

**ISTRUTTORIA CONOSCITIVA SULLE CAUSE, SUGLI SVILUPPI E
SULLE EVENTUALI RESPONSABILITÀ DELLE INTERRUZIONI DEL
SERVIZIO ELETTRICO VERIFICATE IN ESTESE ZONE DEL PAESE
NEL MESE DI GIUGNO 2003 E SU POSSIBILI MISURE URGENTI A
GARANZIA DEGLI INTERESSI DI UTENTI E CONSUMATORI**

Relazione finale

12 novembre 2003

Indice

| | |
|---|-----------|
| 1. Premessa | 4 |
| 2. La sicurezza del servizio elettrico: il quadro normativo | 5 |
| 2.1. Sicurezza degli approvvigionamenti | 6 |
| 2.2. Mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale | 8 |
| 2.3. Adeguatezza della capacità di trasporto e di interconnessione con l'estero | 10 |
| 2.4. Predisposizione e attuazione dei Piani di difesa | 11 |
| 3. Descrizione degli eventi | 12 |
| 3.1. Le condizioni generali che hanno influito sull'esercizio del sistema elettrico nazionale nel mese di giugno 2003 | 12 |
| 3.2. L'esercizio del sistema elettrico nazionale il 25 giugno 2003 | 13 |
| 3.3. La programmazione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale per il 26 giugno 2003 | 13 |
| 3.4. L'esercizio del sistema elettrico nazionale il 26 giugno 2003 | 15 |
| 3.5. L'esercizio del sistema elettrico nazionale nei giorni successivi al 26 giugno 2003..... | 16 |
| 4. Descrizione dell'estensione dei distacchi di fornitura di energia elettrica..... | 17 |
| 4.1. Distacchi operati sull'utenza diffusa..... | 17 |
| 4.2. Distacchi operati sui clienti interrompibili..... | 17 |
| 5. Analisi dei comportamenti dei soggetti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico del 26 giugno 2003 | 18 |
| 5.1. Compiti del Gestore della rete per la sicurezza del sistema elettrico nazionale | 18 |
| 5.2. Compiti del Gestore della rete e dell'Enel Spa in relazione all'applicazione delle clausole di modulabilità nel contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF | 19 |
| 5.2.1. <i>Compiti del Gestore della rete</i> | 20 |
| 5.2.2. <i>Compiti dell'Enel Spa, nella sua funzione vicaria di Acquirente unico</i> | 20 |
| 5.3. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei produttori di energia elettrica..... | 21 |
| 5.3.1. <i>La gestione dei programmi di produzione e di manutenzione degli impianti di produzione</i> | 21 |
| 5.3.2. <i>La remunerazione della capacità di riserva</i> | 24 |
| 5.3.3. <i>L'entità della capacità non disponibile per l'attività di dispacciamento</i> | 24 |
| 5.4. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei clienti interrompibili | 25 |
| 5.5. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei distributori di energia elettrica e delle amministrazioni interessate..... | 27 |
| 5.5.1. <i>L'armonizzazione e la verifica dei piani di interruzione programmata delle imprese distributrici</i> | 27 |
| 5.5.2. <i>Le modalità di comunicazione ai distributori e alle amministrazioni interessate</i> | 28 |
| 5.6. Gli interventi dei distributori nella gestione dei rapporti con clienti finali e amministrazioni interessate..... | 29 |
| 6. Conclusioni dell'istruttoria conoscitiva sulle interruzioni del servizio elettrico del 26 giugno 2003 | 29 |
| 6.1. Mancata adozione, da parte del Gestore della rete e dell'Enel Spa, di misure preventive o successive all'applicazione delle clausole di modulabilità nel contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF..... | 29 |
| 6.2. Indisponibilità di impianti di produzione ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili..... | 30 |

| | |
|---|-----------|
| 6.3 Mancata prestazione del servizio di riserva di potenza da parte di produttori che cedono energia elettrica al mercato vincolato | 32 |
| 6.4 Carenze nella gestione dei contratti con clausole di interrompibilità e delle procedure di emergenza | 32 |
| 7. Adozione di provvedimenti in esito all'istruttoria conoscitiva | 33 |
| | |
| Allegato A La remunerazione del servizio di riserva..... | 35 |
| A.1. Remunerazione della riserva nell'energia destinata al mercato vincolato..... | 35 |
| A.2. Remunerazione della riserva nell'energia destinata al mercato libero..... | 36 |
| A.3. Criteri di quantificazione della componente <i>rf</i> | 37 |

1. Premessa

Con delibera 1 luglio 2003, n. 72/03, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un'istruttoria conoscitiva allo scopo di valutare le cause, gli sviluppi e le eventuali responsabilità delle interruzioni del servizio elettrico verificatesi in estese zone del Paese nel mese di giugno 2003 e di individuare possibili interventi che l'Autorità o altre amministrazioni e soggetti competenti potrebbero adottare in via urgente, al fine di accrescere la sicurezza del sistema elettrico nazionale e tutelare gli interessi di utenti e consumatori.

Il 26 giugno 2003 il Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) ha adottato misure di difesa, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, in particolare il distacco delle forniture di energia elettrica ai clienti con clausola di interrompibilità e l'applicazione del primo livello di severità dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa, che hanno determinato una situazione di emergenza con interruzioni del servizio di fornitura di energia elettrica in estese zone del Paese.

Le misure di difesa sono state adottate in seguito al verificarsi di una serie concomitante di eventi congiunturali, quali:

- a) l'andamento meteo-climatico, con il conseguente consistente aumento del fabbisogno energetico, specie nelle ore di punta, rispetto ai valori storici;
- b) la limitazione della capacità e dell'efficienza nella produzione termoelettrica dovuta alle particolari situazioni climatiche (siccità ed elevate temperature);
- c) la riduzione di 800 MW dell'apporto dalla Francia relativamente al contratto di importazione tra la società Enel Spa (di seguito: l'Enel Spa) e l'Électricité de France (di seguito: l'EdF) che prevede clausole di modulabilità, secondo cui l'EdF può ridurre fino ad un massimo di 1.100 MW, per 52 volte all'anno, la potenza resa disponibile attraverso il medesimo contratto.

Questi eventi congiunturali hanno posto il sistema elettrico italiano in una situazione critica, anche a motivo delle concomitanti difficoltà strutturali, tra cui:

- a) il deficit di capacità di generazione disponibile, più volte richiamato dal Gestore della rete, e dovuto anche alle difficoltà incontrate nell'apprestamento di nuova e più efficiente capacità produttiva, nonostante le misure adottate dal Ministero delle attività produttive per semplificare e accelerare i processi autorizzativi alla costruzione di nuove centrali, tra le quali la legge n. 55/02¹;
- b) l'elevato grado di dipendenza del sistema elettrico nazionale da importazioni di energia elettrica non controllate in modo diretto dal Gestore della rete;
- c) la riduzione, tipica del periodo estivo, della capacità di interconnessione disponibile.

Le misure di difesa adottate dal Gestore della rete il 26 giugno 2003, pur interessando un numero molto elevato di utenti e clienti finali, hanno tuttavia consentito di limitare i gravi danni che sarebbero potuti derivare da un *black out* generalizzato, che avrebbe potuto evolvere fino alla separazione del sistema elettrico italiano dalla rete interconnessa europea.

La situazione di emergenza verificatasi il 26 giugno 2003 ha determinato l'adozione di misure, dirette ad individuare strumenti e azioni per migliorare le condizioni di sicurezza del servizio di fornitura di energia elettrica, tra cui si citano:

- a) la direttiva del Ministro delle attività produttive al Gestore della rete 25 giugno 2003;

¹ Legge 9 aprile 2002, n. 55, recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 84 del 10 aprile 2002 (richiamata come: legge n. 55/02).

- b) il decreto-legge 3 luglio 2003, n. 158, recante disposizioni urgenti per garantire la continuità delle forniture di energia elettrica in condizioni di sicurezza, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 153 del 4 luglio 2003;
- c) il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 200 del 29 agosto 2003, convertito in legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- d) la costituzione di un Gruppo di monitoraggio presso il Ministero delle attività produttive cui partecipano rappresentanti del Gestore della rete e delle imprese distributrici, nonché del medesimo Ministero e dell’Autorità;
- e) la costituzione di un Gruppo di lavoro presso il Ministero delle attività produttive per approfondire le cause che hanno determinato la situazione del 26 giugno 2003.

2. La sicurezza del servizio elettrico: il quadro normativo

È necessario, in via preliminare, ricostruire il quadro delle attribuzioni orientate alla garanzia della sicurezza del servizio elettrico.

Al più alto livello (a cui corrisponde una forma di tutela realizzata principalmente attraverso l’adozione di provvedimenti a carattere normativo) vi sono il Governo e l’Autorità, le cui responsabilità e funzioni, pur presentando punti di contatto, vengono assunte e svolte in modo indipendente e complementare.

Il decreto legislativo n. 79/99² conferma le indicazioni dell’articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95³, e mantiene in capo al Governo la *funzione di indirizzo politico generale*.

Per gli stessi fini, l’articolo 1, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che il Ministero delle attività produttive “*provvede alla sicurezza e all’economicità del sistema elettrico nazionale, e persegue tali obiettivi attraverso specifici indirizzi anche con la finalità di salvaguardare la continuità di fornitura e di ridurre la vulnerabilità del sistema stesso*”. L’articolo 3, comma 4, del medesimo decreto legislativo attribuisce al Ministero il compito di definire gli indirizzi strategici ed operativi del Gestore della rete.

All’Autorità, la legge n. 481/95 e il decreto legislativo n. 79/99 attribuiscono *funzioni e compiti di regolazione* che hanno per oggetto la definizione di norme o di provvedimenti a contenuto generale in forza delle quali l’Autorità promuove la concorrenza, la tutela degli interessi di consumatori e utenti, incentiva l’uso efficiente delle risorse, regolando i rapporti commerciali generati dall’esercizio delle attività rientranti nei servizi di pubblica utilità dei due settori di competenza, con riferimento sia al profilo delle condizioni economiche, sia al profilo delle condizioni di carattere tecnico del settore dell’energia elettrica.

Con riferimento a questo settore, l’Autorità definisce, tra l’altro, le condizioni tecniche ed economiche dell’attività di trasporto dell’energia elettrica sulle infrastrutture di rete (comprendente le attività di trasmissione, dispacciamento e distribuzione dell’energia elettrica) e di fornitura dell’energia elettrica destinata al mercato vincolato.

La cura diretta degli interessi pubblici nel settore dell’energia elettrica è affidata ad una pluralità di soggetti. In relazione all’obiettivo di garantire la sicurezza ed adeguatezza del servizio elettrico, è

² Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 75 del 31 marzo 1999 (richiamato come: decreto legislativo n. 79/99).

³ Legge 14 novembre 1995, n. 481, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità e istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità (richiamata come: legge n. 481/95).

possibile individuare i ruoli attribuiti a ciascuno di essi in termini di *sicurezza degli approvvigionamenti, mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale, adeguatezza della capacità di trasporto e di interconnessione con l'estero, predisposizione e attuazione dei piani di difesa.*

2.1. Sicurezza degli approvvigionamenti

La liberalizzazione del mercato elettrico, come prevista dal decreto legislativo n. 79/99 e dai successivi provvedimenti, comporta il venir meno della riserva dell'attività di produzione disposta a favore dell'Enel e degli obblighi, posti in capo al medesimo soggetto, di provvedere, ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della legge n. 1643/62⁴, alla “utilizzazione coordinata e al potenziamento degli impianti, allo scopo di assicurare con minimi costi di gestione una disponibilità di energia elettrica adeguata per quantità e prezzo alle esigenze di un equilibrato sviluppo economico del Paese”.

La liberalizzazione segna una evoluzione di assetto, con la progressiva sostituzione della *garanzia strutturale* degli approvvigionamenti (ovvero dell'obbligo, posto in capo all'Enel monopolista verticalmente integrato, di apprestare capacità produttiva) con la *garanzia commerciale* dei medesimi, ovvero dell'obbligo per determinati soggetti di operare come approvvigionatori di sistema, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti mediante la stipula di contratti con i produttori.

Nel sistema delineato dal decreto legislativo n. 79/99, l'attività di produzione è libera, e i vincoli per i produttori sono solo la conseguenza della conclusione di contratti di fornitura o di riserva con gli approvvigionatori di sistema, i quali debbono configurare contenutisticamente tali contratti in funzione dell'obiettivo della sicurezza degli approvvigionamenti.

Questa impostazione è alla base della deliberazione n. 36/02⁵, come modificata dalle deliberazioni n. 27/03⁶ e n. 67/03⁷, che impongono obblighi ai soggetti titolari di unità di produzione ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili (*stranded costs*⁸) di cui

⁴ Legge 6 dicembre 1962, n. 1643, recante Istituzione dell'Ente nazionale per la energia elettrica e trasferimento ad esso delle imprese esercenti le industrie elettriche, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 316 del 12 dicembre 1962 (richiamata come: legge n. 1643/62).

⁵ Deliberazione dell'Autorità 7 marzo 2002, n. 36/02, recante modificazione e integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2001, n. 317/01 recante condizioni transitorie per l'erogazione del servizio dispacciamento dell'energia elettrica n. 36/02, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 80 del 5 aprile 2002 (richiamata come: deliberazione n. 36/02).

⁶ Deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 27/03, recante modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 dicembre 2001, n. 317/01, recante condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 125 del 31 maggio 2003 (richiamata come: deliberazione n. 27/03).

⁷ Deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2003, n. 67/03, recante adozione di misure transitorie per l'efficienza e la sicurezza nell'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e nell'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento sul territorio nazionale (richiamata come: deliberazione n. 67/03).

⁸ Gli *stranded costs*, o costi incagliati, rappresentano rimborsi, aggiuntivi rispetto ai prezzi all'ingrosso previsti per l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, riconosciuti alle ex imprese produttrici-distributrici per i costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti sostenuti anteriormente alla data del 19 febbraio 1997 (data di entrata in vigore della direttiva 96/92/CE) che, per effetto della liberalizzazione, non possono essere altrimenti recuperati. Con riferimento agli impianti di generazione, l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili per il periodo 2000-2003 (periodo di applicazione degli *stranded costs* a seguito del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25) non è ancora stato completato. Nella memoria “Conversione del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico”, presentata dall'Autorità nell'audizione presso la X Commissione attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati del 28 febbraio 2003, è riportata una stima di massima pari a 1.000 milioni di euro.

all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000⁹ (di seguito: reintegrazione dei costi non recuperabili).

L'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, vigente alla data del 26 giugno 2003, prevede che l'Enel Spa e gli altri soggetti titolari di unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili devono mettere a disposizione del Gestore della rete le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi ai fini dell'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento.

A decorrere dall'1 luglio 2003, l'articolo 6, comma 1, della deliberazione n. 67/03, prevede che i produttori titolari delle unità di produzione che beneficiano della reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili, limitatamente a dette unità, purché siano rispettate talune condizioni tecniche, sono tenuti a partecipare al sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica denominato STOVE. Nell'ambito del sistema STOVE viene approvvigionata dall'Enel Spa l'energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato e parte dell'energia elettrica e della riserva che il Gestore della rete utilizza per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale.

Pur venendo progressivamente meno la garanzia strutturale, lo sviluppo della produzione di energia elettrica costituisce comunque uno degli obiettivi di politica energetica nazionale posti dal decreto legislativo n. 79/99. Tra i più recenti interventi in tal senso, la legge n. 55/02 introduce semplificazioni delle procedure amministrative per l'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda le funzioni svolte dagli approvvigionatori di sistema nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, è opportuno distinguere tra mercato vincolato e mercato libero, fermo restando che, venendo a mancare le garanzie strutturali per effetto della liberalizzazione, i margini di operatività degli approvvigionatori di sistema sono condizionati dall'energia e dalla capacità effettivamente disponibili.

* * *

Nel *mercato vincolato*, la sicurezza degli approvvigionamenti è garantita dalla società Acquirente unico Spa (di seguito: l'Acquirente unico) e, fino all'entrata in funzione del mercato elettrico, dall'Enel Spa, ai sensi dell'articolo 4, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99.

E' necessario avvertire che l'operatività dell'Enel Spa, nell'esercizio della predetta funzione vicaria, ha avuto, anche negli anni precedenti il 2003, una esplicitazione più ampia di quella originariamente prevista dall'articolo 4 del decreto legislativo n. 79/99, sino a coincidere con quella attribuita all'Acquirente unico.

Nella parte motiva della delibera n. 226/02¹⁰, l'Autorità ha rilevato che la "disponibilità ad utilizzare, nell'esercizio della funzione di garante *pro tempore* della fornitura ai clienti del mercato vincolato, la quota aggiuntiva di capacità di trasporto per la conclusione di contratti di importazione additivi rispetto a quelli vigenti all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99", "comporta l'esercizio da parte della società Enel Spa di una funzione vicaria dell'Acquirente unico ultronea, rispetto a quella meramente interinale prevista dall'articolo 4, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99". In altri termini, per effetto della delibera n. 226/02, l'Enel Spa ha avuto accesso ad una fonte di approvvigionamento per il mercato vincolato diversa da quelle operative all'entrata in

⁹ Decreto del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica del 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato.

¹⁰ Delibera dell'Autorità 23 dicembre 2002, n. 226, recante direttiva all'Enel Spa per la cessione al mercato vincolato dell'energia elettrica importata per l'anno 2003 (richiamata come: delibera n. 226/02).

vigore del decreto legislativo n. 79/99, riguardanti i contratti di importazione di energia elettrica in essere alla data dell'1 aprile 1999.

Successivamente è emerso che l'operatività dell'Enel Spa, nell'esercizio della sua funzione vicaria di Acquirente unico, ha avuto una esplicitazione ancora più ampia, essendo stato definito un accordo con le società costituite ai fini della cessione di capacità produttiva imposta dall'articolo 8 del decreto legislativo n. 79/99, in forza del quale è stata innovativamente organizzata (rispetto alle condizioni contrattuali e modalità vigenti all'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99) la gestione dell'approvvigionamento del mercato vincolato.

