazioni	11.671.670	11.671.670	4.705.508	4.705.508
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		(11.671.670)		(4.705.508)
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
- Proventi: b) vari	16.947.407	16.947.407	2.613.783	2.613.783
- Oneri: b) vari	11.601.357	11.601.357	514.479	514.479
Totale delle partite straordinarie		5.346.050		2.099.304
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		28.523.253		46.796.558
- Imposte sul reddito dell'esercizio		(16.100.000)		(35.600.000)
Utile dell'esercizio		12.423.253		11.196.558

Nota integrativa
al bilancio
d'esercizio 2003

SEZIONE I
Parte Generale

PAGINA BIANCA

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.

Come previsto dall'art. 2423, 5° comma del Codice Civile, lo stato patrimoniale e il conto economico sono stati redatti in unità di Euro, senza cifre decimali, mentre le informazioni della nota integrativa, a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, sono espresse in migliaia di Euro.

Tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 2003 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze dell'esercizio precedente come previsto dall'art. 2423 ter 5° comma del Codice Civile.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria ed economica della società, sono stati predisposti – a corredo della relazione sulla gestione – lo Stato patrimoniale e il Conto economico riclassificati in forma sintetica nonché il Rendiconto finanziario. 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 al 31 dicembre 2003 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 sono riportati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione.

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 *costi di ricerca, sviluppo e di pubblicità* sono stati capitalizzati previo consenso del collegio sindacale ed ammortizzati convenzionalmente in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

I *costi per i diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno* sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità futura di 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% delle aliquote base sopra indicate.

I cespiti il cui costo unitario non è superiore a Euro 516,46 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 l'"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 2003 risulta ancora da incassare, nonché alla quota dei ricavi di competenza del bilancio 2003 relativi a fatture che saranno emesse nell'esercizio successivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale; quelli per imposte correnti sono iscritti in base alle aliquote in vigore, applicate ad una realistica stima del reddito imponibile. Se le imposte da corrispondere sono inferiori ai crediti di imposta agli acconti versati e alle ritenute subite, la differenza rappresenta un credito ed è iscritta nell'attivo dello stato patrimoniale.

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

I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia, alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di quiescenza e 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 e oneri

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile – in base agli elementi a disposizione – al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura d'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, nonché della parte destinata ai fondi pensione.

Conti d'ordine

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

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 cui si riferiscono al momento del suo passaggio in esercizio e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene 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 correnti sul reddito d'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore e 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.

Nota integrativa
al bilancio
d'esercizio 2003

SEZIONE II
Commenti della composizione
e delle variazioni delle voci
dello stato patrimoniale
e del conto economico

PAGINA BIANCA

STATO PATRIMONIALE**ATTIVO****CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI**

Al 31 dicembre 2003 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI - Euro 110.117 mila

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce, come previsto dall'art. 2427 Codice Civile: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (incrementi, disinvestimenti, svalutazioni, altri movimenti) e il saldo finale.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI - Euro 10.365 mila

Di seguito si riporta il commento alle voci che ne costituiscono l'ammontare:

Euro mila

	Costi di impianto e di ampliamento	Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Situazione al 31.12.2002							
Costo originario	5	-	9.609	30	1.300	5.797	16.741
Ammortamenti	(4)	-	(4.586)	(9)	-	(1.993)	(6.592)
Saldo al 31.12.2002	1	-	5.023	21	1.300	3.804	10.149
Movimenti esercizio 2003							
Incrementi	-	25	3.963	-	1.234	2.293	7.515
Passaggi in esercizio		50	524		(905)	331	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	(102)	-	(102)
Ammortamenti	(1)	(15)	(4.376)	(3)	-	(2.802)	(7.197)
Saldo movimenti dell'esercizio 2003	(1)	60	111	(3)	227	(178)	216
Situazione al 31.12.2003							
Costo originario	5	75	14.096	30	1.527	8.421	24.154
Ammortamenti cumulati	(5)	(15)	(8.962)	(12)	-	(4.795)	(13.789)
Saldo al 31.12.2003	-	60	5.134	18	1.527	3.626	10.365

I **costi di impianto e di ampliamento** presentano un saldo pari a zero perché si è concluso nell'esercizio il processo di ammortamento della durata di 5 anni a quote costanti, così come consentito dall'art. 2426 del Codice Civile.

I **costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità**, pari ad Euro 60 mila al netto della quota di ammortamento, riguardano studi finalizzati a valutare il limite di massima capacità di trasporto sulle linee elettriche interconnesse con l'estero, al fine di migliorare i transiti tra i vari collegamenti. Tali studi sono stati considerati come ricerca applicata, in quanto hanno condotto alla redazione di una specifica tecnica per l'installazione di un trasformatore speciale nella stazione di Padriciano che permetterà l'aumento dell'importazione di energia.

I costi sono stati capitalizzati previo consenso del Collegio Sindacale e verranno ammortizzati convenzionalmente in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

I **diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno** (Euro 5.134 mila), si incrementano principalmente per la capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- il sistema centralizzato per regolare la tensione della rete di trasmissione nazionale;
- il sistema "Forecast e Comandi";
- il sistema di datawarehouse per l'area del personale;
- il nuovo sistema di gestione amministrativo-contabile dei cespiti.

A tale incremento si contrappone la riduzione per il relativo ammortamento dell'anno di Euro 4.376 mila.

Il processo di ammortamento avviene in tre anni come suggerito al Principio contabile n. 24 del Consiglio nazionale dei Dottori commercialisti.

I **marchi** rilevano le spese sostenute dalla società per la realizzazione del logo aziendale pari a Euro 18 mila e vengono ammortizzati per un periodo di 10 anni. Si sono decrementati per la quota di ammortamento dell'anno.

Le movimentazioni avvenute nell'esercizio 2003 della voce **immobilizzazioni in corso e acconti** derivano:

- dalla capitalizzazione dei costi relativi a diversi studi in corso sia per la costruzione di nuove linee di interconnessione con l'estero sia per studi per costruzioni di nuove linee di trasporto in Italia (Euro 1.234 mila);
- da passaggi in esercizio, per un totale di Euro 905 mila – principalmente alla voce "diritti di brevetto" e "diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno" (Euro 524 mila) e "altri beni" (Euro 331 mila) – dei costi sostenuti per l'implementazione di software realizzati per la gestione della rete, la cui natura è già stata commentata nelle specifiche voci.
- da svalutazioni di un progetto per Euro 102 mila (finanziato con un contributo dell'Unione Europea), poiché si è constatata la non fattibilità della ricerca riguardante la "Regolazione secondaria frequenza-potenza".

Le **altre immobilizzazioni immateriali** (Euro 1.527 mila) si riferiscono principalmente al software applicativo relativo all'implementazione dei sistemi di supporto specialistico per l'ampliamento delle funzionalità del sistema di controllo per i distacchi automatici denominato EDA (Elaboratore Distacchi Automatici), per il servizio di aggiornamento del software applicativo inerente ai campi elettromagnetici, per l'applicazione registro operatori e registro unità di produzione (ROP e RUP).

L'ammortamento avviene in un arco temporale di tre anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI - Euro 82.177 mila

La consistenza delle immobilizzazioni materiali, al netto del fondo ammortamento, è pari a Euro 82.177 mila e rispetto all'esercizio precedente si è decrementata di Euro 1.681 mila.

Euro mila

	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
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
Movimenti dell'esercizio 2003:						
Aquisizioni del periodo: investimenti	292	690	29	4.118	2.744	7.873
Passaggi in esercizio	-	107	-	369	(476)	-
Passaggi in esercizio:						
- Valore di bilancio	-	128	-	-	(128)	-
- Contributi in c/impianti	-	(120)	-	-	-	(120)
Totale	-	8	-	-	(128)	(120)
Disinvestimenti netti:						
- Valore di bilancio	-	-	-	(97)	-	(97)
- Fondo ammortamento	-	-	-	72	-	72
Totale	-	-	-	(25)	-	(25)
Ammortamenti	(1.627)	(5.648)	(42)	(2.092)	-	(9.409)
Saldo movimenti dell'esercizio 2003	(1.335)	(4.843)	(13)	2.370	2.140	(1.681)
Situazione al 31.12.2003						
Costo originario	54.373	34.899	398	12.765	12.590	115.025
Fondo ammortamento	(5.956)	(22.145)	(149)	(4.598)	-	(32.848)
Saldo al 31.12.2003	48.417	12.754	249	8.167	12.590	82.177

Le immobilizzazioni materiali sono state inserite nel bilancio di esercizio raggruppate in categorie omogenee in relazione alla procedura di ammortamento valutata secondo la loro specificità. L'analisi dei movimenti dell'esercizio fa rilevare quanto segue.

