

avrebbe dovuto svolgere servizi di carattere tecnico a garanzia del corretto funzionamento dell'intero sistema.

La preoccupazione di fondo che traspariva da questo assetto normativo era, come si è più volte accennato, quella che fosse assicurato, alle due attività di trasmissione e di dispacciamento, la natura di servizio pubblico da svolgersi in modo imparziale e neutrale.

A tutto questo vi è da aggiungere, in coerenza con quanto si è riferito in ordine all'importanza della rete di trasmissione, che questa, per la rilevanza economica degli investimenti richiesti ai fini della sua realizzazione e manutenzione, è di portata tale da rendere improponibile una sua duplicazione sia pure in un mercato liberalizzato (basti pensare che rimane attualmente problematico anche il suo adeguamento alle esigenze del momento), sino ad assumere, per pacifica e generale ammissione, tutti i caratteri di un monopolio naturale.¹

In presenza di questi fattori condizionanti, sia di carattere normativo che di specifica rilevanza economica, sono state avanzate riserve circa la soluzione delineata dal DPCM 11 maggio 2004 che affida a Terna SpA, partecipata del gruppo ENEL ed ora aperta all'azionariato privato, funzioni di servizio pubblico che erano state sin qua attribuite e svolte dal GRTN, cui era stata garantita una situazione di terzietà (rispetto alla produzione ed alla distribuzione), pure nella sua singolare configurazione di società privata, interamente partecipata dal Ministero dell'Economia.

Forma privatistica che, data la prevalenza di funzioni pubbliche assegnate al GRTN, era stata scelta presumibilmente ai fini di maggiore efficienza, posto che per le sue attività, in funzione dei rilevanti interessi sociali volti ad assicurare la continuità e la neutralità di un servizio connotato da rilevanti profili pubblicistici, ogni scopo di profitto commerciale ovvero di carattere esclusivamente produttivo appariva recessivo rispetto a detti interessi di natura pubblica che rispetto alla posizione in cui era stato collocato il GRTN, così come alle modalità di determinazione dei costi (le famose "bollette") fissate in un sostanziale regime di prezzi amministrati ed in pendenza di una sostanziale situazione di monopolio.

¹ Va osservato che le modifiche introdotte nel corpo delle disposizioni comunitarie del Trattato di Maastricht, in particolare l'esplicita previsione di una competenza a livello comunitario nel campo energetico, ha dato nuovo slancio all'azione dell'Unione europea, che si è tradotta nella predisposizione di provvedimenti normativi di carattere generale, e non più settoriali come i precedenti, in cui i temi legati al settore energetico sono stati affrontati non solo dal punto di vista economico, ma anche considerando la natura di servizio pubblico generale riscontrabile in alcune fasi della filiera energetica, come quella della distribuzione o la presenza di monopoli naturali, come nel caso di reti infrastrutturali.

Sul piano dell'astratta coerenza logica, una conferma, dei dubbi esplicitati sulla opportunità della scelta operata dal DPCM di cui si è riferito, proviene dalla relazione annuale dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato.

In proposito, si legge nella relazione del 2004 che "sul punto, l'Autorità ha sostenuto in più occasioni che in specifiche fasi della filiera produttiva dei settori a - rete - di pubblica utilità, specificamente le fasi centrali di trasmissione/trasporto dell'energia elettrica, del gas naturale o, ancora, dei servizi di telecomunicazione e ferroviari, può essere opportuno, se non necessario, conservare la natura pubblica dell'impresa".

Sullo stesso piano si collocano le notazioni contenute in un rapporto del CNEL, del 23 aprile 2003, relativo al "Sistema energetico Italiano".

Da questo rapporto si ricavano elementi di riflessione critica nella parte in cui si legge che "sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, i gestori delle reti di trasmissione/trasporto e di distribuzione, qualora non siano già pienamente indipendenti in relazione all'assetto proprietario, devono acquisire una piena indipendenza dalle attività non relative alla trasmissione/trasporto o alla distribuzione, almeno sotto il profilo della veste giuridica, dell'organizzazione e del processo decisionale. Questo modello di separazione delle reti viene proposto quale soluzione per evitare che siano possibili trasferimenti incrociati di risorse, in quanto fonti di distorsione della concorrenza in un futuro contesto di liberalizzazione".