Attualmente, l'articolo 2, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 67/03, entrato in vigore l'1 luglio 2003, prevede che l'Enel Spa approvvigioni, nell'ambito del sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica denominato STOVE, l'energia elettrica destinata alla copertura della domanda residuale del mercato vincolato, a sua volta definita dall'articolo 10, comma 4, della deliberazione n. 67/03, pari alla differenza tra l'energia complessivamente destinata al mercato vincolato e: a) l'energia elettrica importata e destinata al mercato vincolato ai sensi della delibera n. 226/02; b) l'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 non collocata tramite le procedure concorsuali di cui al decreto del Ministro dell'industria 22 novembre 2002 e ceduta dal Gestore della rete al mercato vincolato. In questo senso, lo STOVE rafforza la *garanzia commerciale* degli approvvigionamenti, consentendo di sanzionare gli eventuali inadempimenti.

Ciò non esclude che nel periodo precedente all'entrata in vigore dello STOVE, l'Enel Spa, nell'esercizio della sua funzione vicaria di Acquirente unico, ai sensi dell'articolo 4, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, doveva adottare tutte le misure necessarie a far sì che fosse garantita al mercato vincolato la fornitura di energia elettrica di cui ai contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità, anche a fronte dell'applicazione delle clausole di modulabilità in essi contenute.

A maggior ragione, in considerazione dell'ampliamento dell'area di operatività nell'esercizio della predetta funzione vicaria, intervenuto per effetto della delibera n. 226/02, vigente alla data del 26 giugno 2003, l'Enel Spa avrebbe dovuto gestire i contratti pluriennali di importazione nella sua titolarità adottando ogni possibile cautela al fine di garantire al mercato vincolato l'intera fornitura contrattualizzata, anche a fronte dell'applicazione delle clausole di modulabilità.

* * *

Nel *mercato libero*, la sicurezza degli approvvigionamenti è garantita dal Gestore della rete attraverso l'attività di dispacciamento, disciplinata dalla deliberazione n. 27/03, come modificata dalla deliberazione n. 67/03 e, nell'ambito di questa, attraverso l'attività di scambio.

Il Gestore della rete provvede, nell'attuale fase transitoria, alla compensazione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e prelevata nelle reti con obbligo di connessione di terzi e destinata a clienti del mercato libero o ai clienti grossisti, approvvigionando l'energia elettrica necessaria qualora il saldo sia negativo. La provvista a ciò necessaria è reperita attraverso la sottoscrizione, con i soggetti indicati nell'articolo 2, comma 2, della deliberazione n. 27/03, di contratti di scambio.

2.2. Mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale

Il dispacciamento è definito dall'articolo 2, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, come l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari¹¹. Il dispacciamento è attività svolta in

¹¹ L'articolo 2, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, recante condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ai sensi

regime di riserva attribuita allo Stato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 e da questo conferita in concessione al Gestore della rete.

Le funzioni attribuite al Gestore della rete, quale concessionario del servizio di dispacciamento, sono stabilite dall'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, che prevede che il Gestore della rete “gestisca i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisca l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisca la rete senza discriminazione di utenti o categorie di utenti”.

Nella convenzione 17 luglio 2000¹² tali funzioni vengono ulteriormente specificate. L'articolo 4 della convenzione prevede che nell'espletamento del servizio il Gestore della rete persegua l'obiettivo di assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dall'Autorità, comunicando tempestivamente al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (poi Ministero delle attività produttive), in occasione di scioperi interessanti il settore elettrico, le eventuali incompatibilità con la continuità del servizio.

L'articolo 7 della convenzione 17 luglio 2000 dispone che il Gestore della rete provveda a gestire i flussi di energia elettrica, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari, nonché a garantire l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti.

L'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che il Gestore della rete, con propri provvedimenti, stabilisca le regole per il dispacciamento nel rispetto delle condizioni fissate dall'Autorità, atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento.

Tali condizioni sono state definite dall'Autorità con la deliberazione n. 95/01¹³, destinata ad operare dopo l'avvio del dispacciamento di merito economico, e, transitoriamente, dalla deliberazione n. 36/02 in vigore fino al 31 marzo 2003 e, nel periodo rilevante per la presente istruttoria conoscitiva, dalla deliberazione n. 27/03.

Alla data del 26 giugno 2003, le modalità per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento erano disciplinate dall'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, che prevede che l'Enel Spa e gli altri soggetti titolari di unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili mettano a disposizione del Gestore della rete le unità di produzione ammesse al medesimo meccanismo. Il medesimo articolo prevede altresì che qualora le risorse così approvvigionate non siano sufficienti alla copertura del programma differenziale nazionale, il Gestore della rete possa modificare prioritariamente i programmi di immissione delle unità di produzione

dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, definisce dispacciamento dell'energia elettrica l'insieme delle attività finalizzate ad assicurare: i) la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico; ii) l'affidabilità del servizio nei confronti degli utenti; iii) l'efficienza ed il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti e, in particolare, la minimizzazione del costo totale di produzione e di trasporto dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

¹² Convenzione tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e il Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa, allegata al decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 17 luglio 2000 recante “Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 178 dell'1 agosto 2000 (richiamata come: convenzione 17 luglio 2000).

¹³ Deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001, n. 95/01, recante condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 148 del 28 giugno 2001 (richiamata come: deliberazione n. 95/01).

ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili nonché, qualora necessario, i programmi di immissione delle restanti unità di produzione.

* * *

A conferma del passaggio dalla *garanzia strutturale* alla *garanzia commerciale* degli approvvigionamenti operano le disposizioni sulla riserva di potenza, che danno vita ad un secondo livello di garanzia commerciale, comune al mercato libero e al mercato vincolato.

Nell'esercizio del potere di indirizzo di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 ed al fine di porre il Gestore della rete nelle condizioni di adempiere gli obblighi di assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti, di cui all'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, all'articolo 3, comma 1, lettera d), della direttiva 21 gennaio 2000¹⁴ ha previsto che, fino alla data di entrata in funzione del mercato, di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, il Gestore della rete garantisca *il servizio di riserva di potenza tramite la stipula di apposite convenzioni con i produttori nazionali individuati con procedure trasparenti e non discriminatorie*, tenendo conto della necessaria diversificazione degli impianti; nelle convenzioni viene stabilita la remunerazione spettante ai produttori, su parere conforme dell'Autorità. Tale indicazione è stata ribadita dall'articolo 2, comma 1, della direttiva 7 agosto 2000¹⁵.

Di conseguenza, nella fase attuale, la garanzia della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato è assicurata in prima istanza dall'Enel Spa nella funzione vicaria di Acquirente unico e, in via sussidiaria, dal Gestore della rete.

2.3. Adeguatezza della capacità di trasporto e di interconnessione con l'estero

Lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e dell'interconnessione con l'estero, che deve tener conto dell'incremento nel tempo del fabbisogno nazionale di energia elettrica, nonché il mantenimento delle stesse in condizioni di efficienza, costituiscono condizioni essenziali per garantire e migliorare la sicurezza del servizio elettrico.

L'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che il Gestore della rete sia responsabile degli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, in modo da assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, e lo sviluppo della rete. Tale attività è soggetta agli indirizzi del Ministro delle attività produttive ai sensi dell'articolo 3, comma 4, penultimo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 ed è ulteriormente specificata nella convenzione 17 luglio 2000.

L'articolo 8, comma 1, della convenzione 17 luglio 2000 prevede che il Gestore della rete sia responsabile degli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, cui è obbligato ad attenersi il proprietario della porzione della medesima rete al fine di mantenere in perfetto stato di funzionamento gli impianti necessari per l'esercizio delle attività oggetto della concessione ed in modo da assicurare la regolarità di funzionamento con l'osservanza delle norme legislative e regolamentari in vigore.

¹⁴ Direttiva del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 21 gennaio 2000, recante direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 21 del 27 gennaio 2000 (richiamata come: direttiva 21 gennaio 2000).

¹⁵ Direttiva del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato 7 agosto 2000, recante ulteriori direttive per la società Gestore della rete di trasmissione nazionale, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 214 del 13 settembre 2000 (richiamata come: direttiva 7 agosto 2000).

L'articolo 9 della medesima convenzione stabilisce che il Gestore della rete, al fine di assicurare uno sviluppo della rete in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di erogazione del servizio, predisponga, sulla scorta degli indirizzi formulati dal Ministero delle attività produttive, un programma triennale contenente le linee di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, definito sulla base della previsione della domanda da soddisfare nel triennio successivo e delle necessità di potenziamento delle reti di interconnessione con l'estero. Tale programma è approvato dal Ministero delle attività produttive, che ne verifica la rispondenza alle norme di legge, agli indirizzi di cui all'articolo 3, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99 ed agli obiettivi derivanti dalla convenzione 17 luglio 2000.

2.4. Predisposizione e attuazione dei Piani di difesa

Un sistema elettrico è in condizione di funzionamento normale quando vi è corrispondenza tra domanda di carico e produzione. Tale condizione può evolvere in condizione di allarme od emergenza qualora intervengano uno o più eventi, anche in rapida successione o non controllabili, come lo scatto di gruppi di generazione, il fuori servizio di linee a 380 kV o di stazioni elettriche con carichi importanti, che facciano venire meno questa corrispondenza.

I Piani di difesa di un sistema elettrico sono l'insieme di misure ed azioni volte a mantenere o riportare il sistema in condizione di normalità. I Piani di difesa del sistema elettrico nazionale attualmente in uso sono quelli predisposti dal Gestore della rete e pubblicati nel suo sito internet (versione n. INSTX.1006 del 17 maggio 2000).

Tra i Piani di difesa, ed in particolare tra i Piani di difesa a rete interconnessa, non disgiunta dalle reti di interconnessione europee, è compreso il Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (di seguito: il PESSE). Il Piano di emergenza è predisposto al fine di prevenire situazioni di *black out*, intervenendo qualora un'area di rete elettrica risulti soggetta ad un deficit prolungato di produzione. Esso si traduce in un programma di distacchi a rotazione per fasce orarie di un'ora e mezza (90 minuti) ciascuna, ai quali partecipa l'utenza diffusa (utenza in bassa e media tensione) nel periodo di tempo compreso tra le 7.30 e le 16.30 e, la grande industria, nel periodo compreso tra le ore 16 e le ore 20. La potenza complessiva dei carichi interessata dai distacchi programmati a rotazione varia in funzione del livello di rischio¹⁶ valutato dal Gestore della rete ai fini del mantenimento in condizioni di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico nazionale.

La materia è disciplinata dalla deliberazione Cipe n. 91/79¹⁷ che pone in capo all'Enel, al tempo monopolista verticalmente integrato, ed alle "altre imprese distributrici" l'obbligo di adottare "un piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico" (PESSE), predisposto al fine di:

- a) ridurre, per quanto possibile in modo programmato, nei casi ove risulti necessario per evitare più gravi disservizi, la richiesta di energia elettrica per adeguarla alle disponibilità consentite dalle condizioni di emergenza anche in relazione alla situazione delle disponibilità locali;
- b) operare tale riduzione mediante distacchi selettivi e programmati, in modo da determinare il minor disagio per la collettività nazionale;
- c) assicurare, per quanto possibile, il mantenimento dei servizi pubblici essenziali.

Il PESSE è articolato per aree geografiche e l'utenza è suddivisa in gruppi. A ciascun gruppo è assegnato un turno di rischio di disalimentazione di durata massima predeterminata.

¹⁶ Nel PESSE sono individuati cinque livelli di rischio, cui sono associati distacchi crescenti di carico (5% per il primo livello di rischio, 10% per il secondo livello di rischio, 15% per il terzo livello di rischio, 20% per il quarto livello di rischio e 25% per il quinto livello di rischio).

¹⁷ Deliberazione del Comitato interministeriale della programmazione economica (Cipe) 6 novembre 1979, recante programma Enel – Piano emergenza per la sicurezza del servizio elettrico, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 315 del 19 novembre 1979 (richiamata come: deliberazione Cipe n. 91/79).

Al fine di garantire la tutela dell'utenza, sotto il profilo della informazione e della conseguente possibilità di predisporre adeguate misure atte a prevenire danni dalla interruzione, l'articolo 6 della deliberazione Cipe n. 91/79 stabilisce che "l'Enel e le altre imprese distributrici provvedano a dare diffusione delle misure contenute nei piani di emergenza, avvalendosi, per lo scopo, dei mezzi radiotelevisivi, della stampa e di ogni altro opportuno mezzo di comunicazione, anche in collaborazione con gli Enti locali".

Il Piano di riaccensione, predisposto dal Gestore della rete, è attuato qualora sul sistema elettrico od anche su limitate porzioni di rete si verificano situazioni di *black out*. Il Piano di riaccensione attualmente in uso è quello pubblicato nel sito *internet* del Gestore della rete, versione n. DRRTX03001 del 21 gennaio 2003.

3. Descrizione degli eventi

3.1. *Le condizioni generali che hanno influito sull'esercizio del sistema elettrico nazionale nel mese di giugno 2003*

Nel mese di giugno 2003 sono state registrate in Italia, già a partire dalla prima settimana, temperature particolarmente elevate e anomale, sia per l'anticipo stagionale rispetto alla norma che per la durata ininterrotta. Tali condizioni atmosferiche, accompagnate da condizioni di siccità prolungata, hanno ridotto il regime idrologico dei principali corsi d'acqua, specie nelle regioni settentrionali del Paese.

Ne sono conseguiti un consistente aumento del fabbisogno energetico rispetto ai valori storici, specie nelle ore di punta, e una limitazione della capacità efficiente di produzione termoelettrica dovuta sia all'innalzamento della temperatura ambiente, che alla riduzione delle portate d'acqua disponibili per i sistemi di raffreddamento delle centrali elettriche, ciò che ha ulteriormente ridotto il grado di disponibilità del parco di generazione nazionale.

Nella *Relazione sugli eventi del 26 giugno 2003* del Gestore della rete, approvata dal Consiglio di amministrazione del gestore medesimo in data 3 luglio 2003 (di seguito: *Relazione del Gestore della rete*), si afferma che per tutto il mese di giugno è stato impegnato l'intero parco disponibile e si è pertanto operato in assenza di riserva fredda, definita come la riserva di potenza erogabile dai gruppi fermi con tempi di avviamento rapidi (da alcuni minuti ad alcune decine di minuti) e lunghi (da alcune ore a qualche giorno). La riserva fredda costituisce parte della riserva operativa limitatamente a quei gruppi in grado di erogare potenza con tempi massimi di avviamento di alcune decine di minuti.

Nelle settimane precedenti il 26 giugno 2003, secondo la medesima *Relazione del Gestore della rete*, alla progressiva crescita del fabbisogno ha fatto riscontro una riduzione, sino all'insufficienza, dei margini di sicurezza, con conseguente ricorso a frequenti distacchi dell'utenza interrompibile. Il particolare regime idrologico determinato dalla prolungata siccità e dalle alte temperature ha portato l'amministrazione regionale del Veneto ad autorizzare, con decreto del 13 giugno, l'utilizzo dei quattro gruppi da 660 MW ciascuno della centrale di Porto Tolle anche nelle particolari condizioni idrologiche determinatesi nel mese di giugno. Ciononostante la centrale di Porto Tolle non ha mai prodotto, sino al 26 giugno, più di 850 MW rispetto ad una disponibilità attesa di 2.400 MW. Secondo la *Relazione del Gestore della rete*, nelle particolari condizioni climatiche verificatesi nel mese di giugno 2003, i limiti relativi alla temperatura degli scarichi termici delle centrali termoelettriche, di cui alla nota 1, della tabella 3, allegato 5, del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152, come modificato e integrato dal decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 258, hanno determinato una limitazione all'utilizzo in condizioni nominali di altre centrali termoelettriche per ulteriori 900 MW circa.

Nella Relazione del Gestore della rete si evidenzia che il periodo dal 23 al 29 giugno ha presentato, in sede di programmazione settimanale, difficoltà particolari rispetto a quanto prevedibile il venerdì della settimana precedente, con la previsione di margini di sicurezza insufficienti, anche se ancora fronteggiabili attraverso il distacco dei clienti interrompibili.

3.2. L'esercizio del sistema elettrico nazionale il 25 giugno 2003

Il 25 giugno 2003, alle ore 11, il sistema elettrico nazionale presentava, in corrispondenza di una domanda pari a circa 52.400 MW, una riserva operativa pari a circa 1.200 MW, costituita prevalentemente da impianti idroelettrici, essendo tutti gli impianti turbogas destinati a servizi di modulazione e picco disponibili già in servizio. La riserva operativa è definita come somma della cosiddetta "riserva rotante", generata dai gruppi idroelettrici in parallelo al sistema elettrico e dai gruppi termoelettrici in parallelo con potenza superiore al minimo tecnico, e della quota di "riserva fredda" generata dai gruppi fermi ma con tempi di avviamento rapidi, compresi tra pochi minuti e alcune decine di minuti.

A causa di avarie e di ingenti limitazioni dovute alle particolari condizioni ambientali, la disponibilità di capacità produttiva degli impianti termoelettrici si riduceva di 2.250 MW.

Per compensare tali minori apporti, il Gestore della rete ha richiesto ai produttori l'utilizzazione di tutta la riserva disponibile (1.200 MW circa), richiedendo altresì al Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (di seguito: la RTE) di potersi avvalere della "riserva in comune" dalla Francia, che è stata concessa per ulteriori 300 MW.

Si è reso necessario ricorrere al distacco delle utenze con clausola di interrompibilità per circa 900 MW, di cui 610 MW circa relativi a clienti interrompibili senza preavviso, al fine di garantire l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica, assicurando così l'equilibrio del sistema elettrico nazionale.

Dopo le ore 18:00, a seguito della diminuzione della domanda, si ripristinavano condizioni di funzionamento normali per il sistema elettrico.

3.3. La programmazione dell'esercizio del sistema elettrico nazionale per il 26 giugno 2003

Il 25 giugno 2003, nel corso dell'attività di programmazione per il giorno successivo, il Gestore della rete ha previsto elementi di criticità per la copertura del fabbisogno energetico del 26 giugno, ravvisando l'insufficienza di riserva operativa atta a garantire adeguati livelli di sicurezza del sistema. Ciò come conseguenza dei due eventi seguenti:

- a) la previsione di aumento del fabbisogno alla punta, con possibili picchi di domanda fino a 52.851 MW alle ore 11 e 53.186 MW alle ore 16, superiori per la prima volta a quelli registrati nel periodo invernale (52.590 MW il 12 dicembre 2002);
- b) la comunicazione da parte dell'EdF, avvenuta alle ore 9:22, dell'applicazione della clausola di modulabilità, con la conseguente indisponibilità, tra le ore 8.00 e le ore 20.00 della medesima giornata, di 800 MW relativi al contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF.