Terreni e fabbricati - Euro 48.417 mila

La voce non ha subito variazioni significative rispetto al precedente esercizio, il decremento è da imputare esclusivamente all'ammortamento dell'esercizio.

Impianti e macchinario - Euro 12.754 mila

Gli investimenti e i passaggi in esercizio della voce riguardano principalmente l'ampliamento del sistema BMI "Banco di Manovra Interrompibili" e la realizzazione del Sistema centrale di Telescatto. Il valore pari ad Euro 8 mila riguarda invece il passaggio in esercizio del progetto "EXAMINE" nettato dal contributo erogato dall'Unione Europea.

Altri beni - Euro 8.167 mila

Gli investimenti si riferiscono principalmente all'ulteriore adeguamento del sistema informatico aziendale pari a Euro 4.400 mila. È stata conclusa l'attività di potenziamento e integrazione dei sistemi su una piattaforma Unix; sono state completate le funzioni di controllo dei sistemi centrali nell'ambito del progetto di "Network & System Management" ecc. I passaggi in esercizio per Euro 369 mila riguardano la fornitura in opera di prodotti informatici per l'aggiornamento tecnologico della LAN.

Le dismissioni dei cespiti nel corso dell'esercizio al netto del fondo di ammortamento ammontano ad Euro 25 mila e riguardano beni come personal computer, stampanti, video ecc.

Immobilizzazioni in corso e acconti - Euro 12.590 mila

I principali incrementi per immobilizzazioni in corso e acconti si riferiscono a:

a) Fabbricati industriali:

Si tratta dei costi che si stanno sostenendo per la ristrutturazione tuttora in corso della sede legale della società e sono pari ad Euro 1.682 mila.

b) Altri beni:

Nel corso dell'esercizio si è proceduto con i lavori di ampliamento pari a Euro 658 mila necessari per l'adeguamento del nuovo Sistema di controllo in linea delle rete elettrica SCTI.

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 516,46 sono stati ammortizzati integralmente nell'esercizio.

Gli ammortamenti a carico dell'esercizio 2003 sono stati calcolati applicando aliquote economico-tecniche, rappresentative della vita utile dei cespiti, al valore del cespite al netto dei singoli contributi.

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 2.522 mila ed Euro 654 mila.

Conseguentemente il patrimonio netto e l'utile dell'esercizio sarebbero superiori rispettivamente di Euro 1.557 mila e di Euro 404 mila al netto dell'effetto fiscale teorico previsto.

Al 31 dicembre 2003, il fondo ammortamento nel suo complesso rappresenta il 29% delle immobilizzazioni soggette ad ammortamento.

Alla data del 31 dicembre 2003 non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE - Euro 17.575 mila

Sono costituite da partecipazioni in imprese controllate pari ad Euro 15.000 mila, per Euro 1.704 mila in altre imprese e per Euro 870 mila da 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	al 31.12.2002	Movimenti dell'esercizio 2003				al 31.12.2003
	Valore di bilancio	Svalutazioni	Ricostituzione di capitale	Aumenti di capitale	Saldo movimenti	Valore a fine periodo
Partecipazioni:						
<i>Imprese controllate:</i>						
Acquirente unico SpA	7.500	(4.260)	4.260	-	-	7.500
Gestore del mercato elettrico SpA	7.500	(7.412)	7.412	-	-	7.500
Totale imprese controllate	15.000	(11.672)	11.672	-	-	15.000
<i>Altre imprese</i>						
Cesi SpA	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale altre imprese	1.704	-	-	-	-	1.704
Totale	16.704	(11.672)	11.672	-	-	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 2003 si è provveduto ad effettuare dei versamenti a copertura della perdita provvisoria di esercizio, che ha determinato per la controllante un esborso pari a Euro 3.274 mila.

Il versamento per la copertura della perdita residua dell'esercizio 2003 è stato effettuato ad aprile 2004 per un importo pari ad Euro 986 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 2003 si è provveduto ad effettuare dei versamenti a copertura della perdita provvisoria di esercizio, che ha determinato per la controllante un esborso pari a Euro 4.495 mila.

Il versamento per la copertura della perdita residua dell'esercizio 2003 è stato effettuato a gennaio 2004 per un importo pari ad Euro 2.179 mila e ad aprile 2004 per Euro 738 mila.

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale non ha ritenuto opportuno procedere – a fine esercizio 2003 – alla svalutazione durevole delle partecipazioni delle due controllate, in quanto non considera i risultati negativi delle controllate come perdite durevoli di valore.

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 da 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 2002 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 31.12.2003	Patrimonio netto al 31.12.2003	Perdita d'esercizio al 31.12.2003	Quota% possesso	Valore attribuito
A. Imprese controllate						
Acquirente unico SpA	Roma	7.500	6.514	(4.260)	100	7.500
Gestore del mercato elettrico SpA	Roma	7.500	4.583	(7.412)	100	7.500
B. Altre imprese						
Cesi SpA	Milano	8.550	18.807	(750)	9.3	1.704

Con riferimento alle partecipazioni di controllo nella società Acquirente unico SpA e nel Gestore del mercato elettrico SpA non si procede alla redazione del bilancio consolidato di Gruppo stante l'irrilevanza, ai fini della chiarezza e della rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico, 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 870 mila

La voce è costituita principalmente dai "prestiti ai dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e che vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento. Rispetto al valore dell'esercizio 2002 (Euro 791 mila) si è verificato un incremento di Euro 79 mila. Nell'apposita tabella di dettaglio inserita a completamento dell'attivo sono stati indicati l'importo dei crediti con scadenza entro e oltre i cinque anni.

ATTIVO CIRCOLANTE - Euro 2.152.046 mila**CREDITI - Euro 2.121.326 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 1.014.133 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti di natura commerciale derivanti dall'attività inerente alla vendita e al trasporto dell'energia e sono comprensivi anche di quelli relativi a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare. La seguente tabella evidenzia la loro composizione ed il raffronto rispetto al 2002:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- vendita energia elettrica (Delibera 223/00)	395.309	384.563	10.746
- bilanciamento e scambio (Delibera 36/02)	302.355	334.368	(32.013)
- corrispettivo di trasporto (Delibera 228/01)	273.914	254.641	19.273
- servizio di vettoriamiento - mercato libero (Delibera 13/99)	41.653	119.607	(77.954)
- vendita energia elettrica ad operatori esteri	12.716	-	12.716
- garanzia capacità trasporto interconnessione l'estero	4.525	4.967	(442)
- accordo ETSO - CBT (Delibera del 25/02/2002)	1.399	5.329	(3.930)
- corrispettivo di trasporto - mercato vincolato (Delibera 205/99)	377	4.824	(4.447)
- vendita energia elettrica da acquisti spot dall'estero	10	2.718	(2.708)
- prestazioni diverse dall'energia	5.031	4.667	364
Totale crediti verso clienti	1.037.289	1.115.684	(78.395)
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2002	(12.171)	(10.171)	(2.000)
- Accantonamenti ordinari	(10.540)	(2.000)	(8.540)
- Accantonamenti per interessi di mora	(445)	-	(445)
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2003	(23.156)	(12.171)	(10.985)
Totale	1.014.133	1.103.513	(89.380)

I crediti sono esposti in bilancio al netto del fondo svalutazione crediti. Tale fondo risulta complessivamente calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche, in relazione all'anzianità del credito, allo status del credito (ordinario, di difficile recupero ecc.). La stima infatti è stata effettuata considerando sia il rischio specifico legato a particolari posizioni creditorie sia il rischio connesso alle perdite potenziali che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2003.

Crediti verso imprese controllate - Euro 1.414 mila

Si riferiscono a crediti verso la società Acquirente unico SpA (Euro 493 mila) e verso la società Gestore del mercato elettrico SpA (Euro 921 mila) derivanti principalmente dal contratto di ser-

vizio stipulato con le controllate per la fornitura di prestazioni. Il credito di Euro 332 mila si riferisce al saldo del c/c intersocietario fruttifero di interessi a tassi di mercato intrattenuto con la controllata Gestore del mercato elettrico SpA, per coprire necessità finanziarie a breve termine. La voce rispetto al 2002 ha subito un decremento pari Euro 283 mila.