Lo stesso rapporto quindi continua rimarcando, in contrasto con quanto dispone il DPCM,, che "in base alle caratteristiche emerse nella fase di prima attuazione del D. Lvo n. 79 del 1999 si può ritenere che la scelta di separazione tra GRTN pubblico e le reti di trasmissione - private -, ancora integrate nei gruppi elettrici ed in misura quasi totale nel gruppo ENEL, ha garantito una gestione sostanzialmente proconcorrenziale. Pertanto, la scelta condivisibile, in termini generali, della riunificazione tra GRTN e rete di trasmissione, oltre ad incrementare condizioni di base per l'accesso, risulta motivata dalla maggiore governabilità del processo strutturale sulla rete".

Al contrario, con il DPCM 11 maggio 2004 (pubblicato sulla G.U. del 18 maggio 2004) sono state impartite disposizioni che fissano, in una ottica del tutto diversa, i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale.

CAP. V° L'attivazione del mercato elettrico

Per la realizzazione del mercato organizzato, nel settore elettrico, è stato previsto un percorso per fasi, realizzando un approccio di tipo graduale che prevede il passaggio attraverso tre stadi.

Una prima fase, detta transitoria, che si è sviluppata tra gennaio e marzo 2004, svoltasi in parallelo con il persistere del sistema transitorio precedente, di cui si è riferito nella relazione 2003 e che si denomina "Stove" (Sistema transitorio di offerte di vendita di energia).

In questa fase sono state svolte le prove di funzionamento della così detta "borsa dell'elettricità".

In particolare, queste prove hanno riguardato, per il Gestore, il funzionamento del sistema di dispacciamento di merito economico con partecipazione dei produttori.

Una seconda fase transitoria, avviata il 31 marzo 2004, risulta caratterizzata dalla piena operatività del dispacciamento di merito economico, con partecipazione al mercato dell'energia sia delle sole unità di produzione rilevanti, aventi una capacità di produzione superiore ai 10 MVA, sia della domanda passiva².

In questa fase, il ruolo della domanda è stato svolto dal GRTN che ha comprato sul mercato del giorno prima, tramite offerte di acquisto senza indicazione di prezzo, l'energia elettrica necessaria a coprire il fabbisogno stimato di ciascuna zona.

Questa fase, come si è anticipato, è stata caratterizzata dalla domanda passiva, con la realizzazione dell'operatività del dispacciamento di merito economico solo sul lato dell'offerta a cui hanno partecipato le unità di produzione rilevanti (con capacità superiore ai 10 MVA). Peraltro, come stabilito dalla direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004 la Borsa Elettrica ha aperto le porte ai grandi consumatori, si tratta di un approdo della liberalizzazione, con l'effetto che la selezione dei partecipanti non è più imposta da norme, ma dettata da parametri economici, che permette solo superando una soglia di consumo molto alta di avere benefici e quindi vantaggi ad operare

² La definizione di domanda passiva coincide con quanto descritto con riferimento alla seconda fase descritta sopra.

Si tratta di un sistema organizzativo di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di tipo borsistico, caratterizzati da due mercati.

Il primo mercato dell'energia elettrica che si articola, a sua volta, in due momenti che si riferiscono rispettivamente al Mercato del Giorno Prima (MGP) ed al Mercato di Aggiustamento (MA), affidati entrambi al gestore del Mercato (GME).

Il secondo mercato attiene ai Servizi del Dispacciamento (MSD) che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione delle riserve e il bilanciamento in tempo reale. Questo mercato è anch'esso gestito dal GME ma per conto del GRTN.

In questa fase, il GRTN ha avviato congiuntamente al GME, a partire dal 1 luglio 2004, limitatamente alla zona centro nord (Toscana – Marche – Umbria) i "tests" propedeutici alla partecipazione attiva della domanda al dispacciamento di merito economico.

La terza fase, avrebbe dovuto riguardare l'attivazione a regime del sistema con inizio ai primi mesi del 2005.

Questa fase che si caratterizza per la partecipazione attiva della domanda, che potrà formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, ha avuto effettivamente inizio il 11 gennaio 2005.

Nel suo complesso, questo sistema organizzato di offerte ha lo scopo di porre le condizioni necessarie sia per promuovere la concorrenza e gli investimenti, sia per garantire la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza del sistema elettrico, tutelando gli interessi degli utenti e dei clienti finali.

Quanto sopra evidenzia il fatto che il suo attuarsi è condizionato alla esistenza di un mercato liberalizzato in cui offerta e domanda siano espressioni di libere valutazioni economiche e quindi di estrema elasticità.