Secondo quanto comunicato all'Autorità con lettera dell'Enel Spa in data 23 settembre 2003, prot. n. A/133 (prot. Autorità n. 025642 del 24 settembre 2003), il 25 giugno 2003, alle ore 9:22, l'EdF ha comunicato all'Enel Spa l'intenzione di non fornire, per il successivo 26 giugno, la potenza denominata P4 (1100 MW) e di limitare la fornitura della potenza denominata P5 (300 MW) dalle ore 0 alle ore 6. Alle ore 9:23, l'Enel Spa ha informato il Gestore della rete della comunicazione dell'EdF. Secondo accordi intercorsi tra il Gestore della rete, che non è intestatario del contratto, e l'EdF, nei casi in cui il preavviso di modulazione del contratto da parte dell'EdF sopraggiunga con meno di 24 ore di anticipo, viene applicata dall'EdF una riduzione di potenza pari a 800 MW, anziché pari all'intera potenza contrattualmente modulabile.

Le risorse di produzione previste come disponibili il 26 giugno 2003 per la copertura del fabbisogno energetico del sistema elettrico nazionale e l'esercizio in sicurezza del medesimo sistema risultavano pertanto insufficienti in molte ore della giornata, e soltanto una riduzione a programma del fabbisogno di 1.600 MW, dalle ore 9 alle ore 19, avrebbe potuto consentire l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica in condizioni di sicurezza. Il Gestore della rete ha pertanto previsto di conseguire detta riduzione a programma per 1.600 MW circa mediante due tipi di intervento:

- a) variazione del *set-point* della tensione di riferimento dei trasformatori AT/MT per la riduzione del carico a parità di consumi, avvalendosi della procedura SET POINT 2;
- b) disalimentazione dei clienti con clausola di interrompibilità, sia in tempo reale che con preavviso.

La previsione del fabbisogno formulata dal Gestore della rete per il 26 giugno risultava, dopo la riduzione a programma di 1.600 MW per dieci ore, pari a 51.060 MW alle ore 11 e 51.400 MW alle ore 16.

La riserva operativa prevista in corrispondenza delle punte del 26 giugno risultava pertanto pari a circa 1.600 MW, di cui oltre 1.200 MW da impianti idroelettrici.

Nelle prime ore del pomeriggio del 25 giugno, secondo quanto riportato nella Relazione del Gestore della rete, si è verificato un ulteriore grave fattore di rischio per l'esercizio del giorno successivo, associabile alle severe limitazioni produttive, fino alla possibile chiusura, imposte della centrale di La Casella (1.200 MW), a causa del basso livello del fiume Po in provincia di Piacenza. La riserva operativa prevista in corrispondenza delle punte del 26 giugno risultava pertanto potenzialmente ridotta a circa 400 MW.

Il Gestore della rete ha richiesto alla RTE di accedere alla riserva in comune per il giorno successivo, attivando la fornitura supplementare di 300 MW (*Emergency Contract*). Prima delle ore 17, RTE comunicava la disponibilità alla riserva in comune per il giorno successivo, previa verifica al momento della richiesta, essendo legata alle condizioni di esercizio del sistema elettrico francese.

Il Gestore della rete ha valutato quindi l'assenza, in entità e durata, di una riserva operativa atta a garantire accettabili livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale per il 26 giugno e conseguentemente, anche alla luce della lunga durata prevista per le disalimentazioni dei clienti interrompibili (10 ore), ha ravvisato la necessità di adottare l'applicazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa alimentata in bassa e media tensione, nell'ambito del PESSE, prevedendo un distacco a rotazione di utenza diffusa per una potenza equivalente pari a circa 1.200 – 1.300 MW. A tal fine, il Gestore della rete:

- a) alle ore 17.58 ha avvertito il Ministero delle attività produttive della decisione di richiedere ai distributori l'attivazione del PESSE per salvaguardare la sicurezza del sistema;
- b) alle ore 19.21 ha comunicato, via fax, ai distributori Acea (Roma), Aceagas (Trieste), AE (Bolzano), AEM (Milano), AEM (Torino), AGSM (Verona), ASM (Brescia) e Enel distribuzione, già avvertiti per le vie brevi, la richiesta di predisporre le azioni preliminari necessarie all'eventuale attivazione del primo livello di rischio del PESSE per il 26 giugno, a partire dalle ore 9, per un totale di circa 1.300 MW attesi. Circa i termini di preavviso, le lettere pervenute all'Autorità da parte dei distributori coinvolti dai distacchi programmati in merito alla descrizione degli eventi sono imprecise circa l'ora in cui è stato effettivamente dato il preavviso, da parte del Gestore della rete, per le vie brevi: alcuni di essi riferiscono di essere stati avvertiti telefonicamente nel pomeriggio, mentre l'Acea afferma di essere stata avvertita alle ore 18 circa. Nei fax trasmessi ai distributori alle ore 19.21, il Gestore della rete ha evidenziato che tutti gli obblighi di preavviso ed informativa di tutte le utenze interessate da una possibile disalimentazione sono nella completa responsabilità dei distributori medesimi,

mentre l'attuazione effettiva del piano e il relativo orario di applicazione sarebbe stata comunicata successivamente.

Secondo la Relazione del Gestore della rete, il programma di produzione definito per il 26 giugno 2003 prevedeva (nell'ordine) le seguenti azioni correttive:

- a) variazione del *set-point* delle tensioni di riferimento dei regolatori sotto carico dei trasformatori AT/MT in ambito nazionale;
- b) disalimentazione dei clienti finali interrompibili con preavviso;
- c) attuazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa, a seguito di conferma via fax ai distributori interessati.

3.4. L'esercizio del sistema elettrico nazionale il 26 giugno 2003

Secondo quanto riportato dalla Relazione del Gestore della rete, la curva del fabbisogno di potenza relativa al 26 giugno 2003 presentava, già prima delle ore 9, un dinamica in aumento decisamente sostenuta tanto da raggiungere, prima delle ore 9, un valore prossimo ai valori massimi di domanda previsti per il 26 giugno alle ore 11 e 16 dopo le riduzioni di carico previste.

Dal punto di vista della disponibilità di capacità produttiva rispetto ai valori previsti, alle ore 6:50 si è verificato il fuori servizio della sezione n. 4 della centrale di Montalto di Castro (-775 MW) che è rientrato in esercizio alle ore 7:30, concludendo la progressiva ripresa di carico fino al raggiungimento del valore massimo solo alle ore 13. Alle ore 8:07 si è verificato il fuori servizio del gruppo n. 2 di Portoscuso (-115 MW), provocando un abbassamento della frequenza di rete in Sardegna tale da rendere necessario l'immediato distacco (ore 8:09) degli utenti con contratto di interrompibilità in tempo reale.

Per fronteggiare le condizioni di emergenza previste per il 26 giugno e ulteriormente aggravate dalla situazione sopra descritta, il Gestore della rete, in qualità di responsabile del dispacciamento:

- a) ha richiesto ai distributori interessati dal piano di emergenza di applicare, nel periodo compreso tra le ore 7.30 e le ore 18, la procedura SET POINT 2 che prevede di agire sui variatori di rapporto dei trasformatori AT/MT per abbassare la tensione al fine di contenere artificialmente il carico;
- b) a partire dalle ore 8.30, ha confermato, a mezzo di telefono e fax, ai distributori interessati l'attuazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione di utenza diffusa, da attuarsi a partire dalle ore 9;
- c) alle ore 8.45, mediante il sistema Banco Manovra Interrompibili (di seguito: sistema BMI), ha inviato il comando di distacco alle utenze interrompibili con preavviso su tutto il territorio nazionale, ad eccezione della Sardegna, dove si era già provveduto al distacco delle utenze interrompibili in tempo reale già dalle ore 8.09;
- d) alle ore 9.02 ha inviato il comando di distacco alle utenze interrompibili con preavviso sul territorio della Sardegna;
- e) ha reiterato la richiesta alla RTE di poter ricorrere alla riserva in comune; in esito a tale richiesta RTE consentiva la fornitura di 300 MW solo dalle ore 14.00 alle ore 18.00, negando tale riserva nel periodo tra le ore 11 e le ore 14;
- f) con successiva informativa ai distributori ha comunicato il termine dell'applicazione del primo livello di rischio del PESSE alle ore 16.30.

Poiché dal lato dell'offerta si registrava un'ulteriore riduzione, rispetto alle previsioni del 25 giugno 2003, della capacità disponibile a causa di un minore apporto di circa 600 MW dagli impianti appartenenti a produttori che cedono l'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n.

6/92¹⁸, municipalizzate e autoproduttori, e a causa di ulteriori riduzioni di immissioni in rete per circa 800 MW a causa delle limitazioni di tipo ambientale sulle temperature degli scarichi termici, il Gestore della rete ha esteso l'applicazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione di utenza diffusa, all'intervallo 10:30–12:00.

Il Gestore della rete, valutata insufficiente la riserva disponibile e nonostante l'accesso alla riserva in comune con la Francia a partire dalle ore 14, ha deciso di estendere ulteriormente il primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione di utenza diffusa fino alle ore 16:30.

A seguito dell'ulteriore perdita di capacità di generazione dovuta al fuori servizio di diversi gruppi termoelettrici per un totale di 550 MW (Vado Ligure n. 3, 300 MW, alle ore 13:54, e Porto Corsini n. 3E, 250 MW, alle ore 14:11), alle ore 14.30 il Gestore della rete ha richiesto l'utilizzo di tutti gli impianti idroelettrici a bacino e a serbatoio disponibili sul territorio nazionale in grado di garantire una produzione continuativa di circa 1.300 MW per 3 ore. Secondo la Relazione del Gestore della rete, a partire dalle ore 14.30 l'unica riserva residuale a fronteggiare eventuali incidenti di rete o ulteriori perdite di capacità di generazione era individuabile unicamente nelle utenze interrompibili in tempo reale che, ad eccezione della Sardegna, non erano ancora state disalimentate.

Alle ore 16.30 si concludeva, come previsto, l'applicazione del piano di distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa.

La potenza media dei distacchi richiesti dal Gestore della rete per l'attuazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa, è stata pari a circa 1.700 MW per ogni fascia della durata di un'ora e mezza compresa tra le ore 9 e le ore 16:30. (si veda anche il capitolo 4).

Alle ore 16.52, in concomitanza con la fase discendente del fabbisogno, nonostante il fuori servizio del gruppo n. 1 di Montalto di Castro (-650 MW) che ha richiesto il completo utilizzo dei margini disponibili al momento, non si è reso necessario il distacco degli utenti interrompibili in tempo reale.

Dopo le ore 18:30, con il decremento del fabbisogno, venivano ripristinate le condizioni di funzionamento normale del sistema elettrico con la cessazione della disalimentazione sia dell'utenza diffusa che dei clienti interrompibili con preavviso, ad eccezione della Sardegna ove le utenze interrompibili con preavviso restavano disalimentate fino alle ore 2:10 del 27 giugno 2003, a causa dell'insufficiente produzione sull'isola e della saturazione, in importazione, della capacità del cavo di interconnessione (SACOI).

3.5. L'esercizio del sistema elettrico nazionale nei giorni successivi al 26 giugno 2003

Nei giorni successivi al 26 giugno 2003, pur perdurando condizioni di criticità in termini di margini di riserva, non essendosi più verificate riduzioni degli apporti dall'estero nei contratti di importazione e grazie anche all'assenza di guasti sul sistema di trasmissione nazionale, il Gestore della rete non ha richiesto l'applicazione del primo livello di rischio del PESSE, anche se ha dovuto procedere in diverse occasioni alla disalimentazione dei clienti interrompibili.

Il 17 luglio 2003, a causa di condizioni meteorologiche particolari e pur in presenza di severe limitazioni alle centrali di generazione situate sull'asta del Po provocate dalla perdurante siccità, la

¹⁸ Provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (Cip) 29 aprile 1992, n. 6/92, recante prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, come modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 186 del 10 agosto 1994 (richiamato come: provvedimento Cip n. 6/92).

domanda di energia ha fatto registrare un record storico, pari a 53.100 MW, senza peraltro richiedere l'attuazione di piani di distacco programmati dell'utenza diffusa. Detta punta di domanda è risultata superiore sia alla punta precedente verificatasi il 25 giugno 2003 (52.385 MW) e addirittura superiore al massimo storico finora raggiunto nel periodo invernale (12 dicembre 2002, pari a 52.590 MW).

Per i giorni 23, 24 luglio e 29 agosto il Gestore della rete ha nuovamente annunciato ai distributori la possibilità di procedere all'applicazione del primo livello di rischio del PESSE nel periodo compreso tra le ore 9 e le ore 18, senza che tale applicazione si sia resa necessaria. In alcuni giorni del mese di luglio e dell'ultima settimana di agosto si sono tuttavia resi necessari distacchi dei clienti interrompibili (si veda anche il capitolo 4).

4. Descrizione dell'estensione dei distacchi di fornitura di energia elettrica

4.1. Distacchi operati sull'utenza diffusa

Le imprese di distribuzione che il 26 giugno 2003 hanno effettuato i distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa hanno comunicato all'Autorità il numero dei clienti finali coinvolti dai distacchi per ciascuna fascia oraria di un'ora e mezza nel periodo compreso tra le ore 9 e le 16.30, valutati in base ai programmi di distacco operati dalle medesime imprese e al numero medio di clienti collegati su ciascuna linea che subisce i distacchi programmati di carico.

Nella tabella 1 è riepilogata la situazione del numero di clienti finali interessati dai piani di interruzioni del servizio elettrico il 26 giugno 2003 a seguito dell'applicazione del primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione, suddivisi per ciascuna impresa distributrice. Il numero totale dei clienti finali appartenenti alla cosiddetta utenza diffusa che hanno subito interruzioni del servizio elettrico il 26 giugno 2003 risulta stimato in circa 7,3 milioni di utenti, di cui circa il 91% collegati alla rete della società Enel distribuzione Spa (di seguito: l'Enel distribuzione).

Per disporre di dati a consuntivo circa il numero dei clienti finali coinvolti e la durata effettiva delle interruzioni, occorre elaborare le registrazioni delle singole interruzioni, relative ad un numero considerevole di eventi (circa 6.000 per la sola Enel distribuzione): tali elaborazioni sono necessarie ai fini della definizione degli standard di qualità del servizio per l'anno 2003, ma non tali da modificare significativamente i dati già trasmessi.

Nella tabella 2 si riporta, per l'Enel distribuzione, la ripartizione geografica regionale degli utenti interessati dalle interruzioni.

Nella tabella 3 si riporta la distribuzione per fascia oraria e per i raggruppamenti regionali utilizzati dal Gestore della rete per i distacchi di carico, in termini di potenza per ciascuna fascia, richiesti dal Gestore della rete alle imprese di distribuzione il 26 giugno 2003.

4.2. Distacchi operati sui clienti interrompibili

I clienti interrompibili sono clienti collegati alla rete di alta e altissima tensione che, a fronte di vantaggi in termini di minori prezzi delle forniture di energia elettrica, possono subire, in caso di necessità, disalimentazioni direttamente operate dal Gestore della rete. I clienti interrompibili sono divisi in due classi:

- a) clienti *interrompibili in tempo reale (o senza preavviso)*, con tempi di disalimentazione contenuti entro 0,2-0,5 secondi dal comando di distacco;
- b) clienti *interrompibili con preavviso*, con tempi di disalimentazione previsti entro 15 minuti dalla richiesta.

Attualmente¹⁹ l'ammontare della potenza relativa ai clienti interrompibili con preavviso è pari a 1.000 MW, di cui 912 MW distaccabile con il sistema BMI, mentre la potenza interrompibile senza preavviso è pari a 1.200 MW, di cui 1.143 MW distaccabile con il sistema BMI. Pertanto la potenza complessivamente interrompibile distaccabile dal sistema BMI è pari a 2.055 MW, a fronte di un totale di potenza interrompibile pari a 2.200 MW, ripartita su 126 impianti e 84 clienti. Il Gestore della rete ha predisposto procedure operative per distaccare, in caso di necessità, i 145 MW rimanenti.

I clienti interrompibili, con o senza preavviso, hanno subito distacchi di carico nel corso di diversi giorni del mese di giugno e di luglio per far fronte alla situazione di deficit di offerta mantenendo un adeguato grado di sicurezza nell'esercizio del sistema elettrico nazionale. Le tabelle 4 e 5 riportano l'entità, in termini di potenza, dei distacchi richiesti e operati dal Gestore della rete e mettono in evidenza, oltre alla significativa differenza tra distacchi richiesti ed operati per le ragioni riportate in calce alle tabelle medesime, anche le difformità, dal punto di vista della gerarchia di disalimentazione delle due tipologie di clienti interrompibili, tra quanto previsto dalla procedura di gestione del sistema BMI, di cui al paragrafo 5.4, e l'effettivo comportamento tenuto dal Gestore della rete.

5. Analisi dei comportamenti dei soggetti coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico del 26 giugno 2003

5.1. Compiti del Gestore della rete per la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Talune affermazioni riportate dal Gestore della rete nella Relazione sugli eventi del 26 giugno 2003 contrastano con i compiti che la normativa vigente gli attribuisce, come evidenziato nel capitolo 2.

La Relazione sugli eventi del 26 giugno 2003, pur mettendo in evidenza che “il Gestore della rete esercita le attività di trasmissione, dispacciamento e gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, garantendo l'adempimento di ogni obbligo volto ad assicurare la continuità, la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti”, riporta successivamente le seguenti affermazioni:

- a) “considerato che non compete al Gestore della rete approvvigionare le risorse di potenza necessarie a garantire la copertura del fabbisogno, assicurare continuità e sicurezza *a risorse date* vuol dire che, con la potenza resa disponibile dai proprietari degli impianti di generazione nazionale e dall'estero in ogni dato momento, il Gestore della rete ha l'obbligo di garantire il servizio in ragione del fabbisogno richiesto nello stesso momento”;
- b) “il Gestore, per legge:
 - non ha la proprietà degli impianti e della rete;
 - non produce;
 - non distribuisce;
 - non ha rapporti con gli utenti finali, con l'unica eccezione dei cosiddetti clienti interrompibili, autorizzata espressamente con decreti ministeriali e delibere dell'Autorità.

