

Relazione sulla gestione

PAGINA BIANCA

QUADRO MACROECONOMICO DI RIFERIMENTO E SINTESI DEI RISULTATI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Milioni di Euro

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

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO DEL SETTORE ELETTRICO

Evoluzione in ambito europeo

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

Evoluzione in ambito nazionale

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

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

Testo Unico in materia di espropriazioni

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

Riforma del Titolo V della parte seconda della Costituzione

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

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

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

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

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

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

D.M. 10 dicembre 2001

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL CORSO DELL'ESERCIZIO

Gestione della rete di trasmissione nazionale

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

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

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

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

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

Interventi sulla Rete di trasmissione nazionale

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

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

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

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

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

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

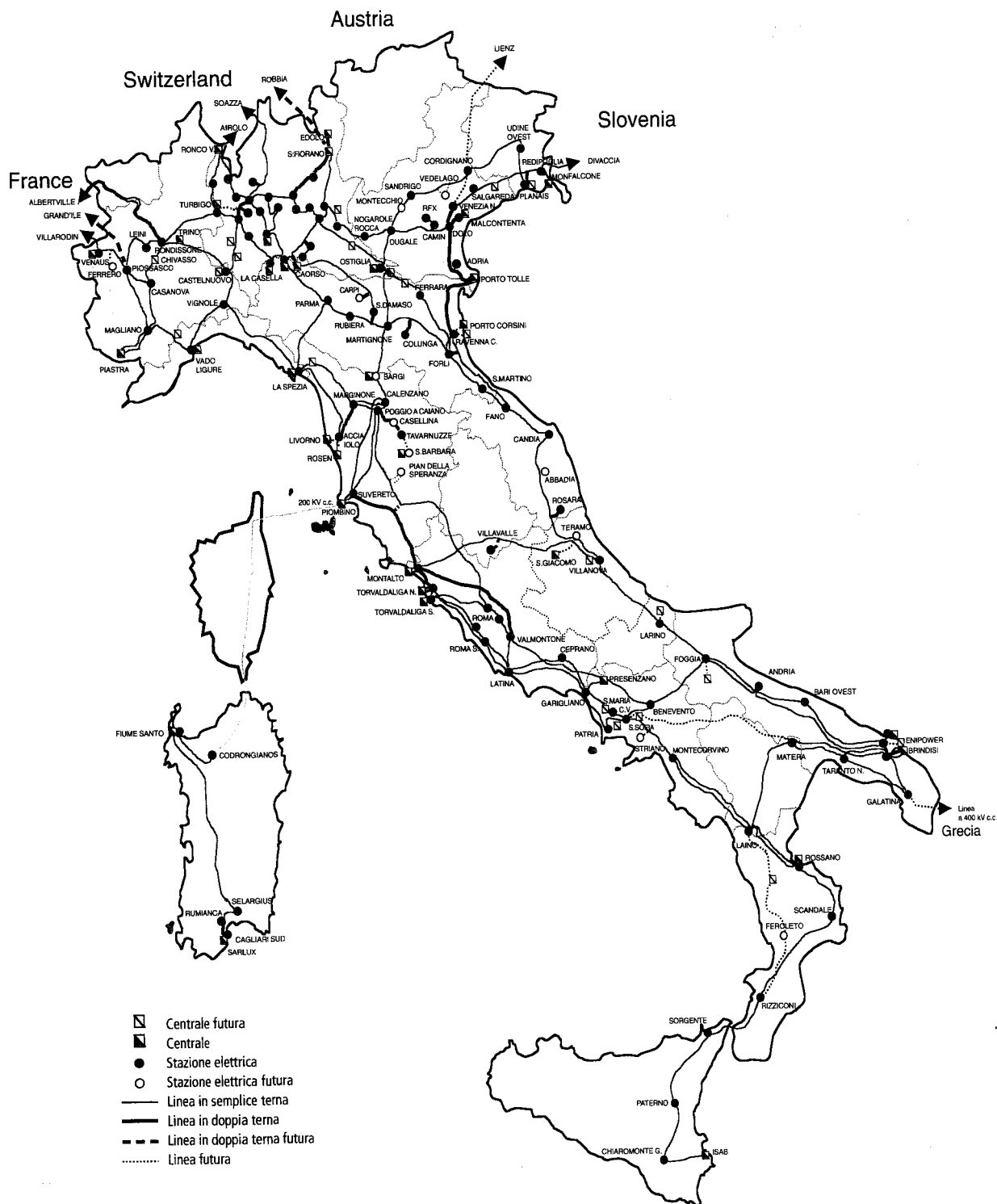
- le stazioni elettriche di Musignano, Soverzene ed Avise;
- alcune tratte di conduttori sulle linee Bulciago-Soazza (14 Km) e Bulciago-Bovisio (4 Km);
- le attività propedeutiche all'installazione dei PST (Phase Shifter Transformer) sulla linea in doppia terna a 380 kV "Rondissone-Albertville";
- le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

Potenziamento e razionalizzazione della rete nazionale

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

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

Rete elettrica italiana a 380 kV



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

Connessione alla rete di nuovi impianti di generazione

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

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

oltre a :

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

Modifiche organizzative GRTN

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Assegnazione dell'energia acquistata "Spot" sul mercato estero

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

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

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

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

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

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

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

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

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