Il sistema italiano registra, invece, una certa rigidità dal lato della domanda, se si consideri che la produzione nazionale, sebbene integrata da rilevanti apporti di importazione, si colloca al di sotto del fabbisogno medio, pur in presenza di una fase di stagnazione delle attività produttive di impresa; fabbisogno medio incrementato dai consumi familiari che hanno determinato momenti critici quali quelli del giugno 2003, a seguito dei quali sono state posti in essere distacchi programmati di corrente.

Pur sussistendo queste vischiosità, tipiche di una struttura produttiva che come quella italiana registra una certa situazione di oligopolio nell'offerta di energia

(caratteristica negativa che si accentua se si passi a considerare la situazione della trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica esistente nel nostro Paese), che è già di per sé insufficiente, l'obiettivo fondamentale e tendenziale del sistema introdotto con la c.d. "borsa elettrica" è orientato al conseguimento di risultati positivi.

Vale a dire che, attraverso il sistema introdotto, si mira all'attuazione di un meccanismo organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica cui, come si è anticipato, corrisponda un mercato del servizio di dispacciamento.

Questa strutturazione è stata costruita in modo da essere flessibile per poter tener conto dei futuri cambiamenti di settore, a fronte dell'evoluzione di alcune caratteristiche (progressiva liberazione della domanda, partecipazione della domanda al sistema, completamento dei sistemi di misura, formazione di un ambiente effettivamente concorrenziale).

Al di là della partecipazione al mercato in cui, accanto ai produttori, intervengono diversi operatori che vanno dal GRTN all'A.U. (Acquirente Unico) sino ai distributori (di contro al mercato, vi è il sistema dei contratti bilaterali in cui i produttori trattano direttamente con i grossisti che a loro volta, attraverso i contratti di fornitura, forniscono le grandi e medie imprese), si deve registrare la coesistenza di due mercati collegati.

Per il primo mercato quello dell'energia elettrica, che a sua volta comprende il mercato del giorno prima (MGP)³ e il mercato di aggiustamento (MA)⁴, organizzati e gestiti dal Gestore del Mercato (GME), componente assieme all'A.U. (Acquirente Unico) della Holding di cui è capofila il GRTN.

Accanto a questo primo mercato, vi è 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.

Questo secondo mercato è stato gestito, sino al DM 11 Maggio 2004, dal GRTN che cederà detta funzione, avente una preminente funzione di servizio pubblico, alla società in cui confluirà la titolarità e la gestione della rete, ponendo non pochi interrogativi sulla imparzialità del nuovo assetto.

³ La logica del MGP prevede che i produttori presentino offerte di vendita di energia con l'indicazione del prezzo, mentre il GRTN, che rappresenta sino al 2005 la domanda non coperta da contratti bilaterali, presenta offerte di acquisto senza indicazione del prezzo. Pertanto, la remunerazione delle offerte di vendita accettate avviene al prezzo marginale (prezzo dell'offerta più alta accettata.)

⁴ Questo ha riguardo ad un sistema di offerte bilanciate che consente di spostare produzione da una unità produttiva ad un'altra (anche se di operatori diversi) purché nell'ambito della stessa ora e purché le unità si trovino all'interno della stessa area geografica.

Tuttavia, come si è accennato, al sistema del mercato si affianca quello dei contratti bilaterali cui sono liberi di accedere i singoli operatori.

La scelta delle modalità di vendita e di acquisto è lasciata al singolo operatore in funzione delle sue convenienze economiche.

La formazione del prezzo è basata sul meccanismo del "system marginal price", che prevede la definizione di un prezzo marginale di equilibrio che si colloca nel punto di incontro delle due curve rispettive di domanda e di offerta di energia elettrica.

In un tale contesto volendo sintetizzare, si deve rilevare che l'attività commerciale del GRTN, nel corso del 2004, è stata finalizzata al raggiungimento di precisi obiettivi che riguardano rispettivamente:

- l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica;
- la gestione e il dispacciamento di merito economico;
- la gestione dei servizi di interrompibilità ⁵;
- le attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa elettrica.

Le prime risultanze quali emerse nel corso del 2004, comunque, confermano una rigidità indotta del sistema che trova riscontro nella formazione del prezzo.

Infatti, nel periodo aprile/dicembre 2004 mentre il PGN (l'indice equivalente alla vecchia tariffa amministrata) è stato di 56 euro/MWh, il prezzo medio di borsa, riferito al mercato del giorno prima (MGP) è stato pari a 56,18 euro/MWh, con uno scostamento in aumento dello 0,3%, in crescita rispetto al livello di prezzo che si sarebbe ottenuto con la tariffa amministrata, vigente in assenza del sistema di mercato.

