

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

#### B - SVILUPPO DELLA RETE

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

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

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

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

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

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

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

**PREVISIONI DELLA DOMANDA DI ENERGIA ELETTRICA PER AREE GEOGRAFICHE**

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

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

**C. ANDAMENTO DEI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI**

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

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

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

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

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

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

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

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

Come si è anticipato, con riferimento alla posizione del GRTN nell'ambito della filiera elettrica, sua responsabilità primaria è quella di garantire che la gestione della rete avvenga con continuità e sicurezza, finalità per le quali rileva essenzialmente il dispacciamento che è, in forza della definizione che ne dà il D. L.vo n.79\99, l'attività "diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari".

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

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

Nel dettaglio, il GRTN ha evidenziato come:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **3.4 - L'interruzione del servizio del 26 giugno 2003**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **Indisponibilita' di lunga durata - impianti > 10 MVA**

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

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

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

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

### **3.5 - L'interruzione del servizio del 28 Settembre 2003**

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

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

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

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

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

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

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

---

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

Al riguardo sono state prospettate due distinte ipotesi riguardanti rispettivamente:

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

---

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