Il dispacciamento operato dal Gestore, come previsto dal decreto legislativo 79/99, è pertanto di tipo *passante*, vale a dire che il Gestore, ricevuti i programmi dai produttori, li rende compatibili con la gestione tecnica della Rete e con eventuali vincoli strutturali della stessa”;

¹⁹ Come risulta dalla lettera del Gestore della rete in data 10 giugno 2003 (prot. n. AD/P2003000157, prot. Autorità n. 018833 del 12 giugno 2003)

- c) “il concetto di *continuità del servizio* va inteso in relazione a questo tipo di dispacciamento, alla specificità del servizio elettrico e alla circostanza che nessun sistema elettrico al mondo è in grado di garantire, in qualsiasi condizione esterna e in presenza di qualsiasi situazione tecnica degli impianti, la continuità assoluta, senza alcuna interruzione o senza alcun degrado del servizio stesso”.

Anche nella comunicazione ai dipendenti da parte dell'Amministratore delegato del Gestore della rete (dott. Pierluigi Parcu) in data 2 luglio 2003 si mette in evidenza come, tra i compiti del Gestore della rete in materia di sicurezza del sistema elettrico e continuità del servizio, “non fa capo al Gestore della rete l'obbligo di approvvigionare le risorse necessarie a garantire la copertura del fabbisogno. Il Gestore della rete ha l'obbligo di garantire il servizio, in ragione della potenza resa disponibile in un dato momento dai proprietari degli impianti di generazione nazionali e dall'estero, e del fabbisogno richiesto nello stesso momento”.

Di contro, come riportato nel paragrafo 2.1, il Gestore della rete è responsabile della sicurezza del sistema elettrico nazionale e del mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel medesimo sistema elettrico nazionale attraverso l'esercizio dell'attività di dispacciamento ai sensi dell'articoli 3, commi 2 e 6, del decreto legislativo n. 79/99, degli articoli 3, 4 e 7 della convenzione 17 luglio 2000 e della direttiva 21 gennaio 2000. Tale responsabilità del Gestore della rete è altresì ribadita da diversi provvedimenti dell'Autorità, in particolare dalle deliberazioni n. 95/01, n. 36/02 e n. 27/03.

5.2. Compiti del Gestore della rete e dell'Enel Spa in relazione all'applicazione delle clausole di modulabilità nel contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF

Tra le cause all'origine delle interruzioni nella fornitura di energia elettrica il 26 giugno 2003 rientra anche la mancata disponibilità di circa 800 MW importati dalla Francia nell'ambito del contratto di importazione, stipulato con l'EdF, di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato di cui è titolare l'Enel Spa.

Secondo quanto riportato dalla pubblicazione *Power in Europe* del 7 luglio 2003, già il 25 giugno 2003 in Germania, durante le negoziazioni del giorno prima, erano stati raggiunti prezzi dell'energia elettrica fino a 170 euro/MWh, a causa di problemi di approvvigionamento di energia elettrica in importazione dalla Danimarca. Secondo la medesima pubblicazione, l'interruzione di 800 MW di forniture all'Italia sarebbe da ascrivere ai maggiori livelli di prezzo che potevano essere realizzati sul mercato tedesco.

Il Gestore della rete ha sostenuto, in diverse comunicazioni ufficiali²⁰, che “considerata la specifica finalizzazione dei contratti (in essere con l'EdF) alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato, la mancata messa a disposizione, riferibile ad Enel, di 800 MW di offerta tramite l'import dovrebbe essere compensata tramite disponibilità di altra capacità. Appare pertanto indispensabile che l'Enel adotti le misure organizzative più idonee per evitare che le concrete modalità commerciali di gestione del contratto siano suscettibili di avere ripercussioni negative sulla gestione tecnica della rete”.

Per contro l'Enel Spa, nella lettera del 23 settembre 2003²¹, ha evidenziato che la clausola di modulabilità prevista da detto contratto di importazione era già stata applicata per 32 volte dall'inizio dell'anno 2003 e che, in tutte queste circostanze, il Gestore della rete ha assicurato l'equilibrio del sistema elettrico, anche ricorrendo all'acquisto di energia elettrica di importazione

²⁰ Tra cui la lettera trasmessa in data 2 luglio 2003 dall'Amministratore delegato del Gestore della rete al Presidente dell'Autorità, all'Amministratore delegato dell'Enel Spa e, per conoscenza, al Ministero delle attività produttive, prot. n. AD/P2003000182, prot. Autorità n. 020245 del 3 luglio 2003.

²¹ Lettera dell'Enel Spa all'Autorità del 23 settembre 2003 (prot. Autorità 025642 del 24 settembre 2003).

tramite aste *spot*. Nella medesima lettera, l'Enel Spa ha rilevato che “non sussiste in capo all'Enel Spa alcun potere, né tanto meno un obbligo, di porre in essere ulteriori azioni, oltre a quella di informare tempestivamente il Gestore della rete, volte a limitare gli effetti delle modulazioni del contratto di importazione stipulato con l'EdF e destinato ai clienti del mercato vincolato”.

5.2.1. *Compiti del Gestore della rete*

In via preventiva, il Gestore della rete avrebbe dovuto contrattualizzare un'adeguata capacità di riserva ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera d), della direttiva 21 gennaio 2000 e dell'articolo 2, comma 1, della direttiva 7 agosto 2000. Al riguardo, gli uffici dell'Autorità, con nota in data 17 luglio 2003, hanno richiesto al Gestore della rete l'elenco delle convenzioni sottoscritte dal medesimo Gestore. Con lettera inviata all'Autorità in data 30 luglio 2003²², il Gestore della rete ha precisato che: “il GRTN, in accordo con la delibera n. 317/01²³, come modificata e integrata dalla delibera n. 81/02²⁴, non ha contrattualizzato impianti di generazione per il servizio di riserva²⁵”. Occorre rilevare che le citate deliberazioni consentivano al Gestore della rete di variare i programmi di immissione delle unità di produzione ai fini del mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica, senza precludere in alcun modo la possibilità di contrattualizzare capacità di riserva.

Gli obblighi imposti al Gestore della rete dalla deliberazione n. 190/02²⁶ sono finalizzati a consentire l'accesso alla rete di interconnessione per l'importazione di energia elettrica disponibile al minimo costo per il sistema elettrico italiano e garantire l'uso efficiente della rete di trasmissione nazionale. In particolare, il Gestore della rete è tenuto ad assegnare l'intera capacità di trasporto disponibile sulle reti di interconnessione su base mensile, settimanale e giornaliera.

Di conseguenza, il giorno precedente all'applicazione della clausola di modulabilità del contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF (il 25 giugno 2003), il Gestore della rete avrebbe dovuto assegnare la capacità di trasporto che si sarebbe resa disponibile il 26 giugno 2003.

5.2.2. *Compiti dell'Enel Spa, nella sua funzione vicaria di Acquirente unico*

Come già evidenziato al paragrafo 2.1, l'Enel Spa, nell'esercizio della sua funzione vicaria di Acquirente unico, quale si era nei fatti esplicitata, deve adottare tutte le misure necessarie a far sì che sia garantita al mercato vincolato la fornitura di energia elettrica di cui ai contratti pluriennali di

²² Lettera inviata dal Gestore della rete all'Autorità in data 30 luglio 2003, prot. GRTN/P2003010148 (prot. Autorità n. 022297 del 31 luglio 2003), in risposta alla nota inviata dagli uffici dell'Autorità al Gestore della rete in data 17 luglio 2003 (prot. PB/M03/2089/ea).

²³ Deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2001, n. 317/01, recante adozione di condizioni transitorie per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e direttiva per il recesso dai contratti di fornitura ai clienti del mercato vincolato, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 37 del 13 febbraio 2002.

²⁴ Deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2002, n. 81/02, recante Adozione di condizioni transitorie per l'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica n. 81/02, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 111 del 14 maggio 2002.

²⁵ “Per particolari esigenze di rete il GRTN ha invece contrattualizzato, limitatamente agli impianti che non beneficiano dei costi di generazione non recuperabili, le centrali di: *Valpelline, Avise, Gressoney e Perreres* della società CVA-Compagnia Valdostana delle Acque, e *Grosio, Premadio e Cassano d'Adda* della società AEM di Milano, per la messa a disposizione delle risorse di bilanciamento. In tali contratti è prevista la remunerazione dell'energia prodotta in seguito ad un ordine di dispacciamento ai sensi dell'articolo 2.1 della deliberazione dell'Autorità n. 81/02 (PG) e l'applicazione dell'articolo 7.7 dell'Allegato A della delibera n. 27/03 sull'esenzione dal pagamento del corrispettivo di bilanciamento nei punti di immissione (bh).”

²⁶ Deliberazione dell'Autorità 21 novembre 2002, n. 190/02, recante modalità e condizioni per l'assegnazione della capacità di trasporto per l'importazione, l'esportazione e il transito di energia elettrica a mezzo della rete di trasmissione nazionale sulla frontiera elettrica settentrionale per l'anno 2003, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 2 del 3 gennaio 2003 (richiamata come: deliberazione n. 190/02).

importazione nella sua titolarità, anche a fronte dell'applicazione delle clausole di modulabilità in essi contenute, ricorrendo all'acquisto di energia elettrica sul mercato estero o, in via preventiva, riservando un ammontare equivalente di capacità produttiva nazionale.

5.3. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei produttori di energia elettrica

Le possibilità di intervento da parte del Gestore della rete nei confronti dei produttori di energia elettrica al fine di disporre di una capacità di generazione adeguata a gestire, in condizioni di sicurezza, l'esercizio del sistema elettrico nazionale, vanno valutate secondo diversi profili.

5.3.1. La gestione dei programmi di produzione e di manutenzione degli impianti di produzione

Come evidenziato nel paragrafo 2.1, allo stato, non esiste alcun obbligo per i soggetti produttori di mantenere in efficienza produttiva i propri impianti, ad eccezione di quelli ammessi alla reintegrazione di costi non recuperabili che devono essere tenuti a disposizione del Gestore della rete per l'esercizio dell'attività di dispacciamento ai sensi delle deliberazioni n. 36/02 e 27/03. Tale situazione è stata modificata per effetto del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante disposizioni urgenti per la sicurezza del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica, deleghe al Governo in materia di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica e di espropriazione per pubblica utilità, convertito in legge 27 ottobre 2003, n. 290²⁷.

Secondo la Relazione del Gestore della rete, allo stato non esiste alcun obbligo cogente o sanzionato a carico dei titolari degli impianti di generazione di mettere a disposizione i propri impianti. Tuttavia:

- a) l'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, vigente alla data del 26 giugno 2003, prevedeva che l'Enel Spa e gli altri soggetti titolari di unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili, dovessero mettere a disposizione del Gestore della rete le unità di produzione ammesse al medesimo meccanismo, laddove "mettere a disposizione" si deve intendere nel senso di porre il Gestore della rete nelle condizioni di potersi effettivamente avvalere di tali impianti;
- b) il medesimo articolo 11 stabiliva inoltre che nell'ambito dell'attività di dispacciamento, il Gestore della rete potesse modificare, prioritariamente, i programmi di immissione delle unità di produzione ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili, nonché, qualora necessario, i programmi di immissione delle restanti unità di produzione.

Tali disposizioni sono state confermate dalla deliberazione n. 67/03, entrata in vigore l'1 luglio 2003.

Pertanto il Gestore della rete, nello svolgimento dell'attività di dispacciamento, in particolare per garantire il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi, può avvalersi di tutte le unità di

²⁷ L'articolo 1 *quinques*, comma 1, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito in legge 27 ottobre 2003, n. 290, prevede che "gli impianti di generazione di energia elettrica di potenza nominale maggiore di 10 MVA sono mantenuti in stato di perfetta efficienza dai proprietari o dai titolari dell'autorizzazione e possono essere messi definitivamente fuori servizio secondo termini e modalità autorizzati dall'amministrazione competente, su conforme parere del Ministero delle attività produttive, espresso sentito il Gestore della rete di trasmissione nazionale in merito al programma temporale di messa fuori servizio". Il comma 2 del medesimo articolo prevede inoltre che "ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al comma 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, il Ministro delle attività produttive, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e previo parere del Gestore della rete di trasmissione nazionale, definisce gli *standard* di efficienza degli impianti e le relative modalità di verifica. In caso di mancato rispetto degli standard di cui al primo periodo, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga le sanzioni previste dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481."

produzione. Dalla documentazione acquisita nel corso della istruttoria²⁸ risulta che il 26 giugno 2003 il Gestore della rete ha richiesto la modifica dei programmi di produzione proposti nelle fasi di programmazione settimanale e giornaliera per assicurare la massima disponibilità di capacità produttiva, anche in deroga ai limiti contrattuali di consumo combustibile dichiarati dai produttori. In particolare, il 26 giugno 2003, alle ore 14:30, il Gestore della rete ha richiesto in tempo reale la massima produzione a tutti gli impianti disponibili per una durata pari ad almeno tre ore, riscontrando un'immissione in rete di ulteriori 1.300 MW.

Quanto verificatosi il 26 giugno appare pertanto un problema di insufficiente disponibilità delle unità di produzione, ovvero di inadeguatezza della capacità efficiente disponibile. Dalle considerazioni proposte dal Gestore della rete si evince che il Gestore medesimo, nello svolgimento dell'attività di dispacciamento, si avvale di fatto delle sole unità di produzione che risultano disponibili sulla base delle dichiarazioni dei produttori contenute nel programma settimanale e giornaliero di immissione.

Il Gestore della rete afferma che detti programmi costituiscono "l'atto di disponibilità dichiarato dai singoli produttori nell'ambito delle medesime fasi di programmazione" e afferma altresì che:

- a) l'attendibilità delle cause di indisponibilità dichiarate dai soggetti produttori è di esclusiva responsabilità dei produttori medesimi;
- b) i titolari di unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili sono tenuti a giustificare qualsiasi indisponibilità, in particolare se quest'ultima non consente il rispetto dei piani di utilizzo predisposti dal Gestore medesimo.

Al riguardo il Gestore della rete, pur rilevando su una parte consistente della capacità produttiva nazionale il perdurare di condizioni di fuori servizio per periodi di tempo che vanno ben oltre i normali periodi di manutenzione, ha prestato acquiescenza, senza effettuare alcun controllo e senza informare l'Autorità della situazione.

Secondo quanto previsto dal soprarichiamato articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, l'Enel Spa e gli altri soggetti titolari di unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili sono tenuti a rendere disponibili al Gestore della rete le unità di produzione ammesse al medesimo meccanismo²⁹. Nel corso dell'istruttoria è invece emerso che nella settimana del 23-27 giugno 2003 non risultavano disponibili, pur essendo ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili, alcuni impianti tra i quali:

- a) impianti termoelettrici di tipo turbogas, nella titolarità della società Enel produzione Spa, indisponibili all'esercizio nella settimana del 23-27 giugno 2003 e ripristinabili all'esercizio solo a seguito di interventi di manutenzione straordinaria con tempi di riattivazione compresi tra alcuni mesi e un anno, per complessivi **1.340 MW** (tabella 8);
- b) altri impianti termoelettrici convenzionali, nella titolarità delle società Enel produzione Spa, Edipower Spa, Endesa Italia Spa e Tirreno Power Spa, indisponibili in quanto soggetti ad arresti di lunga durata per interventi di riconversione o *repowering*, per complessivi **3.709 MW** (tabella 9);
- c) altri impianti, nella titolarità della società Enel produzione Spa, tra quelli dichiarati dal Gestore della rete non più operativi sin dal 2001, per complessivi **986 MW** (si veda anche il paragrafo 5.3.3 e la tabella 10).

²⁸ Lettera del 19 settembre 2003 (prot. Autorità n. 025452 del 22 settembre 2003) del Gestore della rete inviata all'Autorità.

²⁹ Detta condizione era stata prevista dall'Autorità sin dal 7 marzo 2002, con l'approvazione della deliberazione n. 36/02 (articolo 8.1), e reiterata con le deliberazioni n. 27/03, in vigore alla data del 26 giugno 2003, e n. 67/03, entrata in vigore dall'1 luglio 2003.

Per gli impianti di cui alle lettere a) e c), per i quali i programmi settimanali di produzione trasmessi dai produttori al Gestore della rete evidenziavano il perdurare di condizioni di fuori servizio per periodi di tempo che vanno ben oltre i normali periodi di manutenzione, il Gestore avrebbe dovuto verificare le ragioni di detta indisponibilità, pregiudizievole della sicurezza del sistema elettrico e relativa ad impianti termoelettrici in gran parte ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili, ai fini dell'applicazione dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, e informare della situazione l'Autorità.

Come riportato anche da alcuni organi di stampa³⁰, solo in seguito agli eventi del 26 giugno 2003, in data 2 luglio 2003 il Consiglio di amministrazione dell'Enel Spa ha approvato un piano per ripristinare all'esercizio circa 1.200 MW di impianti turbogas non più operativi³¹, attraverso interventi di manutenzione straordinaria e di *revamping* che richiedono investimenti complessivi pari a circa 25 milioni di euro e tempi di ripristino compresi tra 3 e 12 mesi.

L'Enel Spa non può addurre, per esimersi dal rispetto dell'obbligo di cui all'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, l'esistenza del limite del 50% alla produzione e importazione di energia elettrica posto, con effetti a decorrere dall'1 gennaio 2003, dall'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99. Se gli impianti di cui alle precedenti lettere a) e c), nella titolarità dell'Enel produzione Spa, fossero stati disponibili nel corso del 2003, tale limite non sarebbe stato comunque superato. Infatti, al netto delle importazioni pluriennali destinate al mercato vincolato, imputabili alla sua funzione vicaria di Acquirente unico, la quota Enel Spa, già nel 2002, risultava pari al 45,5%. Ciò consentiva, e consente, all'Enel Spa di rispettare il limite del 50%, pur adempiendo all'obbligo posto dalla deliberazione n. 27/03.