Nel complesso, per quanto si sia in un momento di primo approccio della "Borsa Elettrica", già si profilano come essenziali alcune integrazioni dei meccanismi di Borsa, al fine di facilitare la partecipazione attiva e consapevole della domanda e di incentivare strategie di acquisto maggiormente reattive al prezzo.

Questa Borsa è stata anche definita un "Mercato in evoluzione" cui si pensa di affiancare un mercato dei derivati sul prezzo dell'energia elettrica.

⁵ Il servizio di interrompibilità si distingue in interrompibilità del carico con preavviso e senza preavviso, con la formazione di una massa di manovra di riserva che può essere utilizzata:
-senza preavviso per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
-con preavviso per limitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure distribuite di alleggerimento del carico.

Una tale soluzione dovrebbe permettere, a parere dell'attuale presidente del GME, di coprire il "rischio prezzo" ovvero la volatilità tipica dei prezzi. Infatti, la non immagazzinabilità dell'energia elettrica rende i contratti a termine ancora più indispensabili che nel caso di altre merci. Inoltre con un mercato dei derivati si offrirebbe agli operatori un ulteriore meccanismo di flessibilità a fronte dell'operatività posta in essere sul mercato del giorno prima o attraverso la contrattazione bilaterale.

Al di là di questi aggiustamenti, la riduzione del prezzo resta connessa all'entrata in funzione di nuove centrali, all'aumento dell'import con la realizzazione di nuovi elettrodotti ed ai miglioramenti tecnici in termini di efficienza.

Pur auspicando il graduale adattamento dell'intero sistema ai nuovi meccanismi, rimane sullo sfondo la preoccupazione che, attuandosi una concentrazione di una quota di azionariato della nuova TERNA (in cui ora si concentrano proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale) nelle mani dei produttori, possa accrescersi il rischio del mantenimento di una politica dei prezzi che privilegi la remuneratività.

PARTE SECONDA: LA GESTIONE

CAP. I° Considerazioni generali

Alla criticità che ha contraddistinto il 2003, con i due episodi che hanno condotto alla interruzione programmata di corrente del 28 giugno 2003 ed al vero "Black Out" nel settembre dello stesso anno, sono seguite azioni aventi un certo valore strutturale che hanno agevolato un rientro dall'emergenza, anche se permane il disagio complessivo del sistema italiano caratterizzato da persistenti carenze nella produzione dell'energia elettrica, che risente dei costi nell'approvvigionamento delle fonti energetiche, con un forte aumento del costo del petrolio.

Nel complesso, va anche osservato che l'azione di riequilibrio, cui ha partecipato attivamente il GRTN, si è giovata delle favorevoli condizioni meteorologiche, con un inverno più piovoso ed una estate meno torrida rispetto al 2003.

Nello stesso tempo, è stata intrapresa una azione strutturale in forza della quale all'aumento dei consumi nel picco estivo, così come riscontrato nel mese di luglio, è corrisposto un significativo aumento della capacità disponibile che ha consentito di coprire il fabbisogno senza necessità di ricorrere a deroghe ambientali concernenti sia le temperature allo scarico che alle emissioni.

Del pari, una azione di riequilibrio, posta in campo grazie al contributo del GRTN, concerne il distacco dei carichi interrompibili, cui non si è fatto ricorso sebbene si sia registrato, rispetto al 2003, una riduzione delle importazioni.

Dall'analisi dell'andamento dei flussi di importazione si è registrato una notevole flessione, pari in percentuale a -9,8%, raggiungendo i 45,6 GWh contro i 51,5 GWh del 2003.

Questo calo è da collegarsi, nella prima parte dell'anno, a misure temporanee decise dal GRTN per esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Ad un tale dato si deve aggiungere, con ciò dimostrando la nostra persistente carenza nella generazione di energia elettrica, che anche nella seconda parte dell'anno la flessione è stata generata a livello di scelte istituzionali, in virtù delle nuove procedure di calcolo dei limiti di sicurezza nelle importazioni.

Con effetti identici a quelli propri delle importazioni, ha concorso all'equilibrio del sistema anche un rilevante aumento delle esportazioni incrementatesi del 52,7%, essendo passate da 0,5 GWh a 0,8 GWh.

Un ulteriore miglioramento ha riguardato il margine di riserva disponibile nell'ora di massimo fabbisogno estivo che è risultata pari al 12% del fabbisogno, quota molto vicina al livello ottimale individuato teoricamente nel 15%.

