

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

CAPITOLO II

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

2.1. - Le regole tecniche

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2. - Le regole tecniche di dispacciamento

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.4. - Le nuove direttive in materia di dispacciamento

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.5. - La gestione dei mercati

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Diretta incidenza sulle attività di trasmissione e dispacciamento hanno avuto alcuni provvedimenti attuativi dell'art. 10 del decreto n. 79/99 il quale disciplina le attività di importazione ed esportazione e impone al Gestore di individuare le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, tenendo distinti quelli dell'Unione europea.

Il GRTN ha adempiuto agli obblighi di legge concernenti l'interconnessione e la determinazione della capacità massima di importazione sulle linee di collegamento con l'estero. Per parte sua l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha stabilito, con una serie di delibere, i criteri per l'allocazione della capacità di interconnessione, i quali, in effetti, sono stati via via modificati, fermo restando quello di "un'equa ripartizione complessiva tra mercato vincolato e mercato libero" (comma 2 dell'art. 10 suddetto). Nelle proprie delibere l'Autorità ha inteso favorire la promozione di accordi tra il GRTN e i gestori delle reti dei paesi confinanti per la ripartizione della capacità di interconnessione.

La complessa questione della gestione dell'interconnessione con l'estero nell'anno 2001 è stata temporaneamente regolata dall'Autorità con l'assegnazione della capacità di import agli operatori richiedenti basata su un criterio di ripartizione pro quota della capacità disponibile, nel rispetto dei vincoli antitrust. A tale assegnazione ha fatto seguito la stipula, da parte del Gestore, di contratti di vettoriamento internazionale, che hanno assicurato il trasferimento dell'energia dai punti di interconnessione con l'estero a quelli di consumo, mediante l'utilizzazione della rete di trasmissione nazionale dalla quale l'energia è stata poi trasportata sulle reti di distribuzione.

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

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

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

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

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

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

2.7. - Problemi relativi alla connessione alla rete nazionale

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

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

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

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

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

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

Il decreto di riforma del sistema elettrico ha stabilito (art. 3, comma 12) la cessione al GRTN da parte dell'ENEL dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica comunque prodotta da altri operatori nazionali. Il GRTN viene così ad essere titolare dell'acquisto e della vendita dell'energia prodotta dagli impianti di generazione da fonti rinnovabili e assimilate (c.d. energia CIP 6)¹¹.

In applicazione di detta normativa, sono stati stabiliti dal Ministero dell'attività produttive i criteri e le modalità di assegnazione dell'energia prodotta da detti impianti. In base a tali criteri è previsto che, fino all'operatività della "borsa

¹¹ Secondo la definizione data dal decreto legislativo n. 79/99 (art. 2 n. 15) sono fonti energetiche rinnovabili: il sole, il vento, le riserve idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione di energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

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

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

L'attività di compravendita dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate è caratterizzata: da prezzi di acquisto amministrativi e incentivanti, secondo criteri determinati dal provvedimento CIP n. 6/92 e da prezzi di cessione di tale energia per lo più non remunerativi.

La necessità di ristabilire l'equilibrio gestionale rientra nelle previsioni dell'art. 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79, in base al quale "ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato".

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

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

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

Tale meccanismo complesso, che ovviamente determina sfasature nei tempi attuativi dei vari passaggi (raccolta di fatture per gli acquisti e le vendite, contabilizzazione delle stesse, erogazione degli importi) non è applicato nei

contratti, comprensivi anche della prestazione del vettoriamiento, stipulati dal Gestore con i clienti liberi, contratti che consentono al Gestore la raccolta diretta di una delle componenti (A3) della vendita di detta energia.

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

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

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

2.9. - I certificati verdi

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

Il sistema prevede che l'incentivo per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili venga determinato da meccanismi di mercato.

In particolare i nuovi impianti, entrati in esercizio o ripotenziati in data successiva al 1° aprile 1999 hanno diritto a ricevere, per un periodo di tempo prefissato, un numero di certificati verdi proporzionali alla produzione di energia rinnovabile generante. Tali certificati possono essere scambiati tra gli operatori attraverso contratti bilaterali o in una specifica sede di negoziazioni, organizzata dal GME, che ha dato avvio a tale attività nel marzo 2003.

La domanda di certificati è connessa all'obbligo imposto ai produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali di immettere nel sistema elettrico nazionale una quota di energia da fonti rinnovabili pari al 2% dell'energia da fonti convenzionali prodotta o importata nell'anno precedente. L'obbligo riguarda la quota parte di energia prodotta o importata che ecceda la soglia dei 100 Gwh. L'incontro tra domanda e offerta di energia rinnovabile determina il valore dei certificati verdi. La remunerazione degli impianti che hanno diritto ad emettere i certificati verdi sarà determinata dalla vendita degli stessi ai produttori terzi o dalla vendita separata ai consumatori dell'energia elettrica prodotta da tali impianti.

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

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

CAPITOLO III

3.- I risultati della gestione nell'esercizio 2001

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

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

Il Collegio sindacale ha inoltre rappresentato che "ai sensi dell'art. 28, comma 2, lettera a) del decreto legislativo n.127/91, relativamente al controllo della Società "Acquirente unico s.p.a." e "Gestore del mercato elettrico s.p.a." non è stato necessario redigere il progetto di bilancio consolidato, stante la mancata operatività delle controllate nell'anno 2001. Infatti possono essere escluse dal consolidamento le imprese controllate quando la loro inclusione sarebbe irrilevante ai fini della chiarezza, verità e correttezza della situazione patrimoniale e finanziaria e del risultato economico del complesso delle imprese costituito dalla controllante e dalle controllate".

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

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

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

3.2. - Lo stato patrimoniale ed il conto economico 2001

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

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

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

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

3.2.1. - Stato patrimoniale - attivo -

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

Per quanto riguarda le prime (euro 6,7 milioni) la voce più significativa ha riguardato i diritti di brevetto industriale e i diritti di utilizzazione delle opere di ingegno per i quali è stato valutato un incremento di euro 2,3 milioni in relazione soprattutto all'implementazione del nuovo sistema informativo ERP; a tale incremento si contrappone la riduzione, per ammortamento in tre anni, di euro 1,1 milioni.

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

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

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

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

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

3.2.2. - Stato patrimoniale – Patrimonio netto e passivo -

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

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