Per quanto riguarda la possibilità di modificare i piani di manutenzioni annuali e i piani di arresto di lunga durata degli impianti, il Gestore della rete ha precisato, nella lettera inviata all'Autorità in data 19 settembre 2003³², che “i titolari delle unità di produzione sono tenuti a presentare al Gestore eventuali modifiche al piano annuale di indisponibilità dei propri impianti. Il Gestore verifica la compatibilità con la sicurezza del sistema elettrico dei piani di indisponibilità proposti dai produttori”, e che le proposte di modifica devono essere presentate “su base trimestrale, con 45 giorni di anticipo rispetto all'inizio di ciascun trimestre (...), su base settimanale, entro il lunedì della settimana precedente, per la programmazione delle indisponibilità delle successive quattro settimane (...), su base giornaliera, entro le ore 12 del giorno precedente, per la programmazione delle indisponibilità della settimana in corso”.

Nell'ambito delle convenzioni di cessione destinata, le modifiche ai piani di manutenzione sono disciplinate dall'articolo 5 della convenzione - tipo approvata con decreto 25 settembre 1992 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato³³.

³⁰ Tra cui: *Il Sole 24 ore* del 4 luglio 2003, *Power in Europe*, Issue 405, del 7 luglio 2003, *La Staffetta quotidiana* del 4 luglio 2003.

³¹ Alessandria (1x88 MW), Camerata Picena Gr. 1,2,3,4 (4x26 MW), Campomarino (1x88 MW), Carpi Gr. 1,2 (2x88 MW), Giugliano (2 x 88 MW), Larino Gr. 1,2 (2x123 MW), Maddaloni Gr. 1 (1x88 MW) e Montalto di Castro Gr. 7 e 9 (1x115+1x125 MW). Con l'unica eccezione di Alessandria, tutti detti impianti sono soggetti alla reintegrazione dei costi non recuperabili.

³² Lettera del Gestore della rete all'Autorità 19 settembre 2003, prot. n. GRTN/P/2003012170, ricevuta in data 23 settembre 2003 (prot. n. 025588).

³³ L'articolo 5 della convenzione - tipo, approvata con decreto 25 settembre 1992 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, prevede che:

- a) il produttore si impegni a comunicare al cessionario entro le ore 16 del venerdì di ogni settimana il programma di produzione di energia attiva e reattiva per il periodo decorrente dalle ore 0,00 del sabato susseguente fino alle ore 24,00 del venerdì successivo;
- b) nella formulazione di detto programma il produttore debba tener conto, per quanto possibile, della capacità di modulare la produzione in relazione alle caratteristiche tecniche dell'impianto;
- c) il produttore si impegni a comunicare tempestivamente a mezzo fonogramma al cessionario l'eventuale indisponibilità della potenza messa a disposizione e le relative cause;

5.3.2. *La remunerazione della capacità di riserva*

In attesa che la remunerazione del servizio di riserva sia affidata a strumenti e meccanismi di mercato, l'Autorità ha previsto la remunerazione di tale servizio con specifici provvedimenti, descritti in dettaglio nell'Allegato A.

Il mercato vincolato partecipa alla remunerazione della capacità resa disponibile per la riserva attraverso il riconoscimento ai produttori del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, che comprende una componente (implicita) a remunerazione della riserva.

Il mercato libero partecipa alla remunerazione della capacità resa disponibile per la riserva attraverso il pagamento al Gestore della rete della componente *rf*.

Il Gestore della rete utilizza una parte del gettito proveniente dalla raccolta di tale componente per l'acquisizione delle risorse per il dispacciamento. La componente tariffaria *rf* è stata determinata nell'ipotesi di dover remunerare 4.150 MW di capacità produttiva disponibile di riserva, sulla base di quanto indicato dal Gestore della rete. Il valore medio della componente *rf* risultava, fino al 30 giugno 2003, pari a circa 0,18 centesimi di euro/kWh (equivalenti a circa 3,5 lire/kWh) e, a partire dall'1 luglio 2003, risulta pari a circa 0,19 centesimi di euro/kWh.

Per gli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili è garantita la copertura di tutti i costi fissi di impianto, ciò comprendendo anche la remunerazione della capacità resa disponibile per la riserva. Al riguardo l'Autorità ha previsto, con le deliberazioni n. 36/02 e n. 27/03, che i titolari dei medesimi impianti mettano a disposizione del Gestore della rete le risorse di riserva necessarie al mantenimento dell'equilibrio delle immissioni e dei prelievi effettivi.

La Federelettrica ha segnalato all'Autorità³⁴ che alcune imprese associate, titolari di impianti connessi alle reti di distribuzione e non in produzione, hanno proposto al Gestore della rete la possibilità di includere tali impianti nella riserva di sistema nazionale, senza tuttavia mai essere state chiamate a produrre.

5.3.3. *L'entità della capacità non disponibile per l'attività di dispacciamento*

Il rapporto del Gestore della rete recante *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia nel 2001* evidenzia che, con riferimento alla punta invernale dell'anno 2001, rispetto ad una capacità installata, in termini di potenza efficiente netta, pari a 76.210 MW, solo 48.900 MW sono effettivamente disponibili. La capacità indisponibile risulta pertanto pari a 27.310 MW (35,8% del totale installato), di cui 19.720 MW termoelettrica, 6.983 MW idroelettrica e 607 MW eolica e geotermoelettrica. Di conseguenza, a fronte di una domanda alla punta invernale dell'anno 2001 pari a 51.980 MW, il margine di riserva è risultato pari al 5,6% (ridotto al 5,1% alla punta invernale dell'anno 2002).

Di contro, il 23 gennaio 2002, nel corso di una audizione presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati, l'Amministratore delegato dell'Enel Spa (dott. Franco Tatò) affermava che “nel panorama europeo, l'Italia è tra i paesi che registrano una capacità installata più elevata rispetto alla domanda di punta (+53%)” e che “nel 2000 si è riscontrato ancora un valore di

-
- d) il funzionamento della sezione debba rientrare nel quadro del coordinamento dell'esercizio degli impianti del produttore con le esigenze del servizio nazionale;
 - e) le manutenzioni programmate siano effettuate in un periodo che deve essere concordato tra il produttore e il cessionario e le eventuali manutenzioni per cause accidentali di qualsiasi genere siano concordate con il cessionario e, nei limiti del possibile, ricondotte ai periodi di fine settimana.

³⁴ Lettera della Federelettrica all'Autorità in data 23 luglio 2003, prot. n. 24271/GZ-EF/ss (prot. Autorità n.021747 del 24 luglio 2003).

riserva prossimo al 25%, un dato largamente superiore a quello di gran parte degli altri paesi aperti alla competizione. Riteniamo, quindi, che il livello di capacità installata sia sufficiente a garantire la sicurezza del sistema e la continuità del servizio, e che il rischio di *black out*, pur considerando l'aumento della domanda che si è registrato negli ultimi mesi, sia del tutto remoto anche negli anni a venire”.

Il rapporto del Gestore della rete recante *Relazione sulle attività del Gestore della rete 2003* evidenzia che, con riferimento alla punta invernale dell'anno 2002³⁵, rispetto ad una capacità installata, in termini di potenza efficiente netta, pari a 76.950 MW, solo 48.950 MW sono effettivamente disponibili. La capacità indisponibile risulta pertanto pari a 28.000 MW (36,4% del totale installato), di cui 20.350 MW termoelettrica, 7.000 MW idroelettrica e 750 MW eolica e geotermoelettrica (tabelle 6 e 7).

Dai rapporti statistici pubblicati dal Gestore della rete risulta che, anche con riferimento al periodo in cui si verifica la punta invernale di domanda, una parte consistente della capacità produttiva non può essere chiamata dal Gestore della rete a contribuire all'esercizio dell'attività di dispacciamento. Infatti:

- a) vengono inclusi, nella quantificazione della capacità efficiente netta, anche impianti dismessi e non più operativi (3.400 MW);
- b) la maggior parte della capacità termoelettrica indisponibile alla punta (15% del totale termoelettrico con sola produzione di energia elettrica, per una capacità pari a 5.250 MW, e 50% del totale termoelettrico con produzione combinata, per una capacità pari a 5.200 MW) risulta fuori servizio per cause accidentali e non programmabili;
- c) circa un terzo della capacità termoelettrica, per una potenza equivalente pari a 5.870 MW, è indisponibile per interventi di conversione e ripotenziamento, o per mancate autorizzazioni.

Dei 3.400 MW di capacità censita e non più operativa, il Gestore della rete ha fornito l'elenco degli impianti (tabella 10). Da tale elenco risulta che il 76% circa della capacità non più operativa già dal 2001 risulta ammessa alla reintegrazione dei costi non recuperabili.

Per quanto riguarda il dato di indisponibilità della capacità termoelettrica alla punta, va osservato che, in condizioni normali di esercizio, il fattore di indisponibilità più rilevante per un impianto termoelettrico è connesso alle esigenze di manutenzione programmata che solitamente impegnano quattro settimane all'anno, generando quindi un fattore di indisponibilità dell'8,8%.

Molti impianti, in particolare quelli alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, presentano dimensioni unitarie modeste e non sono collegati alla rete di trasmissione nazionale. Tuttavia la maggior parte di questi cedono la propria energia al Gestore della rete nell'ambito di prezzi incentivati e sono quindi tenuti a rispettare le norme generali di esercizio disciplinate dalle relative convenzioni di cessione destinata, come quelle previste dal sopra richiamato articolo 5 della convenzione - tipo.

5.4. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei clienti interrompibili

Le disalimentazioni dei clienti interrompibili, con o senza preavviso (come definiti al paragrafo 4.2), sono operate dal Gestore della rete, in applicazione:

- a) del regolamento emanato dallo stesso Gestore della rete per l'assegnazione della capacità di trasporto sull'intecossione per gli interrompibili relativamente agli anni 2002-2004, ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità in materia di importazioni di energia elettrica;

³⁵ I dati relativi all'anno 2002 sono dati provvisori di esercizio.

- b) delle disposizioni del decreto del Ministero della attività produttive 2 novembre 2002 e della deliberazione dell’Autorità n. 204/02³⁶ in materia di cessione delle bande di capacità dell’energia cosiddetta Cip n. 6/92 riservata ai clienti interrompibili.

La gestione dei comandi di distacco è affidata al Gestore della rete che si avvale del sistema BMI. La relativa procedura di gestione del sistema BMI (procedura “Gestione Banco Manovra Interrompibili”, del 28 giugno 2002) prevede, tra l’altro, che:

- a) il distacco di utenti interrompibili ha priorità temporale rispetto a tutte le altre misure non automatiche incluse nei piani di difesa;
- b) l’entità delle interruzioni viene attribuita, in via prioritaria, agli utenti interrompibili senza preavviso e, a concorrenza, agli utenti interrompibili con preavviso.

Per far fronte alla situazione di deficit di offerta, mantenendo un adeguato grado di sicurezza nell’esercizio del sistema elettrico nazionale, il Gestore della rete ha operato distacchi nei confronti dei clienti interrompibili nel corso di diversi giorni del mese di giugno, di luglio e di agosto.

Con riferimento al 26 giugno 2003, come riportato nel paragrafo 3.4, il Gestore della rete, alle ore 8.09, mediante il sistema BMI, ha disalimentato i clienti interrompibili senza preavviso in Sardegna, mentre alle ore 8.45 ha inviato il comando di distacco alle utenze interrompibili con preavviso su tutto il territorio nazionale, ad eccezione della Sardegna dove i clienti interrompibili con preavviso sono stati disalimentati alle ore 9.02. Pertanto, ad eccezione della Sardegna, in tutto il territorio nazionale il Gestore della rete, prima di procedere ai distacchi a rotazione di utenza diffusa, ha disalimentato i soli clienti interrompibili con preavviso, contrariamente a quanto previsto dalla procedura di gestione del sistema BMI.

Con riferimento al 26 giugno 2003, il Gestore della rete ha anche richiesto il distacco di clienti interrompibili per una potenza complessiva soltanto pari a 445 MW, a fronte di una potenza interrompibile totale pari a 2.200 MW, di cui 2.055 MW distaccabili mediante il sistema BMI (si veda il paragrafo 4.2 e la tabella 4).

Il 26 giugno 2003, il Gestore della rete ha pertanto operato in violazione della procedura di gestione del sistema BMI, sia limitando i distacchi ad una parte dei clienti interrompibili, che disalimentando, in via prioritaria, gli utenti interrompibili con preavviso.

Peraltro, anche in giorni diversi dal 26 giugno 2003 si rilevano difformità tra quanto previsto dalla procedura di gestione del sistema BMI e l’effettivo comportamento tenuto dal Gestore della rete, dal punto di vista della gerarchia di disalimentazione delle due tipologie di clienti interrompibili (si vedano anche le tabelle 4 e 5).

Con riferimento al 26 giugno 2003, la Relazione del Gestore della rete evidenzia che le utenze interrompibili senza preavviso costituivano “una riserva vitale per fronteggiare incidenti di rete o ulteriori perdite di generazione”.

³⁶ Deliberazione dell’Autorità 13 dicembre 2002, n. 204, recante procedure concorsuali per la cessione per l’anno 2003 dell’energia elettrica di cui all’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 73 del 28 marzo 2003.

5.5. Gli interventi del Gestore della rete nei confronti dei distributori di energia elettrica e delle amministrazioni interessate

5.5.1. L'armonizzazione e la verifica dei piani di interruzione programmata delle imprese distributrici

Come riportato al paragrafo 2.4, il PESSE è stato predisposto in applicazione alla deliberazione Cipe n. 91/79, allo scopo di evitare disagi prolungati alla singola utenza in caso di deficit persistenti tra domanda e offerta di energia elettrica, prevenendo il degrado del sistema elettrico fino al *black out*. Il Ministero delle attività produttive, con nota inviata al Gestore della rete in data 29 luglio 2002, ha richiesto al Gestore medesimo “un processo di revisione ed aggiornamento del PESSE, predisposto a suo tempo in attuazione della deliberazione Cipe n. 91/79, tenendo conto delle modifiche nel frattempo intervenute sia nel sistema elettrico che più in generale nella realtà socio-economica nazionale”.

Le procedure per l'esecuzione dei distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa sono una delle applicazioni operative del PESSE. Il piano di interruzione programmata più importante attualmente in uso, sia per estensione territoriale che per rilevanza dei carichi sottoposti a possibile distacco, è quello predisposto dall'Enel distribuzione nel settembre 2002, come aggiornamento di quello precedentemente in uso, definito nel 1999 per fronteggiare la transizione all'anno 2000 (*millennium bug*). I piani di interruzione programmata, così come il PESSE, sono stati quindi predisposti in periodi caratterizzati da un assetto del mercato elettrico, oltre che dalla disponibilità di mezzi di comunicazione e dalla presenza di enti e istituzioni, completamente diversi dagli attuali.

Secondo l'allegato 1 alla Relazione del Gestore della rete “per trasparenza e uniformità di trattamento nei confronti di tutti i distributori, il Gestore della rete ha chiesto negli ultimi anni ai distributori diversi dall'Enel distribuzione di predisporre un piano analogo”. Nel medesimo allegato viene evidenziato che “la richiesta di applicazione del PESSE da parte del Gestore della rete deve trovare già pronte ed efficienti le organizzazioni dei distributori”.

Con lettera inviata in data 24 luglio 2002 il Gestore della rete ha richiesto alle imprese distributrici aventi almeno un sito di connessione con la rete di trasmissione nazionale l'aggiornamento dei propri piani di distacchi programmati a rotazione, allo scopo di attivare una fase di verifica e armonizzazione tra i vari piani. Secondo l'Enel distribuzione e la Federelettrica la fase di consultazione indirizzata al coordinamento dei piani dei distributori non è stata avviata dal Gestore della rete, se non successivamente agli eventi del 26 giugno 2003.

La verifica e armonizzazione dei piani di interruzione programmata delle diverse imprese distributrici, secondo la Federelettrica, dovrebbe avvenire tenendo conto altresì delle seguenti esigenze:

- a) occorre aggiornare l'elenco delle imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale, a seguito delle aggregazioni delle reti intervenute in attuazione dell'articolo 9, comma 4, del decreto legislativo n. 79/99³⁷;
- b) per alcune imprese, connesse in più punti sia alla rete di trasmissione nazionale che alla rete dell'Enel distribuzione, è opportuno prevedere un piano di distacchi programmati unico ma attivabile, su richiesta del Gestore della rete, dalla singola impresa di distribuzione;
- c) per le imprese di distribuzione sottese all'Enel distribuzione e non interconnesse alla rete di trasmissione nazionale è opportuno disporre di propri piani di distacco coordinati con i piani dell'Enel distribuzione e attivati su richiesta dell'Enel distribuzione medesima;

³⁷ In data successiva al 26 giugno 2003, il Gestore della rete ha aggiornato l'elenco delle imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale includendo, oltre ad Acea (Roma), Aceagas (Trieste), AE (Bolzano), AEM (Milano), AEM (Torino), AGSM (Verona), ASM (Brescia) e Enel distribuzione, già interessate dai distacchi di carico del 26 giugno 2003, anche Meta (Modena), Atena (Vercelli), Hera (Bologna) e AIM (Vicenza).

d) occorre ridefinire le utenze sensibili non distaccabili, coinvolgendo il Dipartimento per la protezione civile.

5.5.2. *Le modalità di comunicazione ai distributori e alle amministrazioni interessate*

Il punto 6 della deliberazione Cipe n. 91/79 prevede che “l’Enel e le altre imprese distributrici provvederanno a dare diffusione delle misure contenute nei piani di emergenza, avvalendosi, per lo scopo, dei mezzi radiotelevisivi, della stampa e di ogni altro opportuno mezzo di comunicazione, anche in collaborazione con gli Enti locali”. Affinché le imprese distributrici possano adempiere agli obblighi informativi previsti dal punto 6 della deliberazione Cipe n. 91/79, è necessario che il Gestore della rete comunichi loro, con congruo preavviso, l’applicazione dei distacchi programmati.