Del pari, sul piano della capacità disponibile, raffrontando i due esercizi (2003/2004) si è registrato che mentre nel 2003 ad un fabbisogno di 53.105 MW, del 17 luglio, ha corrisposto una capacità disponibile di 54.405 MW, al contrario alla data del 23 luglio 2004 ad un fabbisogno di 53.507 MW ha corrisposto una capacità disponibile di 60.107 MW, con un incremento netto, nel raffronto, di 5.700 MW.

Come risulta dall'apposita rilevazione condotta dal GRTN, un tale incremento di 5.700 MW va collegato, per 2.500 MW alla rimodulazione delle manutenzioni ed alla riduzione delle avarie, cui vanno aggiunti ulteriori 2.000 MW che si riconnettono all'ingresso di nuovi impianti ed alla riattivazione di alcune centrali turbogas, mentre ulteriori 900 MW sono dovuti all'apporto della produzione idroelettrica.

La differenza di circa 300 MW va ricondotta ad altri fattori minori il cui apporto, oltre a determinare la copertura di detta differenza di 300 MW, ha consentito la riduzione delle limitazioni per alte temperature allo scarico assieme al contenimento delle importazioni.

Questo quadro, nel complesso migliore rispetto al 2003, è dovuto agli interventi istituzionali, cui ha contribuito in maniera significativa il GRTN, favoriti anche dall'azione di stimolo del MAP.

Per quanto attiene al GRTN, esso è intervenuto riprogrammando le manutenzioni delle centrali in periodi diversi da luglio ed agosto, oltre a rimodulare la produzione idroelettrica aumentando il livello dei bacini nel periodo estivo.

A questa azione diretta del GRTN è corrisposta l'attivazione di nuovi strumenti di incentivazione quali borsa e capacity payment, che hanno consentito di razionalizzare il comportamento dei produttori i quali hanno allineato la disponibilità degli impianti alle necessità del sistema.

Un contributo decisivo sul piano di detto allineamento perviene dall'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento, così come è stato sinora affidato al GRTN nel nuovo sistema di borsa elettrica.

In tale sistema il GRTN è tenuto a fare il giorno antecedente la stima del fabbisogno d'energia, che è operazione preliminare di apertura del mercato, ad

effettuare la dichiarazione dei limiti di trasporto tra le aree e, successivamente alla chiusura del Mercato del Giorno Prima (MGP), ad acquisire le risorse per bilanciare errori di previsioni ed avarie al fine di risolvere le congestioni e regolare il sistema elettrico.

Questi interventi, che hanno garantito un certo equilibrio nel settore, in coincidenza con una congiuntura climatica particolarmente favorevole, non sono, tuttavia, idonei a superare la criticità endemica del sistema energetico italiano che risulta strutturale.

CAP. II° Il bilancio nel settore dell' energia elettrica

In proposito, la prima considerazione che viene in evidenza attiene alla crescita contenuta della richiesta di energia elettrica che ha raggiunto circa i 325 TWh con un aumento dell'1,5% rispetto al 2003, mentre nello stesso anno il PIL è cresciuto di circa l'1,1%.

Su di un piano generale si deve segnalare una maggiore efficienza del sistema di trasformazione elettrica, in quanto gli impieghi di fonti primarie (in MTEP) per la trasformazione in energia elettrica sono aumentati del 4,4% a fronte di un aumento del fabbisogno di elettricità cresciuto, nel periodo 2000\2004, del 7,9%.

Va anche rilevato che l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero è stata pari a 129 miliardi di KWh con un aumento del 14% sul 2003, cui ha corrisposto una contrazione del mercato vincolato del 9%, conseguente all'ampliamento della platea dei clienti idonei a partire dal 1 luglio 2004.

Sul piano statistico ha avuto una certa significatività la distribuzione dei consumi per settori economici, in cui si registrano rispettivamente: 51% per l'industria, il 26% per il terziario, il 21,5% per il domestico, l'1,5% per l'agricoltura.

Da detti dati, raffrontati al 2003, emerge che, pur in una fase di difficoltà del settore industriale, si è avuto in questo un aumento di consumo pari all'1% mentre il settore domestico, che si era rivelato fonte di disequilibrio nel 2003 (clima caldo e conseguente uso dei condizionatori), ha registrato una flessione dello 0,3%.

La composizione percentuale dei consumi rivela, altresì, orientamenti significativi nella valutazione delle prospettive tipiche del nostro sistema.