Crediti verso altri - Euro 655.058 mila

Tali crediti al 31 dicembre 2003 ammontano a Euro 655.058 mila e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2002 sono qui di seguito evidenziate:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Crediti verso erario per imposte (IVA)	633.637	392.520	241.117
Crediti tributari IRPEG	15.991	-	15.991
Crediti tributari IRAP	2.065	-	2.065
Credito per Iva da recuperare da stato estero	2.158	1.336	822
Crediti per contributi da terzi	872	1.428	(551)
Anticipi a terzi	41	52	(11)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	35	27	8
Partite diverse	254	158	96
Totale	655.058	395.521	259.537

La voce presenta un incremento rispetto all'esercizio 2002 pari ad Euro 259.537 mila, dovuto sostanzialmente all'aumento del credito verso l'Erario per IVA (variazione in aumento per Euro 241.117 mila).

I *crediti tributari* ammontano ad Euro 18.056 mila e sono composti da crediti tributari IRPEG pari ad Euro 15.991 mila e crediti tributari IRAP pari ad Euro 2.065 mila. Gli acconti (IRAP e IRPEG) versati nell'anno 2003 risultano superiori al debito complessivo calcolato a fine esercizio 2003.

I *crediti per Iva da recuperare da Stato estero* (Euro 2.158 mila) si riferiscono ai crediti verso le Amministrazioni finanziarie estere per IVA da recuperare, derivante da servizi ricevuti nell'ambito della propria attività internazionale.

I *crediti per contributi da terzi* sono relativi a contributi erogati da Enti pubblici a carattere internazionale e nazionale (Stato, regione ecc.), allo scopo di finanziare sia la costruzione di impianti, sia studi di ricerca e sviluppo. Si decrementano rispetto all'esercizio 2002, per Euro 551 mila, in seguito alla dinamica della riscossione dei diversi contributi.

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 450.721 mila

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico a titolo dei contributi di competenza 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 30.720 mila

Sono così formate:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Depositi bancari	30.703	277.570	(246.867)
Denaro e valori in cassa	17	20	(3)
Totale	30.720	277.590	(246.870)

Le disponibilità liquide non sono gravate da vincoli di alcun genere che ne limitino la piena disponibilità.

Il decremento della voce "disponibilità liquide" rispetto al precedente esercizio è relativo alla riduzione temporanea della liquidità corrente per lo sfasamento temporale che si è generato a fine anno tra le operazioni di incasso e pagamento.

RATEI E RISCONTI ATTIVI - Euro 419 mila

Si sono verificati fenomeni economici che hanno reso necessario la rilevazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi. La voce presenta una variazione di Euro 218 mila rispetto al precedente esercizio.

Nella tabella seguente sono esposti i risconti attivi:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Risconti attivi per premi di assicurazione	22	22	-
Altri risconti attivi	397	179	218
Totale	419	201	218

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				
Depositi in contanti presso terzi	3	-	4	7
Prestiti concessi ai dipendenti	103	350	410	863
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	106	350	414	870
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	1.005.610	8.523	-	1.014.133
Crediti verso controllate	1.414	-	-	1.414
Crediti verso altri	655.058	-	-	655.058
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	450.721	-	-	450.721
Totale crediti del circolante	2.112.803	8.523	-	2.121.326
Ratei e risconti attivi	419	-	-	419
Totale	2.113.328	8.873	414	2.122.615

STATO PATRIMONIALE**PASSIVO****PATRIMONIO NETTO - Euro 80.263 mila**

I movimenti intervenuti nell'esercizio 2003 sono di seguito evidenziati:

<i>Euro mila</i>	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2002	26.000	1.518	28.834	291	11.197	67.840
Destinazione dell'utile 2002:						
- a riserva legale	-	560	-	-	(560)	-
- a riserva disponibile	-	-	10.637	-	(10.637)	-
Risultato netto dell'esercizio 2003						
- Utile di esercizio	-	-	-	-	12.423	12.423
Saldo al 31.12.2003	26.000	2.078	39.471	291	12.423	80.263

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 2.078 mila

Al 31 dicembre 2003 risulta pari a Euro 2.078 mila, l'aumento pari a Euro 560 mila rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2002, è attribuibile alla destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio precedente, come previsto dall'art. 2430 Codice Civile. Al 31 dicembre 2003 la riserva legale risulta pari al 7,9% del capitale sociale.

ALTRE RISERVE - Euro 39.762 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" deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti, dedotto il 5% destinato a riserva legale.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione di utili a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 Codice Civile, in quanto le riserve disponibili sono sufficienti a coprire il valore netto dei costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità.

UTILE D'ESERCIZIO - Euro 12.423 mila

Risulta pari a Euro 12.423 mila ed accoglie il risultato dell'esercizio 2003.

FONDI PER RISCHI E ONERI - Euro 41.537 mila

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2002	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	al 31.12.2003
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	1.068	362	(93)	1.337
Altri:				
- Fondo contenzioso e rischi diversi	14.875	8.479	(2.308)	21.046
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.326	1.500	(203)	2.623
- Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero	10.527	-	(5.398)	5.129
- Fondo per interessi di mora dovuti a CCSE per ritardato pagamento maggiorazioni	1.700	-	(1.700)	-
- Fondo per margine di riconciliazione energia Del.13/99 anno 2000	9.051	-	-	9.051
- Fondo per oneri derivanti da accordo ETSO-CBT - Del.309/01 e Del.152/02 - anno 2002	2.455	-	(2.455)	-
- Fondo dismissioni impianti industriali	2.351	-	-	2.351
- Fondo per copertura perdite di società partecipate	4.007	-	(4.007)	-
Totale altri fondi	46.292	9.979	(16.071)	40.200
Totale fondi per rischi e oneri	47.360	10.341	(16.164)	41.537

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili - Euro 1.337 mila

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ha 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 362 mila. Gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio (Euro 93 mila).

Altri Fondi - Euro 40.200 mila

Fondo contenzioso e rischi diversi - Euro 21.046 mila

Con riferimento al contenzioso si evidenzia che il numero dei giudizi in cui è coinvolta direttamente la società si è in parte ridotto rispetto allo scorso anno.

Si precisa che nel caso delle cause riguardanti la soggezione dei proprietari di impianti alimentati da fonti rinnovabili (c.d. impianti CIP 6) a corrispondere il corrispettivo di trasporto di cui all'articolo 16 della Delibera 228/01, eventuali pronunce sfavorevoli riguarderebbero soprattutto l'annullamento di provvedimenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che sono (o sono stati) alla base delle procedure poste in essere dal GRTN.

Tali eventuali pronunce si tradurrebbero in una diversa redistribuzione dei ricavi di sistema, sottraendo risorse alla remunerazione dei proprietari di porzioni di rete di trasmissione nazionale, che non inciderebbero comunque direttamente sui ricavi caratteristici del GRTN o sulla sua struttura economico-patrimoniale. Successivamente alla chiusura dell'esercizio è intervenuta la pronuncia

del TAR che ha accolto la domanda dei ricorrenti. Il GRTN ha proposto appello al Consiglio di Stato. Il fondo al 31 dicembre 2003 comprende pertanto 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.

L'accantonamento (Euro 8.479 mila) si riferisce all'adeguamento del fondo per tener conto dell'evoluzione intervenuta dei potenziali oneri, mentre l'utilizzo (Euro 2.308 mila) è relativo alla definizione di alcuni contenziosi.

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 2003 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

- *Remunerazione ai proprietari di rete di trasmissione nazionale*

In relazione ai giudizi che in questa materia risultavano pendenti nell'anno 2002 si evidenzia che nel corso dell'anno 2003 il GRTN ha condotto le trattative per una soluzione transattiva delle cause pendenti. Al riguardo in data 19 settembre 2003 è stato sottoscritto un accordo transattivo tra il GRTN e alcuni proprietari di rete, che singolarmente avevano proposto azioni sia in sede civile che amministrativa in ordine a problematiche inerenti alla remunerazione della porzione di rete di cui le stesse società sono proprietarie nonché alla definizione dell'ambito della rete.