Come descritto al paragrafo 3.3, il Gestore della rete, al fine di applicare il primo livello di rischio dei distacchi programmati a rotazione dell’utenza diffusa, alle ore 19.21 del 25 giugno 2003 ha comunicato, via fax, ai distributori coinvolti, già avvertiti per le vie brevi, la richiesta di predisporre le azioni preliminari necessarie all’eventuale attivazione del PESSE per il successivo 26 giugno (si veda anche il paragrafo 3.3). Con la medesima comunicazione il Gestore della rete ha evidenziato che gli obblighi di preavviso ed informativa di tutte le utenze interessate da una possibile disalimentazione sono nella completa responsabilità dei distributori medesimi. Il 25 giugno 2003 non sono stati emessi dal parte del Gestore della rete comunicati stampa.

Sia la Federelettrica che la maggior parte dei distributori coinvolti nei distacchi programmati a rotazione dell’utenza diffusa del 26 giugno 2003 hanno rilevato come il Gestore della rete “abbia attivato la procedura di distacco dei carichi in tempi non compatibili con una corretta e generale informazione ai clienti finali e senza la formalizzazione di una procedura in tal senso, procedura predisposta solo dopo gli eventi del 26 giugno”.

Secondo quanto comunicato dall’Enel distribuzione³⁸, “alla ricezione dell’avviso di allerta del 25 giugno, l’Enel distribuzione nella stessa serata ha inviato a mezzo fax una lettera informativa ai Ministri competenti, nonché al Presidente dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas,” con la quale veniva annunciato il comunicato stampa successivamente diffuso. Dalla stessa comunicazione risulta inoltre che “l’Amministratore delegato dell’Enel Spa ha contattato telefonicamente esponenti dei ministeri competenti e del mondo istituzionale. Dopo alcuni colloqui telefonici con il Gestore della rete, appreso che questi non riteneva di diffondere alcuna informativa sull’emergenza, l’Enel Spa, alle ore 22.30 del 25 giugno 2003, ha diffuso un comunicato stampa che è stato inviato agli organi di stampa. Contestualmente sono stati costituiti dei presidi informativi in sede e presso le unità territoriali, sia commerciali che di rete. Le unità territoriali sin dalle prime ore del mattino successivo hanno provveduto via telefono (dati i tempi ristretti) a informare prefetture, comuni, vigili del fuoco, strutture sanitarie e di pubblica utilità”.

Ne consegue che il 25 giugno 2003, nell’annunciare i possibili distacchi a rotazione dell’utenza diffusa, alcuni dei soggetti istituzionali, tra cui il Dipartimento della protezione civile, l’Anci, l’Upi e a Conferenza dei Presidenti delle regioni, non sono stati informati dal Gestore della rete.

Emerge l’assenza di procedure codificate circa le modalità di comunicazione, i soggetti da coinvolgere e i tempi per l’attivazione del piano dei distacchi programmi a rotazione. Solo in data 27 giugno³⁹ è stata predisposta una “procedura di comunicazione per l’applicazione del sistema di distacco carichi nel sistema elettrico (DIPRO)” che descrive le attività che devono essere realizzate

³⁸ Lettera dell’Enel distribuzione all’Autorità 25 luglio 2003, prot. n DDP2003010196 (prot. Autorità n. 022229 del 31 luglio 2003).

³⁹ Come si evince dalla lettera del Gestore della rete del 27 giugno 2003 (prot. AD/P2003000175, prot. Autorità n. 020005 del 30 giugno 2003).

dal Gestore della rete e dalle aziende distributrici per fornire le informazioni necessarie alle Autorità pubbliche e alle utenze civili sull'applicazione della procedura DIPRO.

La procedura DIPRO prevede che, il giorno precedente a quello nel quale si prevede la possibile necessità di procedere a distacchi di carico ad utenze a carattere non interrompibile, il Gestore della rete comunichi entro le ore 15 tale possibilità ai distributori direttamente connessi alla rete di trasmissione e, per conoscenza, al Ministero delle attività produttive, al Dipartimento della protezione civile, all'Anci, all'Upi e alla Conferenza dei Presidenti delle regioni. I distributori provvedono, a loro volta, ad informare i distributori sottesi, le prefetture, le regioni, i comuni, ogni altra autorità locale ritenuta necessaria e le utenze civili che potrebbero essere distaccate, indicando le zone di utenza interessate. Entro le ore 17 i distributori confermano al Gestore della rete di aver adottato tutte le misure necessarie.

5.6. Gli interventi dei distributori nella gestione dei rapporti con clienti finali e amministrazioni interessate

Il punto 6 della deliberazione Cipe n. 91/79 prevede che "l'Enel e le altre imprese distributrici provvederanno a dare diffusione delle misure contenute nei piani di emergenza, avvalendosi, per lo scopo, dei mezzi radiotelevisivi, della stampa e di ogni altro opportuno mezzo di comunicazione, anche in collaborazione con gli Enti locali".

I distributori coinvolti dal Gestore della rete per l'attuazione dei distacchi a rotazione dell'utenza diffusa, compatibilmente con l'esiguo tempo a seguito delle comunicazioni via fax da parte del medesimo Gestore della rete (si veda anche il paragrafo 5.5.2), hanno avvisato i clienti e gli organi di governo interessati, utilizzando anche i più moderni sistemi di comunicazione.

Secondo i dati comunicati dai distributori coinvolti, i clienti finali interessati dai distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa il 26 giugno sono stati pari a circa 7,3 milioni, di cui circa 6,6 milioni relativi a clienti dell'Enel distribuzione (si veda il paragrafo 4.1). Informazioni più precise riguardo il numero dei clienti interrotti e l'effettiva estensione temporale delle interruzioni potranno essere fornite dai distributori solo a valle delle elaborazioni delle registrazioni delle singole interruzioni del 26 giugno 2003.

6. Conclusioni dell'istruttoria conoscitiva sulle interruzioni del servizio elettrico del 26 giugno 2003

L'esame degli eventi del 26 giugno 2003 ha messo in evidenza una serie di comportamenti dei diversi soggetti coinvolti non conformi alle norme esistenti, di seguito sinteticamente riassunti.

6.1. Mancata adozione, da parte del Gestore della rete e dell'Enel Spa, di misure preventive o successive all'applicazione delle clausole di modulabilità nel contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF

Dalla documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria risulta che il divario tra domanda effettiva e potenza disponibile era esiguo nel corso del mese di giugno, anche perché una parte consistente della capacità produttiva era indisponibile, come evidenziato dal Gestore della rete anche nell'ultimo Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, Aprile 2002 - Marzo 2003 (si veda il paragrafo 5.3.3).

Il fatto che il 26 giugno 2003 sia venuta meno una disponibilità di circa 800 MW importati dalla Francia è conseguenza dell'attivazione, da parte dell'EdF, di clausole contrattuali di modulabilità, più volte applicate nel corso dell'anno 2003 al contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF. La riduzione di disponibilità, solo parzialmente compensata dall'attivazione, per 300 MW,

dell'*Emergency Contract*, ovvero del patto di mutuo soccorso per la riserva in comune tra i gestori di reti di trasmissione europei, ha contribuito ad aggravare una situazione caratterizzata da una carenza di capacità di produzione disponibile (si vedano i capitoli 1 e 3).

Dall'istruttoria emerge che, anche in assenza dell'applicazione della clausola di modulabilità, non sarebbe stato possibile evitare il distacco a rotazione dell'utenza diffusa, seppure con una estensione più limitata (si vedano i paragrafi 3.4 e 4.1).

Il Gestore della rete è responsabile della sicurezza del sistema elettrico nazionale e del mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica (articolo 3, commi 2 e 6, del decreto legislativo n. 79/99). A tal fine il Gestore della rete avrebbe dovuto:

- a) contrattualizzare, in via preventiva, un'adeguata capacità di riserva con produttori nazionali, individuati attraverso procedure trasparenti e non discriminatorie, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera d), della direttiva 21 gennaio 2000 e dell'articolo 2, comma 1, della direttiva 7 agosto 2000;
- b) assegnare, il giorno precedente all'applicazione della clausola di modulabilità del contratto di importazione tra l'Enel Spa e l'EdF (il 25 giugno 2003), la capacità di trasporto che si sarebbe resa disponibile il 26 giugno 2003, come previsto dalla deliberazione n. 190/02 (si veda il paragrafo 5.2).

L'Enel Spa, in qualità di soggetto titolare del contratto pluriennale con l'EdF per l'importazione di energia elettrica destinata al mercato vincolato, avrebbe dovuto porre in essere le azioni necessarie al fine di compensare la riduzione della disponibilità di energia elettrica intervenuta a causa dell'applicazione delle clausole di modulabilità, effettuando acquisti di energia elettrica sul mercato estero o riservando un ammontare equivalente di capacità produttiva nazionale.

6.2 Indisponibilità di impianti di produzione ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili

Ai sensi dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, l'Enel Spa e gli altri soggetti titolari di unità di produzione di energia elettrica ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili sono tenuti a rendere disponibili al Gestore della rete le unità di produzione che usufruiscono della medesima reintegrazione dei costi.

Nell'ambito dell'attività di dispacciamento, il Gestore della rete può avvalersi di tutte le unità di produzione che risultano disponibili, utilizzando prioritariamente le unità di produzione ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili e, successivamente, qualora necessarie, le restanti unità.

Dalla documentazione acquisita nel corso dell'istruttoria risulta che per il 26 giugno 2003 il Gestore della rete ha richiesto la modifica dei programmi di produzione proposti nelle fasi di programmazione settimanale e giornaliera per assicurare la massima disponibilità di capacità produttiva, anche in deroga ai limiti contrattuali di consumo di combustibile dichiarati dai produttori. Tuttavia, il 26 giugno 2003 la potenza efficiente disponibile si è rivelata insufficiente a soddisfare la domanda ed inferiore rispetto a quella stimata il giorno precedente, che era comunque tale da richiedere il distacco programmato dell'utenza diffusa, a causa di ulteriori fuori servizio verificatisi su alcune unità di rilevanti dimensioni (si veda il paragrafo 3.4).

Dall'istruttoria emerge (si vedano il paragrafo 5.3 e le tabelle 8 e 10) che nella settimana del 23-27 giugno 2003, in violazione dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, risultavano indisponibili a causa di fermi per periodi di tempo anomali in quanto obiettivamente superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino, pur essendo ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili:

- a) impianti termoelettrici di tipo turbogas, nella titolarità della società Enel produzione Spa, indisponibili all'esercizio nella settimana del 23-27 giugno 2003 e ripristinabili all'esercizio solo a seguito di interventi di manutenzione straordinaria con tempi di riattivazione compresi tra alcuni mesi e un anno, per complessivi 1.340 MW (tabella 8);
- b) altri impianti, nella titolarità della società Enel produzione Spa, dichiarati dal Gestore della rete non più operativi già dal 2001, per complessivi 986 MW (tabella 10).

Tale comportamento ha privato e priva tuttora il sistema elettrico nazionale di capacità produttiva, remunerata anche attraverso la reintegrazione dei costi non recuperabili.

Si noti che i produttori titolari degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili saranno liquidati solo a seguito della determinazione, da parte del Ministro delle attività produttive, delle partite economiche di cui all'articolo 3 della legge 17 aprile 2003, n. 83⁴⁰.

Nell'ambito di detta determinazione dovranno pertanto essere esclusi dalla reintegrazione dei costi non recuperabili gli impianti che non sono stati messi a disposizione del Gestore della rete a causa di fermi per periodi di tempo anomali in quanto superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino.

Nonostante la formula per la quantificazione dei costi non recuperabili di cui all'articolo 5 del decreto 26 gennaio 2000 riconosca agli impianti che non hanno prodotto energia elettrica l'intero ammontare dei ricavi riconosciuti per la copertura dei costi fissi, ciò è incompatibile con la *ratio* sottesa alla reintegrazione dei costi non recuperabili.

Il principio economico alla base del riconoscimento degli *stranded costs* è la remunerazione ai proprietari degli impianti degli investimenti non più recuperabili a seguito della liberalizzazione. Tale principio presuppone che gli impianti siano operativi, ossia almeno potenzialmente in grado di contribuire alla capacità produttiva complessiva.

Nella parte motiva della delibera 20 settembre 1999, n. 138/99, recante proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, si afferma che nella reintegrazione dei costi non recuperabili debba rientrare "l'eliminazione delle conseguenze economiche distorsive che si producono in virtù del solo cambiamento del regime giuridico di esercizio delle attività del settore dell'energia elettrica conseguente all'attuazione della direttiva europea 96/92/CE". Inoltre, l'articolo 4, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000 stabilisce che per il riconoscimento dei costi non recuperabili "deve potersi stabilire un nesso di causa ed effetto tra l'applicazione della direttiva 96/92/CE e le difficoltà per le imprese interessate ad adempiere agli obblighi (contrattuali assunti in precedenza) e a recuperare gli investimenti realizzati". Da ciò consegue che il riconoscimento anno per anno dei costi non recuperabili non può che riguardare impianti operativi, per l'esercizio dei quali le imprese interessate subiscano detrimento per effetto dell'applicazione della direttiva 96/92/CE.

Il Gestore della rete non ha adottato azioni dirette nei confronti dei produttori titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili, allo scopo di imporre il rispetto dell'obbligo previsto dall'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, né ha informato l'Autorità dell'anomalo protrarsi dell'indisponibilità degli impianti.

Il Gestore della rete è a conoscenza della condizione di indisponibilità degli impianti di produzione connessi alla rete di trasmissione nazionale, in quanto tale condizione di indisponibilità viene comunicata nell'ambito dei programmi settimanali di produzione, ed è in grado di valutare se

⁴⁰ Legge 17 aprile 2003, n. 83, recante conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 febbraio 2003, n. 25, recante "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico. Sanatoria degli effetti del decreto-legge 23 dicembre 2002, n. 281", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 93, del 19 aprile 2003 (richiamata come: legge n. 83/03).

la condizione di indisponibilità si protragga per periodi di tempo anomali in quanto superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino.

6.3 Mancata prestazione del servizio di riserva di potenza da parte di produttori che cedono energia elettrica al mercato vincolato

Dall'istruttoria emerge che i produttori che cedono energia elettrica al mercato vincolato al prezzo all'ingrosso di cui all'articolo 26 del Testo integrato, pur avendo percepito una componente, inclusa nel prezzo all'ingrosso, a remunerazione dei costi fissi medi nazionali degli impianti di produzione di energia elettrica, comprensiva dei costi sostenuti per il servizio di riserva di potenza, non hanno prestato tale servizio.

6.4 Carenze nella gestione dei contratti con clausole di interrompibilità e delle procedure di emergenza

Dall'istruttoria emerge che il 26 giugno 2003 il Gestore della rete ha operato, nella disalimentazione degli utenti interrompibili, in violazione del punto 3, lettere a) e d), della procedura di gestione del sistema BMI, emanata dal Gestore della rete in data 28 giugno 2002 (si veda il paragrafo 5.4). Tale disposizione prevede che:

- a) il distacco di utenti interrompibili ha priorità temporale rispetto a tutte le altre misure non automatiche incluse nei piani di difesa (punto 3, lettera a));
- b) l'entità delle interruzioni viene attribuita, in via prioritaria, agli utenti interrompibili senza preavviso e, a concorrenza, agli utenti interrompibili con preavviso (punto 3, lettera d)).

La violazione della procedura di gestione del sistema BMI ha comportato:

- a) una maggiore estensione dei distacchi dell'utenza diffusa, rispetto a quanto sarebbe stato necessario se si fosse proceduto al prioritario distacco di tutti gli utenti interrompibili. Si noti che l'utenza diffusa contribuisce a sostenere gli oneri derivanti dai minori prezzi dell'energia elettrica destinata ai clienti interrompibili;
- b) una penalizzazione degli utenti interrompibili con preavviso rispetto agli utenti interrompibili senza preavviso, che usufruiscono di ulteriori agevolazioni in termini di prezzo dell'energia elettrica.

Con riferimento agli eventi del 26 giugno 2003, il Gestore della rete ha affermato d'aver così operato perché i clienti interrompibili senza preavviso costituivano "una riserva vitale per fronteggiare incidenti di rete o ulteriori perdite di generazione" (si veda il paragrafo 5.4).

L'istruttoria pone in evidenza che il 26 giugno 2003 si sono verificate carenze nel coordinamento tra il Gestore della rete e i distributori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, per quanto concerne l'attuazione dei piani di distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa (si veda il paragrafo 5.5). Una fase di consultazione finalizzata al coordinamento dei predetti piani è stata avviata dal Gestore della rete successivamente agli eventi del 26 giugno 2003 (si veda il paragrafo 5.5).

Dalle informazioni acquisite nel corso dell'istruttoria sono state riscontrate carenze nelle procedure seguite dal Gestore della rete per la comunicazione dell'attivazione dei medesimi piani alle autorità competenti ed ai clienti finali del servizio elettrico, cui il Gestore ha posto rimedio solo successivamente al 26 giugno 2003 (si veda il paragrafo 5.5). La procedura DIPRO, che regola le comunicazioni tra Gestore della rete e distributori con le istituzioni e le autorità pubbliche in caso di attivazione dei piani di distacchi programmati a rotazione dell'utenza diffusa, è stata definita in data 27 giugno 2003 (si veda il paragrafo 5.5).

7. Adozione di provvedimenti in esito all'istruttoria conoscitiva

Sono di seguito indicati i provvedimenti che l'Autorità adotterà, a garanzia degli interessi di utenti e consumatori, in esito all'istruttoria conoscitiva.

L'Autorità avvierà un'istruttoria formale:

- a) per l'applicazione di una sanzione amministrativa pecuniaria nei confronti dei soggetti produttori titolari degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili che, in violazione dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, non hanno effettivamente messo tali impianti a disposizione del Gestore della rete per periodi di tempo anomali in quanto superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino;
- b) per operare eventuali compensazioni tra quanto indebitamente percepito dai produttori che cedono energia elettrica al mercato vincolato al prezzo all'ingrosso di cui all'articolo 26 del Testo integrato (prezzo che comprende una componente a remunerazione del servizio di riserva di potenza) e crediti vantati dagli stessi produttori nei confronti del sistema elettrico (*stranded costs*, incentivazioni per l'energia elettrica di cui al provvedimento Cip n. 6/92 e provvedimenti successivi o collegati), per la mancata prestazione del servizio di riserva di potenza; ciò previa determinazione di quanto indebitamente percepito dai predetti produttori.