La flessione registrata nel 2004 nel settore domestico e, in parte, il modesto incremento dei consumi del terziario, si possono ricondurre ad un confronto con un anno, il 2003, caratterizzato da consumi particolarmente elevati nel trimestre

estivo, allorquando temperature eccezionalmente torride avevano favorito il massiccio utilizzo delle apparecchiature per il condizionamento dell'aria.

Peraltro, ritornando a quanto evidenziato nella relazione della Corte relativa all'esercizio 2003, occorre anche considerare la incidenza che sui consumi di energia elettrica ha l'intensità elettrica.

Infatti, sul rapporto fra economia e domanda elettrica, apparivano significative le 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.

In particolare, dette analisi sulla intensità elettrica indicavano 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.

L'effetto di tale tendenza è 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.

In una tale situazione appare rilevante quanto si ricava dall'analisi macroeconomica relativa all'esercizio conclusosi, da cui si evince che la domanda di energia elettrica nel nostro Paese registra una certa flessione nei consumi familiari, mentre nel settore più propriamente produttivo si deve registrare un incremento che, per la sua modesta rilevanza, deve scontare una sostanziale situazione di stagnazione della produzione industriale.

Colpisce, in tal senso, che dalle rilevazioni è risultato, relativamente ai consumi di energia, che il 23 luglio 2004 si è registrato la nuova punta di fabbisogno nel periodo estivo pari a 53.507 MW superiore sia alla precedente punta estiva di 53.105 MW verificatisi il giorno 17 luglio 2003, vale a dire nel pieno di una estate torrida, sia alla punta storica pari a 53.403 MW registrata il 10 dicembre 2003.

Di contro, il 16 dicembre 2004 alle ore 17 è stata registrata la nuova punta storica di fabbisogno con un valore di 53.606 MW.

Pertanto, in una visione di tipo macroeconomico correlata alla prevista crescita dell'intensità elettrica, si deve segnalare che la produzione industriale nel 2004 ha

mostrato una evoluzione sostanzialmente piatta (+ 0,7 la variazione per i dati grezzi, che scende a -0,4 se calcolata a parità di giorni lavorativi, dato quest'ultimo che si rispecchia in un -0,6 del 2003), che denuncia la situazione problematica in cui si trova il settore.

Inoltre, con riferimento alla criticità del settore elettrico nazionale, non può essere taciuto un possibile deterioramento della condizione di equilibrio; deterioramento reso plausibile, allo stato delle cose, da una auspicata ripresa dello sviluppo economico che non gioverà certo al superamento di una crisi energetica già manifestatasi nell'attuale fase di stagnazione economica, in cui a determinare le situazioni critiche sinora registrate sono risultati decisivi i soli consumi familiari, con l'allineamento della domanda di energia dei mesi estivi alla media dei consumi invernali a causa della diffusione dei condizionatori d'aria.

Passando a considerare il peso che hanno avuto, nella produzione di energia elettrica, i diversi combustibili utilizzati, si deve, a conferma di una congiuntura favorevole, segnalare una sensibile diminuzione della quota percentuale dei prodotti petroliferi, pari a - 28,4%, cui ha corrisposto un deciso aumento dei combustibili solidi, pari a + 21,3%, ed una crescita dell'8,3% del gas naturale che nella produzione termoelettrica ha coperto il 51,2 % del fabbisogno totale.

Favorevole risulta anche il dato relativo alle fonti rinnovabili, nel cui settore si è registrato un aumento della produzione pari al 12,2% rispetto al 2003, con una crescita significativa del comparto eolico e fotovoltaico che ha registrato una crescita del 25,6%.

CAP. III° La holding e i rapporti con le controllate

Il GRTN ha un sistema di "governance" secondo il modello tradizionale, esso è costituito da un Consiglio di Amministrazione, da un Amministratore Delegato, da un Presidente , da un Vicepresidente e da un Collegio dei sindaci.

I compensi per le diverse funzioni sono rimasti quelli già segnalati per il 2003.

Il Gestore risulta essere al vertice di una Holding di cui fanno parte come società controllate il GME e l'AU.

Il GME è una società costituita dal GRTN in data 27 giugno 2000, con l'attribuzione di specifiche funzioni riguardanti:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico, in esecuzione di quanto disposto dall'art 5 del D.Lvo 16 marzo 1999 n.79;

- l'organizzazione di una sede in cui si potesse svolgere la contrattazione dei Certificati verdi, in applicazione di quanto previsto dall'art 6 del D.M. 11 novembre 1999 adottato dall'allora Ministero dell'Industria, Commercio ed Artigianato;
- la predisposizione, in collaborazione con l'AEGG, delle regole di funzionamento del Mercato in attuazione dell'art 10 dei DD.MM. 24\4\2001.