- *Aziende di distribuzione di energia elettrica (embedded)*

Alla data di chiusura di bilancio erano 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 (c.d. embedded generation) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa. Dinanzi al TAR i ricorsi erano stati dichiarati irricevibili per motivi procedurali e, conseguentemente, le imprese hanno fatto ricorso al Consiglio di Stato. In data 9 Aprile 2004, il Consiglio di Stato ha accolto i ricorsi presentati e ha annullato il provvedimento della AEEG del 25 giugno 2001. Il GRTN ha provveduto a dare informativa all'AEEG per conoscere i provvedimenti che la stessa intende prendere.

- *Disservizi*

Non risultano avviate nuove azioni giudiziarie; sono attualmente pendenti due giudizi, già segnalati per lo scorso esercizio, 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 al rapporto di lavoro, attinen-

te essenzialmente a problematiche d'inquadramento o all'applicazione di istituti previsti dalla previgente normativa dell'Enel SpA. Sono altresì pervenute alcune richieste di lavoratori di tentativi obbligatori di conciliazione dinanzi all'Ufficio Provinciale del Lavoro che potrebbero evolvere in futuri giudizi.

• *Import*

In relazione alle attività di assegnazione della capacità di importazione si segnala che risultano pendenti dinanzi al Consiglio di Stato, due giudizi originatisi in conseguenza della procedura import 2002 rispettivamente per l'assegnazione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest. Come segnalato nello scorso esercizio il TAR Lombardia ha parzialmente accolto i ricorsi promossi ed il GRTN ha pertanto presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato. Successivamente alla chiusura dell'esercizio, il Consiglio di Stato si è pronunciato non accogliendo gli appelli presentati dal GRTN.

Inoltre risultano pendenti alcuni giudizi di impugnativa della Delibera dell'Autorità n. 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001.

• *CIP 6*

In primo luogo 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 secondo luogo risultano pendenti dinanzi al Consiglio di Stato tre giudizi promossi dal Gestore avverso la sentenza sfavorevole del TAR Lombardia che aveva accolto in primo grado le richieste delle imprese ricorrenti in materia di prezzi di assegnazione della capacità CIP 6 per il 2002. I ricorsi dinanzi al TAR erano quattro, tutti impugnati dal Gestore. Al momento il Consiglio di Stato si è pronunciato su uno dei giudizi accogliendo l'impugnativa del Gestore; deve ritenersi che, avendo anche gli altri tre giudizi contenuto identico, il Consiglio di Stato dovrebbe parimenti emettere pronuncia favorevole al GRTN.

Si segnala, infine, che è ancora pendente un giudizio con il quale era stata impugnata la 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. La causa è ancora formalmente pendente ma il giudizio non è stato più coltivato.

Fondo oneri per incentivi all'esodo - Euro 2.623 mila

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

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno usufruito di tali incentivazioni ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2003.

Fondo per margine gestione su garanzia interconnessione con l'estero - Euro 5.129 mila

Il Fondo accoglie gli importi previsti dalla Delibera 162/99 e dalle delibere 101/01 e 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.

La riduzione evidenziata (Euro 5.398 mila) è legata al rilascio al conto economico di parte del fondo resosi necessario per esigenze di acquisti di energia sul mercato nazionale. Non si è proceduto ad alcun accantonamento in mancanza dei margini positivi generati tra i corrispettivi fatturati di cui sopra e gli acquisti di energia.

Fondo per interessi di mora dovuti a Cassa Conguaglio Settore Elettrico per ritardato pagamento maggiorazioni

Il Fondo accoglieva all'inizio dell'anno gli oneri relativi alla richiesta da parte della Cassa Conguaglio Settore Elettrico per i ritardi nei versamenti della maggiorazione dei corrispettivi di vettoriamento di cui alla Delibera dell'Autorità dell'energia elettrica ed il gas n. 232/00.

La riduzione è determinata dall'avvenuto utilizzo del Fondo.

Fondo per margine di riconciliazione energia Del. 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 13/99 e l'importo che effettivamente a consuntivo è stato al momento riconosciuto agli stessi. Non si è movimentato nel corso dell'anno.

Fondo per oneri derivanti da accordo ETSO - CBT- Del. 309/01 e Del. 152/02

Il Fondo accoglieva per Euro 2.455 mila il margine positivo, come indicato nel bilancio 2002 cui si rimanda, scaturito dall'applicazione dell'accordo stipulato tra i vari TSO (Transmission System Operators) europei appartenenti all'ETSO (Association of European Transmission System Operators).

Nel corso del 2003 a seguito dei conguagli intervenuti in sede ETSO, il GRTN non è risultato debitore di alcuna somma per l'anno 2002, difatti la liquidazione finale delle partite legate al predetto anno ha generato il riconoscimento di un conguaglio positivo per il GRTN come evidenziato nella nota integrativa nell'ambito delle sopravvenienze attive; si è pertanto provveduto al rilascio al conto economico dell'intero fondo.

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

Il Fondo è stato totalmente utilizzato in corso d'anno per la copertura della residua perdita dell'esercizio 2002 delle società controllate (Euro 4.007 mila). Per l'esercizio 2003, non si è proceduto all'accantonamento, ma si è provveduto alla rilevazione diretta del debito verso le controllate, per un valore pari al residuo delle perdite determinatesi per l'esercizio 2003, ma ancora da coprire (Euro 3.902 mila).

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO - Euro 18.959 mila

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2003 è così rappresentata:

Euro mila

Saldo al 31.12.2002	17.501
Accantonamenti	2.886
Utilizzi per erogazioni	(1.176)
Altri movimenti	(252)
Saldo al 31.12.2003	18.959

Il Fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2003 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 2.120.637 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 159.408 mila

I debiti verso banche si riferiscono:

- Euro 12.911 mila al finanziamento a tasso variabile rimborsabile in unica soluzione il 24 luglio 2009, erogato dalla banca CREDIOP SpA.
- Euro 25.800 mila al finanziamento a breve termine concesso dalla Banca Popolare di Bergamo.
- Euro 120.697 mila sono relativi a scoperti di c/c bancario utilizzati su alcune banche negli ultimi giorni dell'anno.

Debiti verso fornitori - Euro 1.328.178 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia e 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.

Debiti verso imprese controllate - Euro 3.927 mila

La voce comprende principalmente il debito verso le società controllate per la copertura delle perdite residue del 2003 (pagate nel corso del 2004) che ammontano rispettivamente verso il Gestore del mercato elettrico SpA a Euro 2.917 mila e verso l'Acquirente unico SpA a Euro 986 mila.

Debiti tributari - Euro 1.497 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 la voce "altre imposte e tasse". Il confronto con l'esercizio 2002 è così sintetizzato:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	1.414	1.274	140
Imposte sul reddito	-	8.782	(8.782)
Altre imposte e tasse	83	-	83
Totale	1.497	10.056	(8.559)

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale - Euro 2.231 mila

La composizione della voce è la seguente:

Euro mila

	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Debiti verso Fondo Previdenza Elettrici	-	1.119	(1.119)
Debiti verso FOPEN	148	139	9
Debiti verso INPDAl	304	221	83
Debiti verso INPS	1.325	106	1.219
Debiti diversi	454	405	49
Totale	2.231	1.990	241

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 2.969 mila

Risultano così composti:

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Debiti verso il personale	1.719	2.078	(359)
Debiti verso terzi per contributo U.E. su studi di fattibilità	533	760	(227)
Debiti verso clienti per rimborsi da effettuare e altre partite	521	5	516
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	93	118	(25)
Partite diverse	103	224	(121)
Totale	2.969	3.185	(216)

La variazione della voce *Altri debiti* rispetto al precedente esercizio, pari a Euro 216 mila, deriva dalla diminuzione del debito per contributo U.E. su studi di fattibilità per l'interconnessione Italia-Austria attraverso il Brennero perché si è proceduto a riversare una parte del contributo (Euro 227 mila) nel corso del 2003 ai beneficiari terzi associati (Tirag e Università di Padova). Per Euro 359 mila dalla diminuzione dei debiti verso il personale dovuta principalmente al minor numero di cessazioni avvenute con decorrenza 31 dicembre 2003.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico - Euro 622.427 mila

Nella tabella seguente viene esposta la composizione del debito della società nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico:

<i>Euro mila</i>	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A3, A4, A5 ecc.)	88.775	235.006	(146.231)
Debiti per anticipazioni IVA da Cassa Conguaglio Settore Elettrico	533.652	392.520	141.132
Totale	622.427	627.526	(5.099)

I debiti per maggiorazioni pari ad Euro 88.775 mila 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 ed il gas.

L'importo di Euro 533.652 mila si riferisce al debito 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 ed il gas 20/2001 e 228/2001.

RATEI E RISCONTI PASSIVI - Euro 1.187 mila

Sono composti come segue:

<i>Euro mila</i>			
	al 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Ratei su interessi passivi su mutuo	131	205	(74)
Altri ratei passivi	38	44	(6)
Altri risconti passivi	1.018	1.117	(99)
Totale	1.187	1.366	(179)

La variazione di Euro 179 mila rispetto al precedente esercizio è dovuta essenzialmente a quanto di seguito esposto.

I *ratei passivi* si decrementano per Euro 74 mila per la riduzione della quota di interessi sul mutuo contratto con CREDIOP di competenza dell'esercizio.

La voce *altri risconti passivi* si decrementa per un importo pari ad Euro 99 mila per effetto di un progetto terminato nel corso del 2003. A fronte di questo progetto era stato erogato un contributo da parte dell'Unione Europea nel 2002.

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

<i>Euro mila</i>				
	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche a medio-lungo termine	-	-	12.911	12.911
Verso banche a breve termine	146.497	-	-	146.497
Totale debiti finanziari	146.497	-	12.911	159.408
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	1.328.178	-	-	1.328.178
Debiti verso imprese controllate	3.927	-	-	3.927
Debiti tributari	1.497	-	-	1.497
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2.231	-	-	2.231
Altri debiti	2.969	-	-	2.969
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	622.427	-	-	622.427
Totale altri debiti	1.961.229	-	-	1.961.229
Ratei e risconti passivi	1.187	-	-	1.187
Totale	2.108.913	-	12.911	2.121.824

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE - Euro 43.362.602 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 31.12.2003	al 31.12.2002	Variazioni
Garanzie ricevute:			
- Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi	458.762	242.654	216.108
Altri conti d'ordine:			
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	20.676	18.167	2.509
- Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica	42.883.164	56.553.087	(13.669.923)
Totale	43.362.602	56.813.908	(13.451.306)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE**Controversie*****Campi elettromagnetici***

Il GRTN continua a essere coinvolto in giudizi relativi a tale materia. In relazione al contenzioso in materia di campi elettromagnetici, il valore del singolo giudizio non è determinabile, anche ove vengono indicate delle somme dalle controparti nell'atto giudiziario, in quanto l'accoglimento del ricorso potrebbe comportare gravose conseguenze, prescindendo dal costo dei singoli spostamenti o diminuzioni di flusso richiesti, derivanti dalla richiesta di risarcimento di danni, allo stato, non quantificabili.

Oltre ai ricorsi in cui il GRTN è già parte del processo, potrebbero sussistere 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.

Nel corso del 2003 è stato approvato il D.P.C.M. 8 luglio 2003 che, in relazione all'esposizione ai campi elettromagnetici, fissa i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità in attuazione della previsione della legge quadro, mentre non è ancora stato adottato il D.P.C.M. sui criteri di risanamento. È altresì intervenuta nel mese di ottobre una sentenza della Corte Costituzionale (sentenza n. 307 del 7 ottobre 2003) che ha riaffermato il ruolo dello Stato nella fissazione dei livelli di esposizione, dichiarando incostituzionali le leggi regionali che avevano provveduto a fissare limiti diversi, soprattutto più stringenti, di quelli fissati dallo Stato. Nonostante il quadro normativo di riferimento sia più completo che in precedenza, a causa della persistente ostilità degli enti locali e più in generale della popolazione nei confronti delle linee elettriche esistenti o in costruzione, non è possibile prevedere l'andamento futuro del contenzioso in questa materia.

Impianti alimentati da fonti rinnovabili

Sono pendenti 3 giudizi di cui il primo per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e gli altri due inerenti alla qualificazione dell'energia ceduta al GRTN ai sensi del Prov. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze). Per tali ultimi due giudizi il GRTN non sopporta alcun rischio considerato il meccanismo di "neutralizzazione" dei costi e ricavi CIP 6 previsto dalla normativa vigente, mentre il rischio collegabile al giudizio relativo alla qualificazione di impianti da fonte rinnovabile non è al momento quantificabile per la difficoltà di valorizzare l'eventuale danno subito dalla controparte.

Risarcimenti per il "black out"

In relazione agli eventi del 28 settembre 2003, sono pervenute al Gestore della rete di trasmissione nazionale circa 2.800 richieste di risarcimento danni suddivise tra richieste forfetarie di Euro 25,82 su moduli prestampati messi a disposizione dalle associazioni di consumatori e richieste analitiche provenienti sia da privati cittadini che dalle aziende, per le quali non è facile prevedere quante evolveranno in futuri giudizi.

Si ricorda che, in base alle vigenti delibere dell'Autorità, gli indennizzi automatici sarebbero dovuti solo dai distributori e che, in ogni caso, la stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas

ha chiarito che l'indennizzo automatico non è dovuto:

- in caso di interruzioni aventi origine sulla rete di trasmissione nazionale;
- alle interruzioni attribuibili a forza maggiore;
- a responsabilità di terzi.

Per quel che riguarda le richieste di risarcimento danni azionate per via giudiziaria, alla data del 18 maggio risultano essere circa 1.234.

Al momento non sono vi sono pronunce nel merito negative per il Gestore. In una causa il GRTN è stato estromesso dal giudizio.

L'eventuale adozione di pronunce sfavorevoli al GRTN potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili.

Al riguardo si segnala che:

1. alcune delle cause già in corso potrebbero essere vere e proprie "cause - pilota" aventi per scopo la creazione di un precedente giurisprudenziale al quale far seguire, in caso di condanna del GRTN, innumerevoli nuove cause di risarcimento del danno;
2. alle società di distribuzione, in primo luogo Enel Distribuzione SpA, sono stati notificati vari giudizi per il risarcimento danni. A tal proposito non si può escludere una possibile chiamata in giudizio del Gestore della rete da parte del distributore.

Si segnala, infine, che in uno dei giudizi notificati al Gestore, il Giudice di Pace di Napoli adito ha dichiarato il proprio difetto di giurisdizione con la conseguenza che la causa dovrà essere riassunta dinanzi al TAR.

Costi e ricavi inerenti alla movimentazione dell'energia

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e di costo inerenti alla 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.

CONTO ECONOMICO**VALORE DELLA PRODUZIONE – Euro 6.513.260 mila****Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 6.397.741 mila**

La composizione del saldo al 31 dicembre 2003 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori dello scorso esercizio sono qui di seguito illustrati:

<i>Euro mila</i>	2003	2002	Variazioni
Compravendita energia:			
- vendita energia elettrica D.Min. 21/11/2000 (Delibera 223/00)	2.975.282	2.712.507	262.775
- vendita energia "spot"	12.217	50.984	(38.767)
- vendita energia "counter trading"	12.716	-	12.716
Movimentazione energia:			
- corrispettivo di trasporto (Delibera 228/01)	966.661	900.554	66.107
Altre energia:			
- corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio - (Del. 36/02 e succ.)	454.695	371.402	83.293
- corrispettivo garanzia interconnessione (Delibera 180 e succ.)	15.702	14.965	737
- quota proprietari di rete esteri ETSO-CBT	4.354	4.460	(106)
- ricavi da vendita certificati verdi nazionali D.M. 79/99	199.697	-	199.697
- altri ricavi	56	62	(6)
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.756.361	2.081.870	(325.509)
Totale	6.397.741	6.136.804	260.937

La variazione netta positiva di tale voce rispetto all'esercizio precedente è dovuta principalmente alla variazione dei ricavi di competenza relativi alla vendita di energia c.d. "CIP 6", sia al mercato libero che a quello vincolato, che si incrementano per Euro 262.775 mila essenzialmente per un aumento del prezzo medio unitario. Tali ricavi devono essere considerati unitamente al contributo dovuto dalla CCSE, ai sensi delle deliberazioni 20/01 e 228/01, 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 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 2003. Il contributo ha coperto anche gli acquisti, effettuati nell'anno, ma relativi all'esercizio precedente, rilevati nell'ambito delle sopravvenienze passive.

Alle attività di compravendita energia "CIP 6" si aggiungono le vendite di energia elettrica resa disponibile sulla rete di interconnessione (c.d. acquisizioni SPOT), pari a Euro 12.217 mila (diminuzione di Euro 38.767 mila rispetto al 2003) e quelle effettuate nell'ambito dell'attività di "counter trading" posto in essere nell'ultima parte del 2003 per esigenze di dispacciamento al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Con riferimento alla *attività di gestione della movimentazione energia*, la voce, è rappresentata dal CTR (Corrispettivo di trasporto - Delibera 228/01) ed è dimensionata sia per la copertura dei costi operativi del GRTN che dei canoni derivanti dall'utilizzo della RTN, ha comportato un gettito, proveniente dalle società distributrici che prelevano energia dalla RTN e dai produttori, pari a Euro 966.661 mila.

Considerando, invece, gli altri ricavi per energia, è opportuno effettuare una differenziazione tra le partite per le quali le voci di costo e ricavo hanno differenziale nullo, le c.d. partite passanti, e le partite che generano margine per il GRTN, connesse più direttamente con i servizi di trasporto e dispacciamento sulla RTN. Tra le partite passanti, la voce legata al bilanciamento e scambio, in applicazione delle deliberazioni 317/01, 36/02 e 27/03 con le quali l'AEEG ha inteso regolamentare il periodo transitorio prima dell'avvio della borsa dell'energia elettrica, ha comportato la sottoscrizione di circa 470 contratti, con conseguente fatturazione. L'ammontare di competenza di tali ricavi, pari a Euro 454.695 mila, sono destinati alla copertura degli oneri per acquisti di energia per esigenze di dispacciamento oltre che per gli oneri legati al servizio di riserva. La vendita dei c.d. Certificati Verdi ha generato ricavi per un ammontare pari a Euro 199.697 mila.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni – Euro 370 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 immateriali in corso e acconti" per Euro 125 mila e nella posta "Immobilizzazioni materiali in corso e acconti" per Euro 245 mila.

Altri ricavi e proventi – Euro 115.149 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

<i>Euro mila</i>	2003	2002	Variazioni
Sopravvenienze attive per:			
- Rettifiche prezzi su fatturazione CIP 6 anni precedenti	67.295	4.038	63.257
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio Del.36/02	13.630	-	13.630
- Rilascio margine interconnessione su garanzia con l'estero	5.398	-	5.398
- Rilascio fondo oneri derivanti da accordo ETSO-CBT anno 2002	2.455	-	2.455
- Vettoramento energia Del.13/99	2.316	51.044	(48.728)
- Conguaglio accordo ETSO-CBT	2.088	-	2.088
- Altre	930	17.371	(16.441)
Insussistenza attiva per minor debito per fornitura energia a garanzia interconnessione con l'estero	16.000	-	16.000
Ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del Gruppo	4.864	5.455	(591)
Altri ricavi	173	212	(39)
Totale	115.149	78.120	37.029

La composizione delle sopravvenienze attive si riferisce principalmente a rettifiche dei prezzi su forniture di energia CIP 6 relative ad anni precedenti (Euro 67.295 mila). Tali sopravvenienze hanno contribuito, unitamente all'apporto della CSSE, alla copertura sia delle sopravvenienze passive per acquisti di energia c.d.CIP 6 relativi ad anni precedenti – rilevate negli oneri diversi di gestione – sia degli acquisti di energia CIP 6 dell'anno.

La voce *Insussistenza attiva* – Euro 16.000 mila – riguarda un minor debito per fornitura energia a garanzia interconnessione con l'estero Del. 180/99. La voce relativa al margine su garanzia interconnessione con l'estero – Euro 5.398 mila – si riferisce al rilascio dello specifico fondo esistente nel passivo come già commentato.

Relativamente alle partite ETSO-CBT si evidenzia che entrambe sono conseguenza della definizione in sede ETSO delle partite economiche di conguaglio per l'anno 2002. Ciò ha comportato la restituzione al GRTN dell'ammontare di Euro 2.088 mila per conguaglio e come conseguenza ha permesso di liberare Euro 2.455 mila che costituivano il fondo al 31 dicembre 2002 come commentato nel passivo.

La voce *Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio Del. 36/02* pari a Euro 13.630 mila, si riferisce ad un ricavo passante in quanto controbilanciato tra i costi nell'ambito della voce sopravvenienze passive per contratti di bilanciamento e scambio Del. 36/02.

I *Ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e società del Gruppo*, complessivamente pari a Euro 4.864 mila. Comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GRTN distaccati sia presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (Euro 1.348 mila), nonché i ricavi (Euro 3.488 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 6.487.722 mila

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci - Euro 5.398.559 mila

Le variazioni della voce rispetto all'anno 2003 sono esposte nel seguente prospetto:

Euro mila

	2003	2002	Variazioni
Acquisti energia c.d. "CIP 6"	4.967.009	4.702.663	264.346
Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento	399.532	371.402	28.130
Acquisti energia per garanzia interconnessione	25.170	8.000	17.170
Acquisti energia c.d. "spot"	6.361	25.735	(19.374)
Altri acquisti	487	463	24
Totale	5.398.559	5.108.263	290.296

Acquisti energia c.d. "CIP 6" - Euro 4.967.009 mila

Tale importo si incrementa per Euro 264.346 mila rispetto all'esercizio precedente e riguarda l'ammontare per acquisti di energia da fonti rinnovabili e assimilate di competenza dell'anno 2003.

Acquisti energia per l'erogazione del servizio di dispacciamento - Euro 399.532 mila

Si riferisce a costi sostenuti per l'acquisto di energia effettuato per esigenze di stabilizzazione e sicurezza del sistema elettrico nazionale parte di tali acquisti sono stati regolamentati dal c.d. "STOVE". Tale fenomeno, nell'esercizio 2002, era stato rilevato nei costi per servizi, pertanto al fine di rendere significativo il confronto tra i valori di bilancio con quelli del bilancio relativo all'esercizio 2003 - come previsto dall'art. 2423 ter Codice Civile - si è provveduto ad effettuare la diversa classificazione della voce bilanciamento e scambio dell'esercizio precedente.

Acquisti energia per garanzia interconnessione - Euro 25.170 mila

Si riferisce agli acquisti effettuati sul territorio italiano per la garanzia del servizio di interconnessione con l'estero.

Acquisti energia c.d. "spot" - Euro 6.361 mila

Tale voce si decrementa rispetto al 2002 per Euro 19.374 mila, in conseguenza della minore disponibilità della capacità di interconnessione con l'estero che è stato possibile utilizzare.

Altri acquisti - Euro 487 mila

Sono principalmente da attribuire agli acquisti di materiali vari necessari per lo svolgimento dell'attività operativa (in particolare forniture di cancelleria, stampati ecc) e agli acquisti energia in conto permuta per Euro 40 mila. La voce rimane in linea rispetto all'esercizio 2002.

Per servizi - Euro 104.443 mila

La voce è di seguito dettagliata:

Euro mila

	2003	2002	Variazioni
Oneri per servizio di riserva	55.162	-	55.162
Interconnessione con l'estero	30.503	3.272	27.231
Vigilanza	3.559	3.239	320
Servizi per il personale	2.752	2.602	150
Prestazioni per attività informatiche	2.093	1.446	647
Prestazioni e consulenze professionali	1.868	1.483	385
Prestazioni di lavoro interinale	1.352	1.011	341
Trasmissione dati	1.186	1.089	97
Telefoniche	1.097	1.090	7
Manutenzioni e riparazioni	1.060	1.438	(378)
Emolumenti amministratori e sindaci	738	834	(96)
Pulizia	578	568	10
Immagine e comunicazione	552	537	15
Acquisto energia elettrica, acqua e riscaldamento	332	1.830	(1.498)
Altri servizi	1.611	1.471	140
Totale	104.443	21.910	82.533

I costi per servizi figurano in bilancio per Euro 104.443 mila, con un aumento rispetto al precedente esercizio pari ad Euro 82.533 mila.

Tale incremento deriva principalmente dalla variazione delle seguenti voci:

- *oneri per servizio di riserva* (Euro 55.162 mila), relativi ai costi finalizzati a remunerare i produttori che garantiscono il servizio di riserva necessario alla stabilizzazione dei parametri della rete. Nell'anno 2002, tale fenomeno è stato rilevato globalmente nella voce bilanciamento e scambio, rilevato totalmente nella voce acquisti di energia, per l'erogazione del servizio di dispacciamento.

Si precisa che tale costo è passante in quanto controbilanciato tra i ricavi nell'ambito della voce "bilanciamento e scambio";

- *costi per interconnessione con l'estero* (Euro 30.503 mila), che si incrementano principalmente per i costi sostenuti per il servizio di esportazione con l'estero (Euro 27.231 mila) prestato da alcuni produttori per garantire i regolari flussi sull'interconnessione con l'estero.

Il decremento di Euro 1.498 mila della voce "acquisto energia elettrica, acqua e riscaldamento" rispetto al precedente esercizio, viene commentato di seguito nei proventi straordinari.

Gli emolumenti e la quota di contributo a carico dell'azienda per i compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione è pari a Euro 668 mila e per i componenti del Collegio Sindacale Euro 70 mila.

Per godimento beni di terzi - Euro 853.231 mila

La voce è esposta dettagliatamente nella tabella seguente:

<i>Euro mila</i>	2003	2002	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari di rete	850.588	793.893	56.695
Affitti e locazione di beni immobili	1.440	1.374	66
Veicoli a noleggio	621	502	119
Noleggio software applicativo (licenza d'uso a tempo determinato)	434	21	413
Altri noleggi	148	172	(24)
Totale	853.231	795.962	57.269

La variazione rispetto al precedente esercizio è di Euro 57.269 mila. Tale variazione deriva principalmente dall'incremento della quota da corrispondere ai proprietari rete RTN (produttori), regolamentata dalla Delibera 228/01.

Per il personale - Euro 48.675 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2003 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente:

	Consistenza media 2003	Consistenza al al 31.12.2003	Consistenza al al 31.12.2002
Dirigenti	46	50	43
Quadri	209	211	204
Impiegati	460	483	453
Operai	2	1	2
Totale	717	745	702

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 27.694 mila

Le quote di ammortamento, calcolate come indicato nel commento delle immobilizzazioni, riguardano per Euro 7.197 mila quelle immateriali e per Euro 9.409 mila quelle materiali.

Per le altre svalutazione delle immobilizzazioni pari a Euro 102 mila si rimanda a quanto detto nel commento delle immobilizzazioni materiali.

Le svalutazioni si riferiscono all'accantonamento al fondo svalutazione crediti per Euro 10.985 mila (di cui Euro 444 mila per accantonamento interessi di mora).

Accantonamenti per rischi - Euro 8.480 mila

Si riferiscono ai fondi già commentati nell'ambito del passivo.

<i>Euro mila</i>	2003	2002	Variazioni
Fondo contenzioso e rischi diversi	8.480	8.860	(380)
Fondo margine riconciliazione energia Del.13/99 - anno 2000	-	9.051	(9.051)
Fondo acquisto energia a garanzia interconnessione	-	8.811	(8.811)
Fondo margine oneri derivanti da accordo ETSO CBT Del.309/01 e 152/02 - anno 2002	-	2.455	(2.455)
Totale	8.480	29.177	(20.697)

Oneri diversi di gestione - Euro 46.640 mila

Gli oneri diversi di gestione vengono esposti nella tabella seguente:

<i>Euro mila</i>	2003	2002	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
- Acquisto energia da fonti rinnovabili (CIP 6)	24.936	93.465	(68.529)
- Corrispettivo per contratti di bilanciamento e scambio Del.36/02	13.630	-	13.630
- Vendita energia elettrica D.M. 21/11/00 anni precedenti	2.674	-	2.674
- Vettoriamiento energia Del.13/99	2.317	54.495	(52.178)
- Corrispettivo di trasporto - Del.228/01	322	-	322
- Contributi da CCSE - detrazione 0,5% su maggiorazione Del.128/00 ed energia (CIP 6) anni precedenti	144	17	127
- Corrispettivo di trasporto - Del.205/99 - 63/00	-	3.280	(3.280)
- Altre sopravvenienze ordinarie	1.465	432	1.033
Imposte e tasse comunali	340	436	(96)
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti, enti ecc.	251	224	27
Spese di rappresentanza	167	124	43
Giornali, libri, riviste ecc.	143	130	13
Altri oneri	251	207	44
Totale	46.640	152.810	(106.170)

La voce presenta un decremento pari ad Euro 106.170 mila, riconducibile principalmente alla minore incidenza delle variazioni, nel 2003, delle seguenti voci:

- sopravvenienze passive relative all'acquisto energia da fonti rinnovabili CIP 6 (Euro 68.529 mila) che evidenziano costi rilevati nel corso dell'anno, ma riferiti ad acquisti di energia c.d. "CIP 6" di anni precedenti;
- sopravvenienze passive per "Vettoriamiento Del.13/99" (Euro 52.178 mila), riconducibili alle quote di costo generate dalla definizione di partite relative ad anni precedenti. La voce deve essere analizzata congiuntamente alla analoga voce rilevata tra le sopravvenienze attive nella voce "altri ricavi e proventi", in quanto attinenti allo stesso fenomeno.

Gli "Altri oneri diversi di gestione" riguardano principalmente spese di rappresentanza, costi per acquisti di libri e giornali, ecc.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI - Euro 9.311 mila

Altri proventi finanziari – Euro 9.983 mila

Il dettaglio è il seguente:

Euro mila

	2003	2002	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	8.105	8.534	(429)
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	1.851	72	1.779
Interessi su rapporti di c/c intersocietario con imprese controllate	2	-	2
Interessi su prestiti a dipendenti	25	30	(5)
Totale	9.983	8.636	1.347

Nel complesso si rileva un aumento rispetto al precedente esercizio per Euro 1.347 mila ciò è dovuto principalmente all'incremento degli interessi di mora sui crediti per vendita energia elettrica.

Interessi e altri oneri finanziari - Euro 672 mila

La voce è così composta:

Euro mila

	2003	2002	Variazioni
Interessi passivi su mutui	347	470	(123)
Interessi di mora su debiti per acquisti energia elettrica	322	103	219
Interessi su finanziamenti a breve termine	2	-	2
Altri interessi passivi	1	-	1
Totale	672	573	99

La voce si incrementa di Euro 99 mila per effetto dei maggiori interessi di mora da riconoscere ai fornitori per ritardato pagamento

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 11.672 mila

Derivano esclusivamente dalla svalutazione della partecipazione dell'Acquirente unico SpA per Euro 4.260 mila e della partecipazione del Gestore del mercato elettrico SpA per Euro 7.412 mila. Nell'esercizio 2002 la voce era pari a Euro 4.705 mila.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI - Euro 5.346 mila

Il saldo è composto da proventi straordinari per Euro 16.947 mila e da oneri straordinari per Euro 11.601 mila. Si segnala che è stato rilevato per pari ammontare (Euro 9.907 mila) sia l'onere di maggiori costi relativi a esercizi precedenti verso i proprietari di rete, sia il provento corrispondente al recupero dei costi di competenza, che GRTN – sulla base delle indicazioni della AEEG – fatturerà in un periodo successivo all'esercizio chiuso.

I *proventi straordinari* si riferiscono inoltre a insussistenze di debiti commerciali per i consumi di energia elettrica a seguito del riconoscimento delle forniture al GRTN dell'elettricità per consumi quali "usi propri" (Euro 4.862 mila).

La voce "proventi per imposte accertate in più negli anni precedenti" pari ad Euro 2.170 mila deriva da proventi per minori imposte risultanti dalla dichiarazione dei redditi rispetto a quanto accertato nell'esercizio precedente.

Gli *oneri straordinari* riguardano anche gli accantonamenti per oneri relativi all'esodo incentivato del personale (Euro 1.500 mila). La voce "proventi e oneri straordinari" nel 2002 era pari a Euro 2.099 mila.

Imposte sul reddito dell'esercizio - Euro 16.100 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

Euro mila

	2003	2002	Variazioni
Imposte correnti:			
Irpeg	12.500	29.700	(17.200)
Irap	3.600	5.900	(2.300)
Totale	16.100	35.600	(19.500)

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, principalmente relative ad accantonamenti tassati, in quanto non è prevedibile un piano temporale di utilizzo dei fondi tassati e non esiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero.

Per quanto riguarda i "Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione" si rimanda alla Relazione sulla gestione.

PAGINA BIANCA

Allegati

Acquirente unico SpA
Gestore del mercato
elettrico SpA

PAGINA BIANCA

Acquirente unico SpA

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

		31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
		Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI					
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriali					
- Costi di impianto e di ampliamento		16.207		16.207	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		910		-	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		2.627		2.627	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		757.794		486.287	
			777.538		505.121
II. Materiali					
- Impianti e macchinari		217		362	
- Altri beni		5.070		6.472	
- Immobilizzazioni in corso e acconti		650.336		521.614	
			655.623		528.448
III. Finanziarie	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
- Crediti:					
d) verso altri	1.160	19.809		-	
			19.809		-
Totale immobilizzazioni			1.452.970		1.033.569
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Rimanenze					
II. Crediti					
- Verso clienti				3.778	
- Verso impresa controllante		13.095		168.461	
- Verso altri		157.130		35.956	
			170.225		208.195
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
IV. Disponibilità liquide					
- Depositi bancari e postali		6.126.445		6.385.934	
- Danaro e valori in cassa		1.458		2.446	
			6.127.903		6.388.380
Totale attivo circolante			6.298.128		6.596.575
D) RATEI E RISCONTI					
- Ratei attivi		2.346		3.907	
- Risconti attivi		1.259			
Totale ratei e risconti			3.605		3.907
TOTALE ATTIVO			7.754.703		7.634.051

Acquirente unico SpA

PASSIVO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale		7.500.000		7.500.000
VII. Altre riserve:				
- Versamenti a copertura perdita		3.274.175		1.924.979
- Riserva da arrotondamento		(2)		1
IX. Perdita d'esercizio		(4.259.709)		(3.542.870)
Totale patrimonio netto		6.514.464		5.882.110
B) FONDI PER RISCHI E ONERI		-		-
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		135.526		119.822
	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>		<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
D) DEBITI				
- Debiti verso fornitori		359.235		980.327
- Debiti verso impresa controllante		492.524		418.996
- Debiti tributari		58.857		79.723
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		78.966		65.292
- Altri debiti		102.118		87.781
Totale debiti		1.091.700		1.632.119
E) RATEI E RISCONTI				
- Ratei passivi		13.013		-
- Risconti passivi: - altri				
Totale ratei e risconti		13.013		-
TOTALE PASSIVO		7.754.703		7.634.051
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute		376.787		376.787
Totale conti d'ordine		376.787		376.787

Acquirente unico SpA

CONTO ECONOMICO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
- Altri ricavi e proventi	143.000		5.690	
Totale valore della produzione		143.000		5.690
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		9.466		8.313
- Per servizi		2.210.306		2.427.920
- Per godimento di beni di terzi		250.226		190.350
- Per il personale:				
a) salari e stipendi	1.433.151		801.784	
b) oneri sociali	398.611		215.497	
c) trattamento di fine rapporto	100.912		60.106	
d) trattamento di quiescenza e simili			-	
e) altri costi	53.494		19.773	
		1.986.168		1.097.160
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali			-	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	2.048		3.037	
		2.048		3.037
- Oneri diversi di gestione		88.176		43.740
Totale costi della produzione		4.546.390		3.770.520
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(4.403.390)		(3.764.830)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
- Altri proventi finanziari:				
d) proventi diversi dai precedenti:				
- altri	143.681		221.906	
		143.681		221.906
- Interessi e altri oneri finanziari:				
- altri	-		-	
Totale proventi e oneri finanziari		143.681		221.906
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie		-		-
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
- Proventi:				
- varie			54	
				54
- Oneri:				
- varie			-	
				-
Totale delle partite straordinarie		-		54
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		(4.259.709)		(3.542.870)
- Imposte sul reddito dell'esercizio				
Perdita d'esercizio		(4.259.709)		(3.542.870)

Gestore del mercato elettrico SpA

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

		31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
		Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI					
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriali					
- Costi di impianto e di ampliamento		12.574		15.718	
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		4.621.012		-	
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		8.656		9.618	
- Immobilizzazioni in corso e acconti			4.642.242	4.052.913	4.078.249
II. Materiali					
- Altri beni		1.218.009		868	
- Immobilizzazioni in corso e acconti			1.218.009	830.285	831.153
	<i>Esigibili entro 12 mesi</i>			<i>Esigibili entro 12 mesi</i>	
III. Finanziarie					
- Crediti:					
d) verso altri	10.241	104.280	104.280	9.967	114.247
Totale immobilizzazioni			5.964.531		5.023.649
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>			<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
I. Rimanenze					
II. Crediti					
- Verso clienti		1.404			
- Verso impresa controllante		11.023		9.102	
- Verso altri		106.839	119.266	187.853	196.955
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
IV. Disponibilità liquide					
- Depositi bancari e postali		317.090		1.845.790	
- Danaro e valori in cassa		2.500	319.590	1.648	1.847.438
Totale attivo circolante			438.856		2.044.393
D) RATEI E RISCONTI					
- Ratei attivi				861	
- Risconti attivi		7.293		1.700	
Totale ratei e risconti			7.293		2.561
TOTALE ATTIVO			6.410.680		7.070.603

Gestore del mercato elettrico SpA

PASSIVO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) PATRIMONIO NETTO				
I. Capitale		7.500.000		7.500.000
VII. Altre riserve:				
- Versamenti a copertura perdita		4.495.222		2.780.529
- Riserva da arrotondamento				
IX. Perdita d'esercizio		(7.411.960)		(5.169.343)
Totale patrimonio netto		4.583.262		5.111.186
B) FONDI PER RISCHI E ONERI				-
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		474.972		481.581
	<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>		<i>Esigibili oltre 12 mesi</i>	
D) DEBITI				
- Debiti verso fornitori	121.748		136.052	
- Debiti verso impresa controllante	921.525		1.111.188	
- Debiti tributari	88.980		69.378	
- Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	102.038		91.673	
- Altri debiti	70.862		69.545	
Totale debiti		1.305.153		1.477.836
E) RATEI E RISCONTI				
- Ratei passivi	47.293		-	
		47.293		-
- Risconti passivi:				
- altri			-	
Totale ratei e risconti		47.293		-
TOTALE PASSIVO		6.410.680		7.070.603
CONTI D'ORDINE				
- Garanzie ricevute	2.356.983			1.856.983
Totale conti d'ordine		2.356.983		1.856.983

Gestore del mercato elettrico SpA

CONTO ECONOMICO

	31.12.2003 Euro		31.12.2002 Euro	
	Parziali	Totali	Parziali	Totali
A) VALORE DELLA PRODUZIONE				
- Ricavi delle vendite e delle prestazioni	190.784			
- Altri ricavi e proventi	20.120		3.040	
Totale valore della produzione		210.904		3.040
B) COSTI DELLA PRODUZIONE				
- Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		14.680		19.244
- Per servizi		2.451.367		3.542.359
- Per godimento di beni di terzi		469.545		370.791
- Per il personale:				
a) salari e stipendi	1.552.833		988.888	
b) oneri sociali	451.973		280.919	
c) trattamento di fine rapporto	124.770		74.166	
d) trattamento di quiescenza e simili				
e) altri costi	68.972		29.517	
		2.198.548		1.373.490
- Ammortamenti e svalutazioni:				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	2.314.618		-	
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	137.029		727	
		2.451.647		727
- Oneri diversi di gestione		79.696		32.769
Totale costi della produzione		7.665.483		5.339.380
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(7.454.579)		(5.336.340)
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI				
- Altri proventi finanziari:				
d) proventi diversi dai precedenti:				
- altri	46.084		167.428	
		46.084		167.428
- Interessi e altri oneri finanziari:				
- altri	(2.242)		-	
		(2.242)		-
Totale proventi e oneri finanziari		43.842		167.428
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE				
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie				
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI				
- Proventi:				
- vari			44	
				44
- Oneri:				
- vari	(1.223)		(475)	
		(1.223)		(475)
Totale delle partite straordinarie		(1.223)		(431)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		(7.411.960)		(5.169.343)
- Imposte sul reddito dell'esercizio				
Perdita d'esercizio		(7.411.960)		(5.169.343)