L'Autorità adotterà un ordine di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti nei confronti del Gestore delle rete, affinché adottati tutti i comportamenti necessari al fine di:

- a) contrattualizzare una adeguata capacità di riserva, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera d), della direttiva 21 gennaio 2000 e dell'articolo 2, comma 1, della direttiva 7 agosto 2000;
- b) informare l'Autorità circa il perdurare della indisponibilità degli impianti di produzione ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili per periodi di tempo anomali in quanto superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino;
- c) assegnare la capacità di trasporto che si renda disponibile sulla rete di interconnessione;
- d) rispettare la procedura di gestione del sistema BMI per il distacco dei clienti interrompibili ovvero, se necessario, definirne la modifica.

L'Autorità adotterà un ordine di cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti nei confronti dell'Enel Spa, nella sua funzione vicaria di Acquirente unico, affinché adottati tutti i comportamenti necessari al fine di compensare le riduzioni della disponibilità di energia elettrica che potranno intervenire a causa dell'applicazione di clausole di modulabilità o di interrompibilità presenti nei contratti di importazione di cui è titolare l'Enel Spa e destinati alla fornitura del mercato vincolato, effettuando acquisti di energia elettrica sul mercato estero o riservando un ammontare equivalente di capacità produttiva nazionale.

L'Autorità segnalerà al Ministro delle attività produttive e, con riferimento alla sola lettera c), alla Presidenza del Consiglio dei ministri – Dipartimento per la protezione civile:

- a) la mancata contrattualizzazione, da parte del Gestore della rete, di una adeguata capacità di riserva ai sensi dell'articolo 3, comma 1, lettera d), della direttiva 21 gennaio 2000 e dell'articolo 2, comma 1, della direttiva 7 agosto 2000;
- b) nell'ambito delle determinazioni delle partite economiche di cui all'articolo 3 della legge 17 aprile 2003, n. 83, la necessità di escludere dalla reintegrazione dei costi non recuperabili gli impianti che, in violazione dell'articolo 11 dell'Allegato A alla deliberazione n. 27/03, non sono stati messi a disposizione del Gestore della rete a causa di fermi per periodi di tempo anomali in quanto superiori a quelli previsti per l'effettuazione dei normali programmi di manutenzione o di ripristino;

- c) l'opportunità di verificare l'efficacia delle procedure elaborate, dopo il 26 giugno 2003, dal Gestore della rete e dagli altri soggetti coinvolti nell'attuazione dei piani di difesa.

Allegato A

La remunerazione del servizio di riserva

In attesa che la remunerazione del servizio di riserva sia affidata a strumenti e meccanismi di mercato, l'Autorità ha previsto la remunerazione di tale servizio per l'energia elettrica destinata al mercato vincolato e al mercato libero.

Per l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, la remunerazione avviene:

- a) come componente implicita del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui all'articolo 26 del Testo integrato, introdotto sin dall'anno 2000 con la deliberazione n. 205/99;
- b) l'Enel Spa riconosce, ai sensi dell'articolo 10, comma 10.12, della deliberazione n. 67/03, a ciascun produttore partecipante allo STOVE il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per l'energia acquistata nell'ambito dello STOVE e destinata alla fornitura dei clienti del mercato vincolato.

Per l'energia elettrica destinata al mercato libero, la remunerazione avviene:

- a) con il corrispettivo a remunerazione della garanzia della riserva di potenza previsto con la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, recante disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete;
- b) con la componente denominata *rf* applicata all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo, introdotta con la deliberazione n. 317/01, come modificata dalla deliberazione n. 36/02. Con la deliberazione n. 27/03, l'Autorità ha modificato, con effetto dall'1 aprile 2003, la deliberazione n. 317/01 che, a sua volta, con effetto dall'1 luglio 2003, è stata modificata e integrata dalla deliberazione n. 67/03, con la quale è stato anche aggiornato, per la prima volta, l'ammontare della componente *rf*.

La reintegrazione dei costi non recuperabili garantisce ai soggetti titolari degli impianti di produzione ammessi alla medesima reintegrazione la copertura di tutti i costi fissi di impianto, remunerando pertanto anche la capacità resa disponibile per la riserva.

A.1. Remunerazione della riserva nell'energia destinata al mercato vincolato

Il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui all'articolo 26 del Testo integrato, corrisposto ai produttori per l'acquisto dell'energia elettrica destinata alla fornitura dei clienti del mercato vincolato, si articola:

- a) in una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, differenziata per le fasce orarie F1, F2, F3 e F4;
- b) in una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari, in ciascun trimestre, al parametro *Ct*.

La componente a copertura dei costi fissi di produzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso di cui all'articolo 26, comma 26.1, lettera a), del Testo integrato, include una quota a remunerazione della riserva in quanto, sin dalla sua introduzione nell'anno 2000, tale componente è stata determinata in modo da garantire la copertura dei costi fissi medi nazionali degli impianti di produzione di energia elettrica, compresa la riserva, e comporta quindi una remunerazione implicita anche della capacità di produzione resa disponibile dai medesimi impianti.

Il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica viene corrisposto all'energia elettrica effettivamente prodotta, eventuali variazioni delle quote di produzione dei singoli produttori comportano altresì una variazione dei ricavi destinati alla copertura dei costi fissi, compresi i costi della capacità produttiva resa disponibile ai fini della riserva. Come richiamato, la reintegrazione dei costi non recuperabili garantisce ai soggetti titolari degli impianti di produzione ammessi alla medesima reintegrazione la copertura di tutti i costi fissi di impianto. Gli effetti delle eventuali variazioni delle

quote di produzione dei singoli produttori sono pertanto compensati da tale meccanismo che garantisce agli impianti ammessi la copertura di tutti i costi fissi, remunerando anche la capacità resa disponibile per la riserva.

I produttori che vendono all'Enel Spa, nella funzione vicaria di Acquirente unico, l'energia elettrica per la fornitura dei clienti del mercato vincolato sono quindi remunerati, attraverso il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, in maniera implicita anche per la fornitura del servizio di riserva, ovvero per la messa a disposizione della capacità produttiva. In particolare per gli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi non recuperabili vi è la garanzia della copertura di tutti i costi fissi e quindi della remunerazione della capacità resa disponibile per il servizio di riserva.

A.2. Remunerazione della riserva nell'energia destinata al mercato libero

Il mercato libero partecipa alla remunerazione del servizio di riserva offerto dai produttori attraverso la componente denominata *rf*, che è differenziata per fasce orarie e applicata all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo e rappresenta, insieme alle componenti *bh* e *bf*, una delle componenti destinate alla remunerazione del servizio di dispacciamento.

La componente *rf* viene versata al Gestore della rete, ai sensi dell'articolo 5, comma 5.1, lettera a), e comma 5.2, lettera a), della deliberazione n. 36/02 relativamente all'anno 2002, ed ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, lettera a), e comma 7.2, lettera a), della deliberazione n. 27/03 relativamente all'anno 2003, da parte dell'utente del bilanciamento, definito come il soggetto che stipula un contratto con il Gestore della rete per il bilanciamento⁴¹, in funzione dell'energia elettrica prelevata in ciascun punto di prelievo.

Il Gestore delle rete utilizza il gettito della componente *rf*, unitamente al gettito delle componenti a remunerazione del servizio di bilanciamento (*bf* e *bh*), e il gettito derivante dalla vendita ai clienti del mercato libero del saldo dei contratti di scambio (differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata nell'ambito di ciascun contratto di scambio) al prezzo PG_N (ovvero al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso al netto delle componenti *rf* e *bf*), per acquistare l'energia elettrica occorrente per l'esecuzione del programma differenziale nazionale o per l'esecuzione di un ordine di bilanciamento. L'energia elettrica occorrente per l'esecuzione del programma differenziale nazionale o per l'esecuzione di un ordine di bilanciamento è valorizzata ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 81/02, e dell'articolo 10, comma 10.14, della deliberazione n. 67/03, al prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

Non tutto il gettito rinveniente dalle componenti *rf*, *bf* e *bh* pagate dai clienti del mercato libero (o più correttamente dagli utenti del bilanciamento relativamente a ciascun punto di prelievo) viene utilizzato al Gestore della rete per l'acquisto dell'energia elettrica occorrente per l'esecuzione del programma differenziale nazionale o per l'esecuzione di un ordine di bilanciamento, bensì solo una parte.

Con la deliberazione n. 67/03 l'Autorità ha stabilito di ridistribuire la quota parte del gettito della componenti *rf*, *bf* e *bh* rimasto non utilizzato, ai fini di una remunerazione esplicita dei produttori che prestano i servizi di riserva secondaria e terziaria. In particolare l'articolo 11 della deliberazione n. 67/03 prevede che:

- a) il Gestore della rete riconosca ai produttori, al termine di ciascun trimestre, un corrispettivo per la remunerazione della capacità produttiva messa a disposizione ai fini della riserva secondaria,

⁴¹ Bilanciamento è il servizio svolta dal Gestore della rete nell'ambito del servizio di dispacciamento diretto ad impartire disposizioni per l'utilizzo delle risorse, ivi inclusa la riserva, per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale.

della riserva terziaria a salire nelle ore corrispondenti alle fasce orarie F1, F2 e F3 e della riserva terziaria a scendere nelle ore corrispondenti alla fascia oraria F4;

- b) la capacità di produzione messa a disposizione ai fini della riserva secondaria e terziaria a salire è pari:
- alla differenza tra la potenza massima erogabile da ciascuna unità di produzione in servizio, compatibilmente con i vincoli di rete e con i limiti di esercizio ammissibili per i serbatoi e i bacini di invaso, e il programma di immissione della medesima unità;
 - alla capacità produttiva delle unità di produzione fuori servizio resa disponibile al Gestore della rete ai fini del mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni e i prelievi di energia elettrica;
- c) la capacità di produzione messa a disposizione ai fini della riserva a scendere è pari alla differenza tra il programma di immissione di ciascuna unità di produzione e la potenza minima erogabile dalla medesima unità compatibilmente con i vincoli di rete e con i limiti di esercizio ammissibili per i serbatoi e i bacini di invaso;
- d) il corrispettivo unitario da riconoscere ai produttori che forniscono la riserva è determinato come rapporto tra il gettito delle componenti tariffarie *rf*, *bf* e *bh*, nonché dell'eventuale saldo netto positivo relativo alla regolazione economica dello scambio dell'energia elettrica, al netto della parte di gettito utilizzata dal Gestore della rete per la remunerazione dell'energia elettrica approvvigionata dal Gestore della rete per il servizio di dispacciamento e la capacità produttiva complessivamente messa a disposizione del Gestore della rete ai fini della riserva a salire e a scendere.

A.3. Criteri di quantificazione della componente *rf*

Nella deliberazione n. 317/01, la determinazione della componente *rf* fa riferimento a tre criteri:

- a) ammontare della capacità di riserva (operativa): 4.150 MW;
- b) impianto di riferimento per l'esercizio della funzione di riserva: impianto di tipo turbogas in ciclo semplice da 39 MW, Frame 6, avente un costo di investimento pari 1,166 milioni di lire per kW, ammortamento a rate costanti su un periodo di 20 anni, con tasso di sconto del 7,9%/anno, un costo annuo di manutenzione assunto pari al 3% dell'investimento iniziale, oltre a spese generali pari al 12% del costo fisso di generazione;
- c) quantità di energia annua alla quale applicare la componente *rf*: 285,3 TWh (riferimento all'anno 2000).

Con tali criteri, il valore medio della componente *rf* risulta pari a circa 0,18 centesimi di euro/kWh (equivalenti a circa 3,5 lire/kWh), inclusa una componente che tiene conto dello sbilanciamento medio forfait pari a 0,05 centesimi di euro/kWh (equivalenti a 1 lira/kWh).

A seguito dell'aggiornamento della componente *rf* stabilito dalla deliberazione n. 67/03, il valore medio della componente *rf* ammonta a circa 0,19 centesimi di euro/kWh.

A decorrere dall'entrata in vigore della deliberazione n. 67/03 è prevista una remunerazione esplicita della capacità messa a disposizione ai fini della riserva attraverso una redistribuzione della quota parte del gettito della componenti *rf*, *bf* e *bh* rimasto non utilizzato.

**Tabella 1 - Numero di clienti finali coinvolti dal programma di distacco a rotazione dell'utenza diffusa
il 26 giugno 2003 ***

| Distributore | Fascia oraria | | | | | TOTALE | % |
|---------------------------|------------------|------------------|-----------------------|------------------|-----------------------|------------------|--------|
| | 9.00 - 10.30 | 10.30 - 12.00 | 12.00 - 13.30 | 13.30 - 15.00 | 15.00 - 16.30 | | |
| | n. clienti | n. clienti | n. clienti | n. clienti | n. clienti | n. clienti | |
| Acea (Roma) | 41.645 | 64.590 | 63.884 | 48.223 | 55.863 | 274.205 | 3,77% |
| Enel distribuzione | 1.288.751 | 1.236.731 | 1.336.066 | 1.432.527 | 1.359.756 | 6.653.831 | 91,44% |
| Agsm (Verona) | 0 | 0 | 0 | 0 | 3.653 | 3.653 | 0,05% |
| Acegas (Trieste)** | 7.759 | 8.044 | Incl. fascia prec. | 6.629 | Incl. fascia prec. | 22.432 | 0,31% |
| AE (Bolzano) | 2.382 | 1.548 | 3.132 | 5.251 | 8.025 | 20.338 | 0,28% |
| AEM (Milano) | 42.378 | 35.455 | 17.079 | 32.531 | 22.095 | 149.538 | 2,05% |
| AEM (Torino) | 32.358 | 27.200 | 18.574 | 32.083 | 29.495 | 139.710 | 1,92% |
| ASM (Brescia) | 2.503 | 2.612 | 2.030 | 2.501 | 3.566 | 13.212 | 0,18% |
| TOTALE | 1.417.776 | 1.376.180 | 1.440.765 | 1.559.745 | 1.482.453 | 7.276.919 | |

* Dati provvisori.

** I distacchi sono stati effettuati per un periodo pari a circa 3 ore (10:30 - 13:30 e 13:30 - 16:30).

Tabella 2- Suddivisione regionale dell'utenza diffusa connessa alla rete dell'Enel distribuzione interessata dai distacchi programmati di carico del 26 giugno 2003*

| Regione | Clients finali che hanno subito interruzioni | Distribuzione regionale dei clients finali che hanno subito interruzioni | Percentuale dei clients che hanno subito interruzioni rispetto al totale dei clients di ciascuna regione |
|--|--|--|--|
| Piemonte | 557.293 | 8,4 % | 25,8 % |
| Liguria | 262.735 | 3,9 % | 21,6 % |
| Lombardia | 1.031.694 | 15,5 % | 25,2 % |
| Veneto | 498.960 | 7,5 % | 21,6 % |
| Trentino Alto Adige | 52.753 | 0,8 % | 17,7 % |
| Friuli Venezia Giulia | 89.337 | 1,3 % | 15,8 % |
| Emilia Romagna | 638.304 | 9,6 % | 28,0 % |
| Marche | 199.515 | 3,0 % | 24,0 % |
| Toscana | 537.809 | 8,1 % | 24,3 % |
| Umbria | 108.432 | 1,6 % | 24,5 % |
| Lazio | 316.395 | 4,8 % | 19,7 % |
| Abruzzo | 241.461 | 3,6 % | 30,7 % |
| Molise | 53.108 | 0,8 % | 25,8 % |
| Campania | 375.426 | 5,6 % | 14,1 % |
| Puglia | 425.363 | 6,4 % | 19,1 % |
| Basilicata | 158.557 | 2,4 % | 45,7 % |
| Calabria | 309.371 | 4,6 % | 25,6 % |
| Sicilia | 570.201 | 8,6 % | 20,0 % |
| Sardegna | 227.117 | 3,4 % | 23,6 % |
| Totale | 6.653.831 | 100 % | 23 % |
| Totale clients connessi alla rete dell'Enel distribuzione | | | 29.263.221 |

* Dati provvisori.

Tabella 3 - Potenza media dei distacchi richiesti dal Gestore della rete alle imprese distributrici nelle diverse fasce orarie del 26 giugno 2003

| Raggruppamenti territoriali (°) | Distributori | Fasce orarie | | | | |
|---------------------------------|--------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | 9.00 - 10.30 | 10.30 - 12.00 | 12.00 - 13.30 | 13.30 - 15.00 | 15.00 - 16.30 |
| | | potenza (MW) | potenza (MW) | potenza (MW) | potenza (MW) | potenza (MW) |
| TO | Enel distribuzione | 110,0 | 89,0 | 239,4 | 205,5 | 194,0 |
| | AEM (Torino) | 20,0 | 11,0 | 23,5 | 22,5 | 25,5 |
| MI | Enel distribuzione | 453,0 | 266,0 | 400,0 | 470,0 | 325,0 |
| | AEM (Milano) | 34,0 | 34,0 | 34,0 | 34,0 | 34,0 |
| | ASM (Brescia) | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| VE | Enel distribuzione | 266,0 | 210,0 | 271,0 | 244,0 | 281,0 |
| | AE (Bolzano) | 5,0 | 6,0 | 5,0 | 6,0 | 5,0 |
| | Acegas (Trieste) | 8,0 | 4,0 | 4,0 | 5,0 | 6,0 |
| | AGSM (Verona) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 19,0 |
| FI | Enel distribuzione | 303,0 | 300,0 | 365,0 | 266,0 | 355,0 |
| RM | Enel distribuzione | 166,0 | 192,0 | 127,0 | 125,0 | 180,5 |
| | Acea (Roma) | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 60,0 | 80,0 |
| NA | Enel distribuzione | 160,0 | 170,0 | 180,0 | 170,0 | 190,0 |
| PA | Enel distribuzione | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 | 80,0 |
| CA | Enel distribuzione | 30,0 | 50,0 | 44,0 | 37,0 | 30,0 |
| | TOTALE (MW) | 1.704 | 1.481 | 1.842 | 1.734 | 1.814 |

(°) Raggruppamenti territoriali utilizzati dal Gestore della rete:

| | |
|----|---|
| TO | Piemonte + Valle d'Aosta + Liguria |
| MI | Lombardia + Prov. Piacenza |
| VE | Veneto + Friuli V. Giulia + Trentino A. Adige |
| FI | Toscana + Emilia Romagna (esclusa Prov. Piacenza) |
| RM | Lazio + Marche + Abruzzi + Umbria + Molise |
| NA | Campania + Basilicata + Puglia + Calabria |
| PA | Sicilia |
| CA | Sardegna |

Tabella 4 - Distacchi operati ai clienti interrompibili nel mese di giugno 2003
(valori in MW)

| | 11 giugno | 12 giugno | 13 giugno | 24 giugno | 25 giugno | 26 giugno |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|
| Operati (*) | | | | | | |
| <i>Con preavviso</i> | 136,0 | 149,5 | 282,0 | - | 290,1 | 355,5 |
| <i>Senza preavviso</i> | - | 454,0 | - | 558,4 | 609,7 | 68,4 |
| Totale | 136,0 | 603,5 | 282,0 | 558,4 | 899,8 | 423,9 |
| Richiesti dal sistema BMI (**) | | | | | | |
| <i>Con preavviso</i> | 419,0 | 170,0 | 300,0 | - | 337,0 | 377,0 |
| <i>Senza preavviso</i> | - | 630,0 | - | 602,0 | 760,0 | 68,0 |
| Totale | 419,0 | 800,0 | 300,0 | 602,0 | 1097,0 | 445,0 |

(*) Diversamente da quanto previsto dalla procedura di Gestione del Banco Manovra Interrompibili (BMI), nei giorni 11 e 13 giugno sono stati disalimentati solo i clienti interrompibili con preavviso, il giorno 12 giugno sono stati disalimentati prima i clienti interrompibili con preavviso.

(**) Valore del carico visibile al sistema BMI al momento della richiesta di distacco. I valori effettivamente distaccati si discostano anche notevolmente da tali valori per effetto:

- della variabilità del carico nel periodo di tempo tra la richiesta e la effettiva esecuzione del distacco;
- l'effettivo distacco di carico operato è misurato 15 minuti dopo il comando di riduzione;
- alcuni apparati locali di distacco non sono intervenuti per avaria, malfunzionamento o mancata attivazione .

Tabella 5 - Distacchi operati ai clienti interrompibili nel mese di luglio 2003
(valori in MW)

| | 1 luglio | 17 luglio | 21 luglio | 23 luglio |
|------------------------|-----------|------------|------------|------------|
| Operati (*) | | | | |
| <u>Con preavviso</u> | 13 | - | - | 274 |
| <u>Senza preavviso</u> | 63 | 709 | 567 | - |
| Totale | 76 | 709 | 567 | 274 |

| | | | | |
|---------------------------------------|-----------|------------|------------|------------|
| Richiesti dal sistema BMI (**) | | | | |
| <u>Con preavviso</u> | 13 | - | - | 277 |
| <u>Senza preavviso</u> | 68 | 610 | 532 | - |
| Totale | 81 | 610 | 532 | 277 |

(*) Diversamente da quanto previsto dalla procedura di Gestione del Banco Manovra Interrompibili (BMI), il giorno 23 luglio sono stati disalimentati solo i clienti interrompibili con preavviso.

(**) Valore del carico visibile al sistema BMI al momento della richiesta di distacco.

I valori effettivamente distaccati si discostano anche notevolmente da tali valori per effetto:

- della variabilità del carico nel periodo di tempo tra la richiesta e la effettiva esecuzione del distacco;
- l'effettivo distacco di carico operato è misurato 15 minuti dopo il comando di riduzione;
- alcuni apparati locali di distacco non sono intervenuti per avaria, malfunzionamento o mancata attivazione .

Tabella 6 - Fabbisogno di potenza alla punta e margine di riserva

| <i>Offerta</i> | 2001 MW | 2002 MW |
|---|---------------|---------------|
| Potenza efficiente netta | 76.210 | 76.950 |
| Potenza disponibile | 48.900 | 48.950 |
| Import | 6.000 | 6.300 |
| Totale disponibile | 54.900 | 55.250 |
| Delta (potenza installata - - potenza disponibile) | 27.310 | 28.000 |
| % di indisponibilità | 35,8% | 36,4% |

| <i>Domanda</i> | 2001 MW | 2002 MW |
|----------------------------|---------------|---------------|
| Punta di domanda invernale | 51.980 | 52.590 |
| Margine di riserva | 2.920 | 2.660 |
| | 5,6% | 5,1% |

| | Anno 2001 | Anno 2002 | Anno 2003 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Punta invernale (11 dicembre) (12 dicembre) | 51.980 | 52.590 | - |
| Punta estiva (*) (12 luglio) (21 giugno) (17 luglio) | 48.634 | 50.974 | 53.105 |

(*) Il fabbisogno di potenza alla punta estiva del 2003 supera il fabbisogno alla punta invernale 2002.

Tabella 7 - Potenza efficiente netta e potenza disponibile alla punta invernale

| | Anno 2001 | | | | Anno 2002 | | | |
|-----------------------|--------------------------------|--|-----------------------------|--------------|--------------------------------|--|-----------------------------|--------------|
| | Potenza efficiente netta MW | Potenza disponibile alla punta invernale MW | Potenza indisponibile MW | % Indisp. | Potenza efficiente netta MW | Potenza disponibile alla punta invernale MW | Potenza indisponibile MW | % Indisp. |
| Idroelettrici | 20.433 | 13.450 | 6.983 (a) | 34,2% | 20.439 | 13.450 | 6.989 | 34,2% |
| Termoel. tradiz. | 54.570 | 34.850 | 19.720 (b) | 36,1% | 55.100 | 34.750 | 20.350 | 36,9% |
| Geotermoelettrici | 540 | 450 | 90 | 16,7% | 665 | 550 | 115 | 17,3% |
| Eolici e fotovoltaici | 667 | 150 | 517 | 77,5% | 746 | 200 | 546 | 73,2% |
| Totale | 76.210 | 48.900 | 27.310 | 35,8% | 76.950 | 48.950 | 28.000 | 36,4% |

- (a) Indisponibilità del parco idroelettrico alla punta invernale dell'anno 2001 dovuta a motivi di carattere idrologico, avarie o limitazioni per cause esterne.
- (b) Indisponibilità stimata del parco termoelettrico alla punta invernale dell'anno 2001, di cui:
- **5.250** MW indisponibile per cause non programmabili per gli impianti di sola produzione elettrica (che ammontano a 42.396 MW)
 $5.250/42.396=12,4\%$ ---> probabilmente include anche l'indisponibilità per manutenzione programmata ($720h/8760=8,2\%$)
 - **5.200** MW indisponibile per cause non programmabili per gli impianti di produzione combinata (che ammontano a 12.082 MW)
 $5.200/12.082= 43\%$ ---> "gli impianti con produzione combinata sono guidati dalla produzione termica" che peraltro dovrebbe essere massima proprio nel periodo invernale. "Si dispone della misura diretta della potenza erogata solo di una parte di tali impianti, per cui il dato di potenza effettivamente disponibile è stimato": la relativamente piccola dimensione media di questi impianti non può da sola implicare un abbattimento del 43%, proprio durante il periodo invernale.
 - **4.100** MW indisponibili per arresti di lunga durata, ripotenziamenti, mancate autorizzazioni (per gli impianti di sola produzione elettrica)
 - **1.770** MW indisponibili per arresti di lunga durata, ripotenziamenti, mancate autorizzazioni (per gli impianti di produzione combinata) "incluso anche gli impianti di cogenerazione, diversi dal teleriscaldamento, a funzionamento stagionale: es. zuccherifici".
 Ci sono impianti tipo sarmato e Celano che producono anche in inverno, saturando almeno le ore piene e facendo la manutenzione programmata a marzo-aprile.
 - **3.400** MW: potenza censita non più operativa.

Fonte: GRTN - Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2001, p. 33), Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, Aprile 2002 - Marzo 2003

Tabella 8 - Unità di tipo turbogas che, pur ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili, non risultavano disponibili all'esercizio nella settimana del 23-27 giugno 2003 e ripristinabili all'esercizio solo a seguito di interventi di manutenzione straordinaria con tempi di riattivazione compresi tra alcuni mesi ed un anno

| Società | Impianto | Tipologia | Potenza (MW) | Note (*) | Tempi di riattivazione, in mesi(°) |
|---------------------|----------------------|-----------|--------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Enel produzione Spa | Camerata Picena 1 | turbogas | 26,0 | indisp. fino al 31/12/03 | 7 |
| Enel produzione Spa | Camerata Picena 2 | turbogas | 26,0 | indisp. fino al 31/12/04 | 7 |
| Enel produzione Spa | Camerata Picena 3 | turbogas | 26,0 | indisp. fino al 31/12/05 | 7 |
| Enel produzione Spa | Camerata Picena 4 | turbogas | 26,0 | indisp. fino al 31/12/06 | 7 |
| Enel produzione Spa | Campomarino | turbogas | 87,5 | indisp. fino al 31/12/07 | 3 |
| Enel produzione Spa | Carpi turbogas 1 | turbogas | 88,0 | avaria | 5 |
| Enel produzione Spa | Carpi turbogas 2 | turbogas | 88,0 | avaria | 5 |
| Enel produzione Spa | Codrongianus 1 | turbogas | 17,0 | indisponibile per l'esercizio | |
| Enel produzione Spa | Codrongianus 2 | turbogas | 17,0 | indisponibile per l'esercizio | |
| Enel produzione Spa | Codrongianus 4 | turbogas | 17,0 | indisponibile per l'esercizio | |
| Enel produzione Spa | Codrongianus 5 | turbogas | 17,0 | indisponibile per l'esercizio | |
| Enel produzione Spa | Fiumicino | turbogas | 65,9 | indisp. fino al 31/12/03 | |
| Enel produzione Spa | Giugliano 2 | turbogas | 88,0 | avaria | |
| Enel produzione Spa | Giugliano 3 | turbogas | 88,0 | avaria | 12 |
| Enel produzione Spa | Giugliano 4 | turbogas | 88,0 | avaria | 12 |
| Enel produzione Spa | Larino 1 | turbogas | 123,0 | parallelo da sincronizzare | 9-11 |
| Enel produzione Spa | Larino 2 | turbogas | 123,0 | indisp. fino al 31/12/03 | 9-11 |
| Enel produzione Spa | Maddaloni | turbogas | 88,0 | avaria | 5 |
| Enel produzione Spa | Montalto di Castro 7 | turbogas | 125,0 | indisp. fino al 31/12/03 | 12 |
| Enel produzione Spa | Montalto di Castro 9 | turbogas | 115,0 | indisp. fino al 31/12/03 | 12 |
| Totale | | | 1.339 | | |

(*) Cause e durata delle indisponibilità secondo le dichiarazioni rese dai produttori al Gestore della rete per la settimana del 26 giugno 2003.

(°) Tempi di riattivazione all'esercizio previsti dal piano di revamping di impianti di tipo turbogas non più operativi per complessive 1.206 MW, approvato dal Consiglio di amministrazione dell'Enel Spa in data 2 luglio 2003. Gli impianti evidenziati in colore verde, per un totale di 1.118 MW, coincidono con quelli inclusi nel medesimo piano a meno di Alessandra (1 x 88 MW).

Fonte: Elaborazione su dati del Gestore della rete, comunicati con lettera all'Autorità del 22 settembre 2003 (prot. Autorità 025452 del 22 settembre 2003)

Tabella 9 - Unità termoelettriche ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili e indisponibili nella settimana del 23-27 giugno 2003 in quanto soggetti ad arresti di lunga durata per interventi di conversione o di "repowering"

| Società | Impianto | Tipologia | Potenza (MW) | Note |
|---------------------|--------------------|------------------------------|---------------------|-------------------------------|
| Edipower Spa | Chivasso 4 | termoelettrico convenzionale | 140 | rifacimento impianto |
| Edipower Spa | Chivasso 5 | termoelettrico convenzionale | 250 | rifacimento impianto |
| Edipower Spa | Brindisi Nord 4 | termoelettrico convenzionale | 320 | riconversione |
| Edipower Spa | Sermide 3 | termoelettrico convenzionale | 320 | riconversione |
| Edipower Spa | Sermide 4 | termoelettrico convenzionale | 320 | riconversione |
| Endesa Italia Spa | Ostiglia 1 | termoelettrico convenzionale | 330 | riconversione |
| Endesa Italia Spa | Ostiglia 2 | termoelettrico convenzionale | 330 | riconversione |
| Endesa Italia Spa | Ostiglia 3 | termoelettrico convenzionale | 330 | riconversione |
| Enel produzione Spa | Fusina 5 | termoelettrico convenzionale | 160 | interventi di metanizzazione |
| Enel produzione Spa | Termini Imerese 5 | termoelettrico convenzionale | 320 | indisp. fino al 14/5/04 |
| Enel produzione Spa | Santa Gilla 1 | turbogas | 37 | indisponibile per l'esercizio |
| Enel produzione Spa | Santa Gilla 2 | turbogas | 35 | indisponibile per l'esercizio |
| Tirreno Power Spa | Torvaldaliga Sud 1 | termoelettrico convenzionale | 177 | riconversione |
| Tirreno Power Spa | Torvaldaliga Sud 2 | termoelettrico convenzionale | 320 | riconversione |
| Tirreno Power Spa | Torvaldaliga Sud 3 | termoelettrico convenzionale | 320 | riconversione |
| Totale | | | 3.709 | |

Fonte: Elaborazione su dati del Gestore della rete, comunicati con lettera all'Autorità del 22 settembre 2003 (prot. Autorità 025452 del 22 settembre 2003)

Tabella 10 - Unità termoelettriche censite dal Gestore della rete come capacità installata (potenza efficiente netta) ma non più operativa dal 2001 (sono evidenziate in giallo le unità ammesse alla reintegrazione dei costi non recuperabili)

| Reg. Istat | Regione | Provincia | Società | Impianto | Tipologia | P. netta (MW) | Note |
|------------|----------------|-----------|---------------------|--------------------|------------------------------|---------------|--|
| 01 | Piemonte | AL | Enel produzione Spa | Alessandria 1 | turbogas | 88,0 | non operativo |
| 01 | Piemonte | AL | Enel produzione Spa | Alessandria 2 | turbogas | 88,0 | non operativo |
| 01 | Piemonte | TO | Edipower Spa | Chivasso 1 | termoelettrico convenzionale | 66,5 | non operativo |
| 01 | Piemonte | TO | Edipower Spa | Chivasso 2 | termoelettrico convenzionale | 66,5 | non operativo |
| 03 | Lombardia | LO | Endesa Italia Spa | Tavazzano 1 | termoelettrico convenzionale | 132,0 | non operativo |
| 03 | Lombardia | LO | Endesa Italia Spa | Tavazzano 2 | termoelettrico convenzionale | 132,0 | non operativo |
| 05 | Veneto | VE | Enel produzione Spa | Fusina 5 | termoelettrico convenzionale | 152,0 | non operativo |
| 07 | Liguria | SP | Enel produzione Spa | La Spezia 4 | termoelettrico convenzionale | 572,5 | non operativo |
| 08 | Emilia Romagna | MO | Enel produzione Spa | Carpi turbogas 1 | turbogas | 88,0 | non operativo |
| 08 | Emilia Romagna | MO | Enel produzione Spa | Carpi turbogas 2 | turbogas | 88,0 | non operativo |
| 08 | Emilia Romagna | RA | Enel produzione Spa | Porto Corsini 1 | termoelettrico convenzionale | 66,5 | non operativo |
| 08 | Emilia Romagna | RA | Enel produzione Spa | Porto Corsini 2 | termoelettrico convenzionale | 66,5 | non operativo |
| 11 | Marche | AN | Enel produzione Spa | Camerata Picena 1 | turbogas | 26,0 | non operativo |
| 11 | Marche | AN | Enel produzione Spa | Camerata Picena 2 | turbogas | 26,0 | non operativo |
| 11 | Marche | AN | Enel produzione Spa | Camerata Picena 3 | turbogas | 26,0 | non operativo |
| 11 | Marche | AN | Enel produzione Spa | Camerata Picena 4 | turbogas | 26,0 | non operativo |
| 12 | Lazio | RM | Enel produzione Spa | Civitavecchia | termoelettrico convenzionale | 228,3 | non operativo |
| 12 | Lazio | RM | Enel produzione Spa | Fiumicino | turbogas | 65,9 | non operativo |
| 12 | Lazio | RM | Tirreno Power Spa | Torvaldaliga Sud 1 | termoelettrico convenzionale | 177,0 | non operativo; in riconversione dal 6-2000 |
| 14 | Molise | CB | Enel produzione Spa | Campomarino | turbogas | 87,5 | non operativo |
| 14 | Molise | CB | Enel produzione Spa | Larino 1 | turbogas | 123,0 | non operativo |
| 14 | Molise | CB | Enel produzione Spa | Larino 2 | turbogas | 123,0 | non operativo |
| 18 | Calabria | CS | Enel produzione Spa | Mercure | termoelettrico convenzionale | 70,1 | non operativo |
| 19 | Sicilia | PA | Enel produzione Spa | Termini Imerese 1 | termoelettrico convenzionale | 105,0 | non operativo |
| 19 | Sicilia | PA | Enel produzione Spa | Termini Imerese 2 | termoelettrico convenzionale | 105,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 1 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 2 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 3 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 4 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 5 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | SS | Enel produzione Spa | Codrongianus 6 | turbogas | 17,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | CA | Enel produzione Spa | Santa Gilla 1 | turbogas | 35,0 | non operativo |
| 20 | Sardegna | CA | Enel produzione Spa | Santa Gilla 2 | turbogas | 33,5 | non operativo |
| 20 | Sardegna | CA | Enel produzione Spa | Sulcis 2 | termoelettrico convenzionale | 225,5 | non operativo |
| 20 | Sardegna | CA | Enel produzione Spa | Sulcis 3 | termoelettrico convenzionale | 225,5 | non operativo |

Totale

3.417

di cui ammessi a reintegrazione dei costi non recuperabili

2.581

76%

di cui aggiuntivi rispetto a quelli già considerati indisponibili nella settimana del 26 giugno 2003

986