Per quanto attiene i rapporti all'interno della Holding di cui il GRTN è capofila, si deve registrare una notevole evoluzione indotta sia dall'entrata in funzione nel corso dell'esercizio considerato in questa sede del Mercato Elettrico, che del mutamento del quadro normativo.

Detta società controllata (GME) è divenuta operativa nel corso del 2004 con l'entrata in vigore della borsa elettrica.

Il ruolo dell'AU è anch'esso divenuto rilevante nel corso del 2004 con l'avvio del dispacciamento di merito economico che ha inciso sulle modalità di copertura del mercato vincolato.

Infatti, nel nuovo contesto, l'AU deve assicurare la copertura della domanda espressa dal mercato vincolato, riducendo l'alea ed i costi dell'approvvigionamento.

Nei rapporti con detto Mercato Vincolato, l'AU ha provveduto all'approvvigionamento rispettivamente nei seguenti modi:

- contratti di importazione annuali;
- acquisizione di energia a fronte di contratti di importazione pluriennali;
- in applicazione della delibera AEGG 48\04 è stata aumentata la quota di approvvigionamento di elettricità di importazione per il mercato vincolato, attribuendo all'AU in via esclusiva la capacità di trasporto dell'elettricità sulle reti transfrontaliere;
- attribuzione all'AU di energia CIP 6;
- contratti bilaterali con i produttori;
- la gestione, avviata nel corso del 2004, delle attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei certificati verdi.

Va anche detto che l'AU, non essendoci ancora quel mercato dei derivati, auspicato in presenza di una estrema volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, ha provveduto in proprio sia a definire i prodotti finanziari da acquistare, sia a gestire le procedure competitive per la selezione dei fornitori.

Tuttavia, è stato notato dal vertice dell'AU che il mercato degli strumenti di copertura segue inevitabilmente le sorti del mercato dell'energia.

Pertanto, in un sistema che è ritenuto caratterizzato, per ammissione di detto vertice dell'AU "da forte concentrazione dell'offerta e bassi margini di capacità rispetto alla domanda, anche il mercato degli strumenti di copertura scontrerà gli effetti di un sistema scarsamente competitivo" sino a concludere che "l'AU non avrebbe potuto concludere contratti a prezzi ragionevoli se non fosse stato supportato dall'azione dell'AEGG e del MAP, con un esercizio di moral suasion dei produttori", confermando una certa asimmetria del nostro mercato.

Sul piano della strategia di lungo periodo, le tre consociate di cui si è fatto sopra cenno, hanno costituito, in data 14 luglio 2004, l'associazione Italenenergy che ha lo scopo di promuovere la cooperazione tra operatori italiani ed operatori stranieri.

Per quanto attiene ai rapporti economici tra le componenti la Holding si deve osservare una evoluzione.

Per quanto concerne il GME, accanto ai servizi già prestati nei decorsi esercizi, il GRTN ha acquistato dal GME l'energia transitata sulla borsa elettrica.

Del pari, in applicazione dell'art 9 dell'allegato A alla delibera 48\04 dell'AEGG, è intervenuto tra la capofila e la controllata un contratto passivo che ha regolato:

- l'affidamento al GME delle offerte al MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento);
- lo scambio di informazioni funzionali al dispacciamento ed alla regolazione delle partite economiche del mercato elettrico;
- la registrazione, sempre ai fini del dispacciamento affidato al GRTN, dei contratti di compravendita conclusi con il sistema dell'offerta;
- la liquidazione delle partite economiche relative al MGP e la liquidazione e regolazione delle partite economiche relative al MSD.

Specularmente, per quanto attiene l'AU si è registrato, accanto alla prestazione da parte del GRTN di servizi già in essere nei passati esercizi, il profilarsi di nuovi rapporti commerciali scaturiti dalla delibera AEGG n.48\04 nonché dalle nuove norme entrate in vigore.

E' accaduto così che il GRTN ha fatturato alla sua controllata AU i corrispettivi previsti dalla suddetta delibera 48\04, oltre la vendita di energia CIP6, nonché l'energia derivante dai contratti di scambio e ulteriori componenti quali la capacità di trasporto per interconnessione con l'estero.

CAP IV° La evoluzione nella dotazione delle risorse umane impiegate dalla holding**1. - Prestazioni professionali esterne**

Prima di affrontare in maniera analitica l'espansione che si è registrata nella dotazione del personale inquadrato nelle tre componenti della Holding, va dato conto del frequente ricorso alle consulenze che rappresentano una componente di spesa significativa nella determinazione del costo delle risorse umane impiegate da dette società (GRTN-GME-AU).

In proposito ha rilievo una azione condotta dalla Direzione AUDIT del GRTN avente ad oggetto l'analisi dei contratti di consulenza in essere nel periodo 2000/2004, così come stipulati dalle direzioni del solo GRTN.

Da questa azione di AUDIT è scaturito, come dato informativo di carattere generale, che non esiste un archivio informatico idoneo a ricostruire la dinamica di tali contratti, così che l'AUDIT ha fatto riferimento, per una ricostruzione del fenomeno ai costi imputati contabilmente nelle voci "Prestazioni e Consulenze professionali" nonché in quella "Immagine e comunicazione".

Sul piano delle procedure idonee ad instaurare rapporti di consulenza, si deve segnalare che il CdA del GRTN nella riunione del 4 luglio 2003 ha riservato allo stesso Consiglio i poteri di affidare consulenze ed incarichi professionali di importo superiore ai 250.000 euro.

Per restare su di un piano generale, si è posta la questione della applicabilità alla società GRTN delle disposizioni dell'art 24, quinto comma, della legge 27/12/2002 n. 289, disposizione relativa al ricorso alla trattativa privata nella PA, nonché dell'art 1 comma 9 del D.L. 12/7/2004 n. 168 convertito dalla legge 30/7/2004 n. 191, che pone limiti alla spesa annua del 2004, sostenuta dalle PA "per studi ed incarichi di consulenza conferiti a soggetti estranei", sancendo che detta spesa non può superare quella media sostenuta nel biennio 2001\2002 ridotta del 15%.

La cogenza dei limiti imposti dalla nuova normativa, oltre ad estendersi ben oltre i limiti di spesa, vincola il ricorso alle consulenze al rispetto di alcuni principi, imponendo così la motivazione nel caso di consulenze concernenti oggetti rientranti nelle competenze della struttura burocratica dell'Ente.

Dal GRTN erano state avanzate delle riserve a fronte della comunicazione della Corte dei Conti del 6 marzo 2003 con cui si trasmetteva copia della determinazione

della Sezione controllo Enti, relativa al ricorso alla trattativa privata, consentito solo "in casi eccezionali e motivati" dandone comunque comunicazione alla Corte dei Conti.

Sulla scorta proprio di un parere reso da un giurista esterno, il GRTN ebbe a sostenere la non equiparabilità alla P.A. di un soggetto privato, quale è il GRTN, dotato di autonomia imprenditoriale, anche se controllato totalmente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. In proposito la stessa Corte dei Conti con lettera 15/7/2003 chiariva che la norma in questione dovesse valere "almeno come indirizzo politico del Governo e del Parlamento che pone l'esigenza della limitazione dell'uso della trattativa privata o negoziazione diretta".

La menzionata legislazione sulle consulenze (legge 30 luglio 2004 n. 191) ha specificato che "le P.A., nell'esercizio dei diritti dell'azionista nei confronti delle società di capitali a totale partecipazione pubblica, adottano le opportune direttive per conformarsi ai principi di cui al presente comma. Le predette direttive sono comunicate in via preventiva alla Corte dei Conti".

In attuazione il Ministero dell'Economia ha trasmesso al GRTN, peraltro, solo in data 23 dicembre 2004 una apposita direttiva, con l'effetto che essa non ha dispiegato effetti per l'esercizio su cui si riferisce, oltre ad apparire meramente ripetitiva del dettato normativo.

Una soluzione organizzativa specifica è stata adottata, in materia di costi di Immagine e Comunicazione, in quanto in proposito il CdA del GRTN in data 21/10/2003 ha delegato al Presidente le relative attività, consentendogli di sottoscrivere tutte le convenzioni e gli atti contrattuali connessi, senza preventiva delega dello stesso CdA, fino ad un importo unitario di 100.000 euro.

In particolare, si deve segnalare, come risulterà evidente dalle tabelle riportate di seguito, un sensibile incremento di tale tipo di costi indotti da contratti di consulenza e di promozione di immagine.

Questa espansione se trova una sua giustificazione per l'AU e il GME, non trova analoga motivazione per il GRTN, che proprio nello spazio riservato alle spese per "Immagine e Comunicazione" ha registrato nel 2004, dopo la delibera del CdA del 21/10/2003, una espansione del 163%. La tabella seguente riporta il trend dei costi del GRTN analizzati nel periodo 2000-2004: