

ti idonei sono libere su tutto il territorio nazionale, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico derivanti dalla normativa comunitaria e dalla legislazione vigente;

- la gestione di infrastrutture di approvvigionamento di energia connesse alle attività di trasporto e dispacciamento dell'energia a rete è di interesse pubblico;
- le attività di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge.

In particolare in merito a:

- *autorizzazione di nuovi elettrodotti*: la legge prevede procedure semplificate, trasparenti e non discriminatorie per il rilascio di autorizzazioni in regime di libero mercato e per la realizzazione delle infrastrutture, con la previsione fra l'altro di una autorizzazione unica da rilasciarsi, previa procedura semplificata da completarsi entro 180 giorni, da parte del Ministero delle Attività Produttive ("MAP"), previo concerto con il Ministero dell'Ambiente, per la costruzione e l'esercizio di elettrodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica;
- *approvazione del piano di sviluppo della RTN*: la legge prevede che il MAP verifichi la conformità dei piani di sviluppo, predisposti annualmente dai gestori delle reti di trasporto, con gli indirizzi dallo stesso emanati;
- *unificazione della proprietà e della gestione della rete di cui al DPCM 11 maggio 2004*: la legge prevede che il limite per le società a controllo pubblico, anche indiretto, a non detenere dal 1° luglio 2007 quote superiori al 20% del capitale delle società che sono proprietarie e gestiscono reti nazionali di trasporto dell'energia elettrica è operante solo qualora tali società agiscano direttamente nei medesimi settori;
- *contratti di importazione in capo a Enel S.p.A. ("Enel") e destinati al mercato vincolato, in essere alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 79/99*: la legge prevede la possibilità del trasferimento di tali contratti all'Acquirente Unico S.p.A. ("AU") con decreto del MAP, di concerto con il Ministro dell'Economia, a partire dalla data di assunzione della funzione di garante della fornitura di energia elettrica al mercato vincolato da parte del medesimo AU;
- *ritiro di energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA*: la legge prevede la possibilità di ritiro, su richiesta del produttore, da parte del GRTN o dell'impresa distributrice in base al collegamento dell'impianto rispettivamente alla RTN o alla rete di distribuzione;
- *certificati verdi*: la legge prevede che l'energia prodotta con l'utilizzo dell'idrogeno o con celle a combustibile e l'energia prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, limitatamente alla quota di energia termica utilizzata per il teleriscaldamento, hanno diritto all'emissione di certificati verdi. Viene inoltre modificato il valore dei certificati verdi che oggi è pari a 0,05 GWh o multipli di detta grandezza.

Sintesi dell'attività di regolazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG") di maggior impatto per il GRTN

Delibera 05/04 - Testo Integrato delle disposizioni dell'AEEG per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi

Con la delibera 05/04 l'AEEG ha adottato la nuova versione del Testo Integrato per l'erogazione del servizio di trasporto, misura e vendita dell'energia.

La delibera, pur prevalentemente destinata alle imprese distributrici che trasferiscono ai clienti finali i costi complessivi connessi alla prestazione del servizio elettrico, fissa anche i corrispettivi a copertura dei canoni dovuti ai proprietari RTN e dei costi di funzionamento del GRTN.

Come nel biennio 2002-2003, per il reperimento delle risorse economiche destinate alla remunerazione dei proprietari della RTN e dell'attività di trasmissione svolta dal GRTN, è previsto:

- un corrispettivo multiorario, a carico dei distributori, dovuto al GRTN per i prelievi netti dalla RTN e per le immissioni nei punti di interconnessione virtuale in alta tensione ("AT");
- un corrispettivo semplice, a carico dei produttori, dovuto al GRTN per l'energia netta immessa in qualsiasi rete con obbligo di connessione di terzi.

Dal gettito generato dall'applicazione del corrispettivo multiorario a carico dei distributori è detratto il costo di funzionamento del GRTN per la gestione della RTN (CTR GRTN).

Inoltre l'AEEG, per il secondo periodo tariffario, ha fissato specifici corrispettivi di trasmissione (TRAS), da inserire nelle tariffe da applicare ai clienti finali diversi dai domestici e ha strutturato le tariffe di trasmissione in modo tale da farle dipendere dal tipo di misuratore installato: tariffa semplice per il misuratore integratore e tariffa multioraria per misuratori orari o multiorari.

Per quanto attiene all'attività di misura, l'AEEG ha definito specifici corrispettivi per remunerare l'installazione e la manutenzione dei misuratori, la rilevazione e la registrazione delle misure, nonché il servizio di aggregazione delle stesse, di cui una parte di spettanza del GRTN ("MIS").

Infine, relativamente alle maggiorazioni ed ai relativi conti istituiti presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico ("CCSE"), si segnala che la delibera 05/04 tiene conto delle modifiche apportate dalla legge n. 83 del 19 aprile 2003.

Si precisa che i corrispettivi per il servizio di trasmissione sono stati successivamente aggiornati dall'AEEG, per l'anno 2005, con la delibera 135/04.

Delibera 07/04 – Disposizioni transitorie e urgenti in materia di garanzia della fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato

Con tale delibera, nelle more dell'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, l'AEEG ha prorogato il funzionamento del sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica ("STOVE") avviato con la delibera n. 67/03 e ha introdotto alcune modificazioni alle delibere 27/03 e 67/03 che regolano, rispettivamente, i profili del prelievo e dell'immissione ai fini del dispacciamento. In particolare la delibera ha introdotto la componente dis espressa in centesimi di euro/kWh, applicata all'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo, ai fini della remunerazione del servizio di dispacciamento. La misura di tale componente è stata stabilita in 0,01 centesimi di euro/kWh. La componente dis, così come stabilita dalla delibera 07/04, sarà poi confermata anche dalle successive delibere in materia di dispacciamento n. 48/04 e 237/04.

Delibera 48/04 - Avvio del dispacciamento di merito economico per l'anno 2004 e connesse disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico nazionale e di attuazione della deliberazione dell'AEEG 30 gennaio 2004, n. 05/04

Con la delibera 48/04 l'AEEG ha avviato il dispacciamento di merito economico per il periodo tra il 1° aprile 2004 e il 31 dicembre 2004, senza partecipazione attiva della domanda definendo, altresì, le disposizioni in materia di adeguatezza della capacità produttiva e le disposi-

zioni per l'erogazione del servizio di aggregazione delle misure di energia ai fini della liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento.

Delibera 103/04 - Aggiornamento per il trimestre luglio-settembre 2004 di componenti e parametri della tariffa elettrica, del parametro Ct e modificazioni del Testo Integrato

Tale delibera, emanata il 25 giugno 2004 dall'AEEG al fine di aggiornare per il trimestre luglio-settembre 2004 i componenti e i parametri della tariffa elettrica relativamente al meccanismo di copertura degli oneri sostenuti dal GRTN per la compravendita dell'energia CIP 6 di cui al comma 12 dell'articolo 3 del D.Lgs. 79/99, ha apportato:

- un adeguato incremento dei valori della maggiorazione A3, il cui gettito è destinato alla copertura degli oneri sopradetti;
- la modifica del meccanismo di trasferimento del gettito della maggiorazione A3 dai distributori al GRTN.

A partire dai consumi del 1° luglio 2004, il GRTN ha potuto fatturare mensilmente alle imprese distributrici connesse direttamente alla RTN il gettito della maggiorazione A3, fatturato mensilmente da queste ultime ai propri clienti finali, regolando successivamente con la CCSE le differenze tra le necessità e tale gettito.

Il regime precedente prevedeva invece il trasferimento al GRTN, da parte della CCSE, del gettito versato – al netto dell'ammontare IVA – dalle imprese distributrici alla CCSE con cadenza bimestrale.

Le misure introdotte con la delibera 103/04 hanno permesso sia di incrementare le disponibilità del GRTN per la copertura dell'onere di compravendita, sia di ridurre sensibilmente il credito del GRTN verso l'erario a causa dello squilibrio IVA strutturalmente determinato essenzialmente dal meccanismo di esazione della componente A3 in vigore fino ad allora.

Alla celere riduzione dell'ammontare del credito IVA del GRTN nei confronti dell'erario ha concorso anche l'entrata in vigore, a partire dal 1° luglio 2004, della direttiva CE 54/03.

Tale direttiva, innovando le disposizioni della precedente CE 92/96, ha eliminato le limitazioni che impedivano al GRTN di essere qualificato come cliente grossista e quindi di usufruire della riduzione dell'aliquota IVA al 10% nel pagamento delle fatture relative all'energia acquistata. La qualifica di cliente grossista ha consentito al GRTN di compensare l'ammontare del credito IVA con i consistenti saldi IVA mensili registratisi nel secondo semestre 2004.

Delibera 107/04 - Provvedimenti in materia di clienti idonei nel settore elettrico in attuazione dell'articolo 21, comma 1, lettera b), della Direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003

Con la delibera 107/04 l'AEEG, coerentemente alla direttiva CE 54/2003 che dispone che i clienti idonei siano, a decorrere dal 1° luglio 2004, tutti i clienti non civili, ha collegato il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo all'attività economica svolta dal soggetto e non più al raggiungimento di una soglia di consumo annuo di energia, come invece previsto dalla delibera 20/03, oggi abrogata.

Pertanto clienti idonei sono i clienti non domestici.

Delibera 201/04 - Modifica ed integrazione delle deliberazioni dell'AEEG 19 marzo 2002, n. 42, e 30 dicembre 2003, n. 168, in materia di riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione e di dispacciamento delle unità di cogenerazione

Con la delibera 201/04 l'AEEG ha modificato la delibera 42/02, in tema di cogenerazione e la delibera 168/03, in materia di dispacciamento, limitatamente alle unità di produzione di energia combinata a calore.

La delibera riconosce, per un solo anno, agli utenti del dispacciamento di unità di cogenerazione, la facoltà di avvalersi del riconoscimento anticipato della priorità di dispacciamento nei casi in cui, in base ai dati di progetto, alle prestazioni attese e agli esiti del collaudo, il produttore possa dichiarare che l'impianto è in grado di raggiungere i valori stabiliti dalla delibera 42/02 per il riconoscimento della produzione quale cogenerazione, salva la successiva impossibilità di rispettare quanto dichiarato. Di tale eventuale impossibilità deve essere data immediata comunicazione al GRTN; in tal caso la qualifica di cogenerazione ed i benefici ad essa associati vengono meno immediatamente.

La facoltà di avvalersi del riconoscimento anticipato può esercitarsi anche in caso di eventi imprevedibili ed eccezionali che impediscano all'impianto di soddisfare i valori di cui alla delibera 42/02 nell'anno corrispondente, ma non in quello successivo, sempre che ne venga data tempestiva comunicazione al GRTN così da sospendere, anche in questa circostanza, il beneficio della priorità di dispacciamento per l'anno interessato da tali eventi.

DISPACCIAMENTO

Il GRTN, attraverso il dispacciamento, deve garantire la sicurezza degli approvvigionamenti assicurando l'adeguatezza delle risorse a copertura della domanda ed il continuo bilanciamento in tempo reale tra il fabbisogno di energia e le risorse disponibili. Il GRTN, da un lato, è impegnato nel medio termine, nella programmazione delle manutenzioni di rete e dei gruppi di generazione per disporre di un adeguato livello di riserva a copertura del fabbisogno e, dall'altro, è attivo giornalmente nell'acquisizione, con criteri di ottimo economico, di disponibilità di generazione in tempo reale, nella regolazione della tensione e nella fornitura di tutti quei servizi di rete che permettono l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico.

Il 2004 è stato un anno impegnativo per il GRTN che ha dovuto garantire la sicurezza del sistema elettrico nel delicato contesto creatosi a valle dei gravi incidenti, delle insolite condizioni climatiche e delle difficoltà d'approvvigionamento verificatesi nel 2003. Contestualmente ha dovuto affrontare un radicale e diverso modo di approvvigionare le risorse, rappresentato da un nuovo sistema delle offerte (Sistema Italia 2004). Nel complesso la gestione del sistema in tali condizioni è risultata pienamente soddisfacente dal punto di vista della sicurezza e dell'adeguatezza delle risorse.

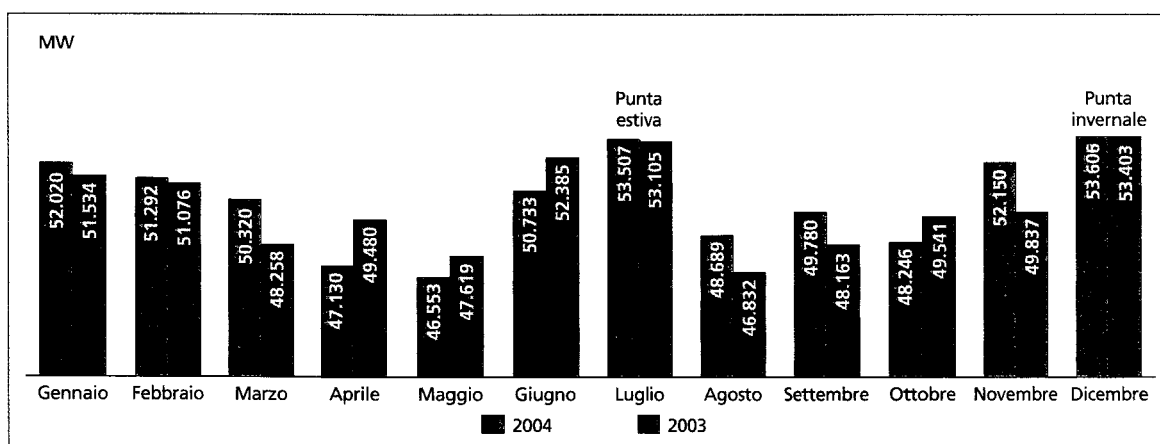
Andamento dell'esercizio elettrico

Nel 2004 la richiesta di energia elettrica in Italia ha raggiunto i 321.974 GWh con un aumento dello 0,4 % rispetto al 2003.

Il giorno 23 luglio 2004 è stato registrato il massimo storico del fabbisogno giornaliero di energia elettrica, pari a 1.077 GWh. Tale massimo è stato accompagnato da punte in energia in quattro delle otto aree territoriali.

L'andamento del fabbisogno in potenza è stato contraddistinto da una marcata variabilità nei valori percentuali di incremento alla punta. I mesi di aprile, maggio, giugno ed ottobre 2004 hanno fatto registrare un decremento nei picchi di richiesta imputabile essenzialmente a fattori climatici. Nello specifico, le temperature registrate sono risultate più basse della media nei

FABBISOGNO IN POTENZA MASSIMO MENSILE



mesi di maggio e giugno, mentre temperature mediamente più alte si sono registrate nei mesi di aprile ed ottobre. Nei mesi di luglio ed agosto si sono registrati, invece, aumenti dovuti a brevi e limitati periodi di caldo torrido.

Il 23 luglio 2004 è stata registrata la nuova punta di fabbisogno in potenza nel periodo estivo pari a 53.507 MW superiore sia alla precedente punta estiva di 53.105 MW verificatasi il giorno 17 luglio 2003 sia alla punta storica, pari a 53.403 MW, registrata il 10 dicembre 2003.

Il giorno 16 dicembre 2004 alle ore 17.00 è stata registrata la nuova punta storica di fabbisogno con un valore pari a 53.606 MW.

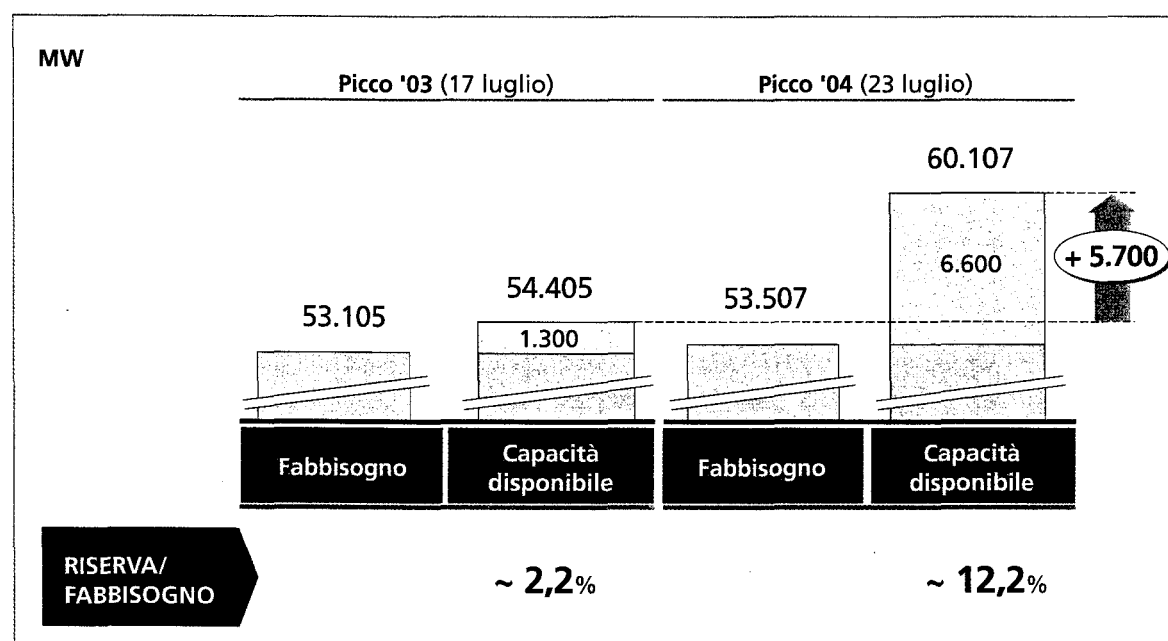
Il rapporto tra energia e picco annuale di potenza (ore di utilizzazione) passa da 6.005 del 2003 a 6.006 nel 2004.

Copertura del fabbisogno

Le azioni poste in essere nel 2004 hanno consentito di recuperare parte del gap, accumulato dal sistema elettrico nel corso degli ultimi anni, tra domanda e capacità produttiva disponibile. I risultati ottenuti, anche se agevolati dalle più favorevoli condizioni meteorologiche rispetto al 2003 (inverno più piovoso ed estate meno torrida), hanno carattere strutturale e consentono di considerare in buona parte superata la fase di emergenza creatasi nel periodo precedente.

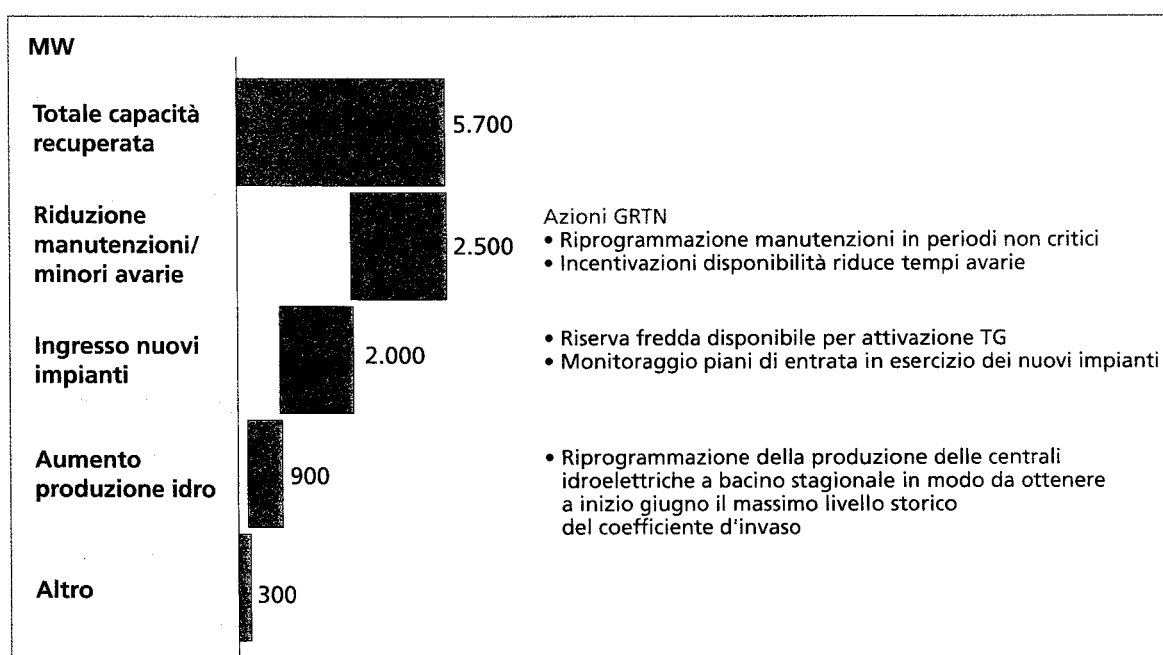
Inoltre, all'aumento dei consumi nel picco estivo, che è stato registrato nel mese di luglio, è corrisposto un significativo aumento della capacità disponibile che ha consentito di coprire il fabbisogno, senza necessità di ricorrere a deroghe ambientali (su temperature allo scarico e su emissioni) o al distacco di carichi interrompibili e ciò nonostante la riduzione di importazioni rispetto al 2003. Il margine di riserva disponibile nell'ora di massimo fabbisogno estivo era pari a circa il 12% del fabbisogno, non molto lontano dal livello ottimale del 15%.

MARGINE DI RISERVA ALLA PUNTA



La crescita della disponibilità degli impianti, per un totale di circa 5.700 MW rispetto al 2003, è riconducibile in parte (circa 2.500 MW) alla rimodulazione delle manutenzioni e alla riduzione delle avarie, in parte (circa 2.000 MW) all'ingresso di nuovi impianti e alla riattivazione di alcune centrali turbogas. Inoltre, il maggior apporto di produzione idroelettrica ha contribuito per circa 900 MW, mentre la combinazione di altri fattori minori – in parte positivi e in parte negativi quali la riduzione della limitazione per alte temperature allo scarico ("ATS") e il calo delle importazioni massime – ha contribuito per la parte rimanente.

RECUPERO DI CAPACITÀ DISPONIBILE



Nel corso del 2004 il GRTN ha attivamente perseguito questo risultato con una serie di azioni. In particolare, nel riprogrammare le manutenzioni delle centrali in periodi diversi da luglio ed agosto e nel rimodulare la produzione idroelettrica per aumentare il livello dei bacini nel periodo estivo (l'attivazione di procedure di monitoraggio del livello dei bacini garantisce, anche per il futuro, livelli massimi di produzione al picco anche in condizioni di minore idraulicità) il GRTN ha predisposto il sistema per gestire eventuali condizioni di scarsità di offerta.

Le azioni del GRTN sono state rafforzate dall'attivazione di nuovi strumenti di incentivazione, quali borsa e capacity payment, in grado di allineare il comportamento dei produttori in termini di disponibilità degli impianti alle necessità del sistema. Ciò ha favorito la riattivazione di alcuni impianti turbogas, ormai non più remunerativi in regime amministrato e accelerato la chiusura dei cantieri avviati per numerosi impianti oltre al mantenimento in esercizio, ancorché a produzione zero, di impianti di generazione soggetti a vincoli ambientali sui quali in caso di necessità sarebbe stato possibile richiedere l'attivazione di opportune deroghe.

Approvvigionamento delle risorse di dispacciamento

L'entrata in vigore del Sistema Italia 2004, che ha sostituito il precedente sistema STOVE, ha richiesto la messa a punto di un sistema informatizzato particolarmente complesso.

Nel nuovo sistema il GRTN è tenuto a fare, il giorno antecedente, la stima del fabbisogno d'energia, che è operazione preliminare all'apertura del mercato, ad effettuare la dichiarazione dei limiti di trasporto tra le aree e, successivamente alla chiusura del Mercato del Giorno Prima ("MGP"), ad acquisire le risorse per bilanciare errori di previsioni ed avarie al fine di risolvere le congestioni e regolare il sistema elettrico. Tutte le difficoltà d'avviamento sono state superate positivamente nel pieno rispetto delle regole per il dispacciamento senza ricorrere a misure tecniche di sospensione del mercato.

Controllo in tempo reale

L'esercizio in tempo reale consiste essenzialmente nell'assicurare la continuità e la qualità del servizio elettrico mediante il bilanciamento continuo degli scostamenti di domanda dalle previsioni e il contrasto delle perdite accidentali di generazione.

A tal fine è essenziale assicurare la funzione di trasmissione dell'energia dalle fonti di generazione ai centri di consumo, in modo che non si eccedano i limiti di capacità di trasporto dei singoli elettrodotti.

La gestione in sicurezza e ridondanza della rete primaria, rappresentata in totale da più di 70.000 km di elettrodotti, è stata assicurata mediante l'attuazione di quanto previsto dal piano per la sicurezza di cui alla legge 290/03. In questo ambito, è stata predisposta un'ulteriore linea di turno per la programmazione dei flussi ed il controllo continuo delle sezioni con l'estero, è stata estesa la rete osservabile alla Svizzera per potenziare la capacità di interagire con gli operatori esteri, ed è stata asservita in tempo reale l'attuazione dei contratti interrompibili.

Qualità del servizio, indici di disalimentazione e disservizi

Nel 2004 l'energia non fornita, riferita alla rete rilevante, è risultata pari a circa 3.627 MWh. Tale valore risulta comprensivo di alcuni eventi di portata straordinaria che hanno contribuito per circa 1.896 MWh, tra cui si evidenziano le intense precipitazioni nevose occorse nel periodo compreso tra la fine di febbraio e la prima metà di marzo del 2004 che hanno interessato vaste aree del centro nord del paese con conseguenti disalimentazioni di bacini di utenza. A queste si sono aggiunte le intense bufere di neve e vento nelle aree della Campania e della Calabria nei giorni 30 e 31 dicembre 2004.

Un altro guasto di forte impatto sulla continuità si è verificato nella stazione di Redipuglia il giorno 18 gennaio 2004 a causa dello scoppio di uno scaricatore in Stazione.

Si evidenzia, infine, la disalimentazione di un vasto bacino di utenza ricadente nella periferia delle città di Napoli e Caserta causata dal contatto accidentale di un mezzo meccanico con i conduttori della linea elettrica a 220 kV Fratta-Maddaloni, occorso il 16 luglio.

Con riferimento al perimetro della RTN, il valore di energia non fornita è risultato pari a circa 1.586 MWh corrispondenti ad un indice di disalimentazione 4' e 25", allineato allo standard europeo. Tale indice è al netto delle interruzioni sul carico contrattualmente interrompibile la cui attivazione come mezzo preventivo di riduzione del carico è stata particolarmente ridotta, grazie alle migliori condizioni generali dell'esercizio.

Si registrano due interventi, peraltro di natura contingente: il primo, il 16 aprile in Sicilia, quando lo scatto delle linee 220 kV Sorgente-Corriolo1 e Sorgente-Misterbianco1-2 causò lo scatto delle unità di produzione di varie centrali per un totale di circa 1.000 MW; il secondo, il 7 luglio in Sardegna, a seguito dello scatto di unità di produzione.

A fronte di una modesta applicazione dei contratti interrompibili per la riduzione preventiva del carico, l'utilizzo dell'interrompibilità in tempo reale, all'interno dei piani di difesa, si è rivelato particolarmente utile. Esso è stato applicato più volte in occasione di indesiderate aperture di linee di connessione con l'estero, risolvendo situazioni potenzialmente pericolose.

L'entrata in servizio di numerose unità di generazione, nuove o ripotenziare, in punti cruciali della rete insieme a nuova potenza di compensazione shunt hanno contribuito in modo sostanziale alla stabilità della tensione ai punti di scambio con la rete rilevante.

Al contrario del 2003, nel 2004 il ricorso al blocco dei variatori sotto carico per il riferimento della tensione secondaria dei trasformatori delle cabine primarie è stato praticamente nullo. Tale azione di controllo preventivo è stata adottata nella prima metà del mese di gennaio e soltanto per poche ore, nella Sicilia occidentale, per problemi di esercizio della rete di natura locale.

COMMERCIALE

Dal 1° aprile 2004 è stata avviata l'implementazione del Sistema Italia 2004, un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica basato su meccanismi di tipo borsistico. Il Sistema Italia 2004 è costituito da due mercati:

- *il mercato dell'energia elettrica*, che si articola in due fasi: il Mercato del Giorno Prima ("MGP") e il Mercato di Aggiustamento ("MA"), entrambi gestiti dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ("GME");
- *il Mercato dei Servizi di Dispacciamento ("MSD")*, che prevede l'approvvigionamento delle risorse per la risoluzione delle congestioni, la costituzione della riserva e il bilanciamento in tempo reale, anch'esso gestito dal GME ma per conto del GRTN.

Il 2004 ha visto la realizzazione dell'operatività del dispacciamento di merito economico solo sul lato dell'offerta con la partecipazione al mercato dell'energia delle unità di produzione rilevanti (>10 MVA); durante questa fase, caratterizzata dalla domanda passiva, il ruolo di acquirente è stato svolto in via esclusiva dal GRTN. La partecipazione attiva della domanda, in grado di formulare offerte di acquisto con o senza indicazione di prezzo nel mercato dell'energia, è iniziata solo il 1° gennaio 2005.

Nel 2004 le attività commerciali del GRTN sono state finalizzate al raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- l'attuazione di un sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica;
- la gestione e l'esercizio del dispacciamento di merito economico;
- la gestione del servizio di interrompibilità;
- le attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa dell'elettricità.

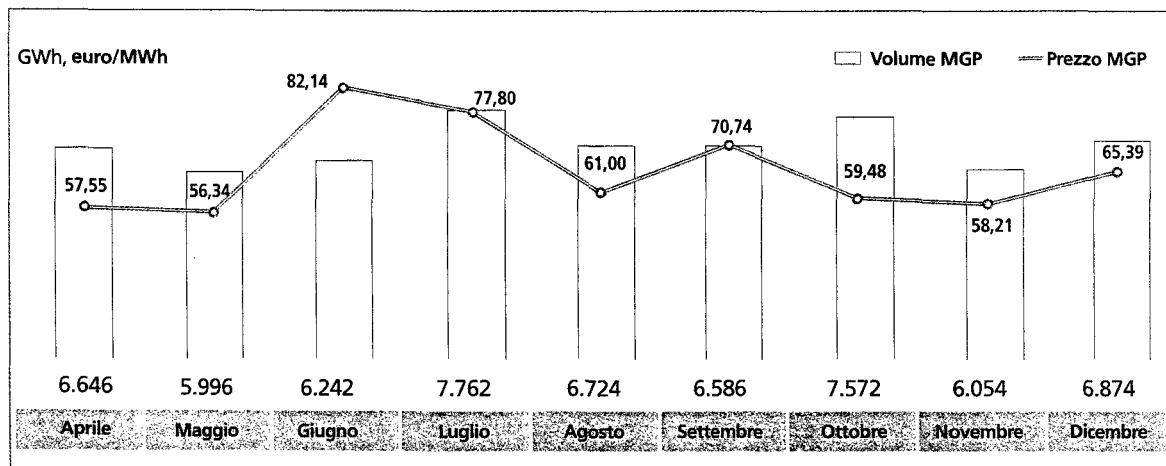
Offerta energia

Il Sistema Italia 2004 ha individuato il GRTN come unico soggetto autorizzato ad acquistare energia elettrica sul MGP a meno dei produttori per gli acquisti destinati alle centrali di pompaggio. La logica di funzionamento del MGP prevede che i produttori presentino offerte di vendita di energia con indicazione di prezzo mentre il GRTN, espressione della domanda non coperta da contratti bilaterali, presenta offerte di acquisto senza indicazione di prezzo. La remunerazione delle offerte di vendita accettate avviene al prezzo marginale (prezzo dell'offerta più alta accettata). Per l'aggiustamento dei programmi risultanti dal MGP si ricorre al MA che, attraverso un sistema di offerte bilanciate, consente di spostare produzione da una unità produttiva ad un'altra (anche se di operatori diversi), purché nell'ambito della stessa ora e purché le unità si trovino all'interno della stessa zona geografica.

Nel periodo aprile-dicembre 2004, il GRTN ha acquistato dal GME circa 60,5 TWh di energia pari ad Euro 3.965 milioni. Nel corso dei 9 mesi la quantità acquistata è risultata sostanzialmente stabile, con un valore minimo di 6,0 TWh nel mese di maggio ed un valore massimo di 7,8 TWh nel mese di luglio.

L'onere mensile ha invece presentato una maggiore volatilità a causa delle variazioni registrate nel prezzo di acquisto-prezzo unico nazionale ("PUN"). In particolare il prezzo ha raggiunto un picco pari a 82,14 euro/MWh (+25% del valore medio) nel mese di giugno ed un minimo pari a 56,34 euro/MWh (-14% del valore medio) nel mese di maggio.

ACQUISTI ENERGIA SU MGP: QUANTITÀ E PREZZI

**Offerta servizi**

Il MSD è il mercato attraverso il quale il GRTN si approvvigiona delle risorse per il dispacciamento. Il mercato è fisicamente distinto in una fase *ex ante* che si svolge nel giorno prima di quello di flusso, a valle dei mercati dell'energia, ed in una fase *ex post* che si svolge nel tempo reale per effetto delle azioni che il GRTN deve effettuare per il bilanciamento della rete.

Sono abilitate al MSD solo le unità che risultino avere adeguate caratteristiche tecniche.

A differenza del MGP, il MSD è un mercato *pay as bid*, ovvero ciascuna unità viene remunerata al prezzo che ha offerto e non al prezzo marginale. Gli operatori sono tenuti a presentare per ciascuna unità un prezzo di vendita ed un prezzo di acquisto di energia. I prezzi presentati sono validi sia nel MSD *ex ante* che nel MSD *ex post*.

Nel corso del periodo aprile-dicembre 2004 il GRTN ha acquistato 16,6 TWh di energia e venduto 13,8 TWh di energia con un onere netto pari ad Euro 1.109 milioni.

MSD ex ante

Nel MSD *ex ante* vengono acquistate e vendute quantità di energia ai fini dell'approvvigionamento della necessaria riserva di potenza, della risoluzione delle residue congestioni in esito ai mercati (MGP ed MA) e della copertura dell'errore di fabbisogno residuo. Questo è pari alla differenza tra la stima della domanda utilizzata nel MGP e la stima più aggiornata disponibile nel giorno precedente quello di flusso.

Nel MSD *ex ante* sono stati acquistati 8,2 TWh di energia e venduti 8,1 TWh di energia per un onere netto pari ad Euro 580 milioni.

Le quantità acquistate e vendute sono risultate in sostanziale equilibrio nel corso dei nove mesi, dopo una rapida crescita dei primi tre mesi legata anche alla progressiva riduzione dei margini a salire e a scendere disponibili a valle del MA; nei successivi sei mesi si è registrata una sostanziale stabilità.

MSD ex post

Nel tempo reale il GRTN acquista e vende quantità di energia ai fini del bilanciamento della rete tramite l'invio di comandi alle unità di produzione abilitate.

Nel MSD ex post sono stati acquistati 8,4 TWh di energia e venduti 5,7 TWh di energia per un onere netto pari ad Euro 529 milioni.

La quantità acquistata è risultata in ogni mese superiore alla quantità venduta per la necessità di coprire gli sbilanciamenti mediamente negativi degli impianti di generazione mentre le differenze tra la domanda reale ed il valore stimato sono risultate sostanzialmente nulle.

Gestione della domanda

Il Sistema Italia 2004 ha introdotto una disciplina basata sul servizio di dispacciamento, diretto al mantenimento dell'equilibrio di immissioni e prelievi nel sistema elettrico nazionale, alla predisposizione di adeguata capacità di riserva e alla gestione delle congestioni della rete rilevante. Il servizio di dispacciamento include anche lo scambio prestato dal GRTN per la gestione delle differenze tra l'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito di contratti bilaterali. Tali servizi sono resi dal GRTN attraverso l'approvvigionamento delle relative risorse nei mercati organizzati per il servizio di dispacciamento.

Rispetto alla precedente disciplina delineata dalla deliberazione 27/03, tra i soggetti obbligati a stipulare i contratti di dispacciamento in prelievo e di scambio, è previsto l'AU per tutte le unità di consumo comprese nel mercato vincolato.

Alla prestazione di tali servizi da parte del GRTN, corrisponde una serie di obblighi che gli utenti assumono attraverso la conclusione di contratti di dispacciamento e scambio con il GRTN stesso. Il principale obbligo per gli utenti del dispacciamento in prelievo ed immissione per unità non rilevanti riguarda l'attestazione mensile dell'energia immessa e prelevata, ai fini del calcolo dei corrispettivi che l'utente deve versare al GRTN per i servizi di dispacciamento e della ricostruzione, per ogni mese, del saldo fisico del contratto di scambio.

Nel periodo aprile-dicembre 2004 il GRTN, attraverso il servizio dello scambio, ha fornito energia agli utenti del dispacciamento per circa 60,5 TWh pari ad Euro 3.918 milioni.

La remunerazione di tali servizi è garantita attraverso corrispettivi stabiliti dall'AEEG, la cui valorizzazione è legata ai prezzi di mercato e non più definita in maniera amministrata.

L'adozione di un meccanismo di cessione dei saldi fisici di energia elettrica tra gli operatori all'interno del servizio di scambio, inoltre, ha determinato una notevole flessibilità operativa e gestionale agli stessi. La disciplina ha, altresì, definito le specifiche responsabilità dei distributori, che hanno l'obbligo di verificare che i clienti abbiano regolarmente concluso i contratti di bilanciamento e scambio e di comunicare al GRTN l'anagrafica dei punti inerenti ai titolari di contratti di bilanciamento in prelievo e le relative misure.

Servizio di interrompibilità

Il servizio di interrompibilità del carico con e senza preavviso, le cui condizioni, anche economiche, sono fissate dalla normativa, consente al GRTN di disporre di una quantità di potenza interrompibile che può essere utilizzata:

- nel caso di interrompibilità istantanea, prevalentemente per ricostituire con rapidità riserva e bilanciamento in tempo reale;
- nel caso di interrompibilità con preavviso, per limitare alle situazioni di effettivo rischio per il sistema elettrico nazionale il ricorso all'attivazione di procedure di alleggerimento del carico distribuite.

Il GRTN ha usufruito del servizio di interrompibilità già dal 2001. Tale servizio veniva associato alla riserva di capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero a clienti disponibili all'interruzione del carico.

Per l'anno 2004, le previsioni relative all'aumento dei consumi elettrici e l'andamento del parco di generazione hanno indotto il GRTN a comunicare agli organi istituzionali competenti l'esigenza di poter disporre, almeno per un triennio a partire dal 1° gennaio 2004, di un servizio di interrompibilità dei prelievi di energia elettrica assicurato per mezzo di una capacità interrompibile istantaneamente pari a 1.750 MW e per mezzo di un'ulteriore capacità interrompibile con preavviso di pari portata.

Per l'anno 2004, il GRTN aveva già assegnato 1.200 MW di capacità di trasporto sull'interconnessione mediante procedure concorsuali disciplinate dall'Autorità in misura pari a 600 MW per il periodo 2002-2004 e ulteriori 600 MW per il periodo 2003-2004; nel corso del mese di dicembre 2003 ha assegnato ulteriori 550 MW.

La delibera 151/03, per il triennio 1° gennaio 2004-31 dicembre 2006, prevede che:

- i soggetti assegnatari di capacità di trasporto sulle linee di interconnessione con l'estero, per l'anno 2004, possano fornire il servizio di interrompibilità istantanea rinunciando ai diritti di utilizzo della predetta capacità di trasporto;
- il GRTN individui, sulla base di criteri e di procedure non discriminatorie, i soggetti che possono prestare il servizio di interrompibilità con preavviso.

Ai clienti che offrono il servizio di interrompibilità istantanea viene riconosciuto un corrispettivo di 21 euro/MWh applicato all'energia mediamente importata nel corso del 2003 e per la quale viene fatta espressa rinuncia.

Il servizio di interrompibilità con preavviso è remunerato sulla base di un corrispettivo unitario di 8 euro/MWh applicato alla quota parte degli effettivi consumi di energia elettrica a potenza prelevata costante per tutte le ore del 2004 resa disponibile per il servizio dal singolo soggetto interessato e selezionata dal GRTN.

Nella tabella che segue si riporta il numero dei soggetti che hanno prestato il servizio di interrompibilità per l'anno 2004 e la potenza contrattuale.

	Numero clienti	Potenza contrattualizzata MW
Senza preavviso	85	1.739*
Con preavviso	81	1.148

* Assegnatari di capacità di trasporto sull'interconnessione che non hanno esercitato la facoltà di rinuncia di cui alla delibera 151/03 per complessivi 11 MW.

Attività propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa elettrica

Fra le principali attività svolte dal GRTN nell'ambito della liberalizzazione del settore elettrico nell'anno 2004, vi sono quelle propedeutiche alla partecipazione della domanda attiva alla borsa dell'elettricità.

Il GRTN ha avviato congiuntamente al GME, a partire dal 1° luglio 2004 per la zona centro nord Toscana, Umbria e Marche, i test propedeutici alla partecipazione attiva della domanda al dispacciamento di merito economico, finalizzati a verificare predisposizione, funzionalità e adeguatezza di strumenti, modalità e tempistiche.

Le prove in bianco, orientate alla formulazione di offerte di acquisto sul MGP nonché all'inserimento di programmi di consumo sulla nuova piattaforma dei bilaterali, sono state estese, a partire dal 1° ottobre 2004, a tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo e a tutte le zone di mercato in cui è suddiviso il territorio nazionale, al fine di permettere agli stessi di acquisire, entro la data di avvio della borsa elettrica la necessaria esperienza ed abilità per la presentazione delle offerte.

Nell'ambito delle attività volte a promuovere la partecipazione di tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo alle prove in bianco, il GRTN ha sviluppato una serie di servizi a supporto degli operatori della domanda, quali:

- l'organizzazione di una serie di incontri mirati, organizzati a gruppi, con gli utenti del dispacciamento in prelievo per discutere delle tematiche relative alla partecipazione della domanda al mercato elettrico ed alla piattaforma dei bilaterali;
- il servizio di tutoring fornito attraverso una specifica risorsa dedicata, finalizzato al contenimento degli sbilanciamenti;
- l'invio di opportuna reportistica in merito all'andamento economico degli sbilanciamenti in tempi congrui per valutare la correttezza delle offerte presentate e gli impatti economici delle strategie di offerta.

Da luglio a dicembre 2004, alle prove in bianco hanno aderito tutti i principali operatori del settore: i primi 40 operatori del mercato libero e l'AU, attraverso una partecipazione continua e costante, hanno portato in borsa circa l'80% del fabbisogno nazionale.

RETE

Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale

Il GRTN ha elaborato, come ogni anno, il Piano di Sviluppo ("PdS") della RTN contenente gli interventi di espansione ovvero di evoluzione della RTN medesima e lo ha successivamente inviato al MAP, per l'approvazione, ed alle Regioni. Gli interventi previsti sono stati formulati anche sulla scorta degli incontri e dello scambio di informazioni con i soggetti proprietari o aventi la disponibilità delle reti di trasmissione nazionale, con i gestori di rete locali (essenzialmente di distribuzione) con cui la RTN è interconnessa, con i nuovi utenti della RTN e con le Regioni.

Le tre principali linee di sviluppo sono:

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

Potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero

Sono stati completati i lavori di realizzazione della nuova linea in doppia terna a 380 kV tra S. Fiorano in Valcamonica (Brescia) e il confine svizzero, con una delle due terne che oltrepassa la stazione di S. Fiorano e si connette più a sud alla stazione di Gorlago (Bergamo). La doppia terna di interconnessione, in attesa che venga connessa direttamente alla stazione a 380 kV di Robbia su territorio svizzero, con attività da realizzare a cura della società elettrica svizzera Raetia, è attualmente costituita dalle linee S. Fiorano-Filisur e Gorlago-Sils-Pradella. La linea elettrica S. Fiorano-Robbia è il primo nuovo elettrodotto di interconnessione con l'estero sull'arco alpino realizzato dopo quasi 20 anni. La linea, realizzata dal punto di vista tecnico da Terna, è lunga 46 km. I lavori sono iniziati a maggio 2004 e sono stati completati in soli 7 mesi. Il costo dell'investimento è di circa 60 milioni di Euro. In sintesi, i benefici apportati dall'elettrodotto sono: incremento della capacità di importazione di 1.100 MW (+15%), portando la quota complessiva a 7.150 MW; riduzione del costo dell'energia elettrica in Italia; aumento della sicurezza del servizio. La razionalizzazione associata alla realizzazione della linea prevede, inoltre, l'interramento di oltre 100 km di linee esistenti e la messa fuori servizio di circa 700 km di linee.

Stanno proseguendo le attività finalizzate alla costruzione del nuovo elettrodotto a 150 kV di interconnessione tra S. Teresa di Gallura (Sardegna) e Bonifacio (Corsica) denominato SARCO. Per quanto concerne la parte di propria competenza fino al confine italo-francese per complessivi 13 km, il GRTN ha provveduto ad avviare due distinti procedimenti autorizzativi: uno per la parte terrestre di competenza regionale ed uno per la parte marina di competenza statale. È previsto nei prossimi mesi l'ottenimento del decreto di autorizzazione per la posa del cavo marino da parte del Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio.

Prosegue l'iter autorizzativo per la realizzazione di un collegamento a 132 kV fra Italia ed Austria attraverso il valico del Brennero (elettrodotto Prati di Vizzi-Steinach); sul lato italiano il collegamento verrà realizzato riutilizzando l'elettrodotto Prati di Vizzi-Brennero, attualmente esercito in media tensione.

Potenziamento e razionalizzazione della Rete di Trasmissione Nazionale

Gli interventi di potenziamento e razionalizzazione della RTN si riferiscono sostanzialmente a:

- realizzazione di nuovi elettrodotti;
- potenziamento e riclassamento di linee esistenti;
- realizzazione e/o potenziamento di stazioni elettriche;
- connessione di nuove cabine primarie.

In Lombardia, al fine di risolvere le congestioni nel polo di Milano, si segnala il progetto per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV, Turbigo-Rho, la cui lunghezza complessiva è di 28 km, di cui 8 in cavo interrato. In seguito all'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'elettrodotto (con delibera CIPE del 29/09/2004 ai sensi della Legge Obiettivo) sono state avviate le attività di approvvigionamento per il tratto in cavo interrato. Per quanto riguarda l'elettrodotto Laino-Feroleto-Rizziconi in Calabria, il primo tratto di linea tra Laino e la stazione annessa alla centrale Edison di Altomonte, di circa 42 km, è già stato completato ed è entrato in servizio; i lavori sui rimanenti tratti, da Altomonte a Feroleto (108 km circa) e da Feroleto a Rizziconi (68 km circa) sono in fase avanzata di realizzazione.

Relativamente all'elettrodotto a 380 kV La Spezia-Acciaiole, a novembre 2004 è stato possibile ripristinare il normale esercizio della linea che consente di garantire un notevole incremento della sicurezza del sistema e di aumentare la capacità di trasporto tra le aree nord e centro nord del mercato dell'energia elettrica.

È stata, inoltre, completata la linea a 380 kV Candela-Foggia di circa 40 km, per la connessione alla RTN della nuova centrale Edison a ciclo combinato da 370 MW di Candela. L'elettrodotto è stato realizzato in parte in doppia terna, nel tratto di accesso a Foggia, al fine di posare sulla nuova palificazione anche un tratto dell'esistente linea a 380 kV Benevento II-Foggia della quale è in programma il potenziamento.

Con riferimento all'elettrodotto Matera-S. Sofia a 380 kV, che collega la Campania con la Puglia, è stata avviata da Terna, nel novembre 2004, la procedura di valutazione di impatto ambientale e di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio della variante di circa 30 km al tracciato autorizzato con Decreto del Presidente della Repubblica ("DPR") 13 febbraio 2004, per il completamento dell'elettrodotto in questione; ciò è stato possibile a seguito del raggiungimento di un Accordo di Programma sottoscritto dal MAP, dalla Regione Basilicata, dal GRTN e dagli Enti Locali interessati, in data 29 luglio 2004.

Nell'ottobre 2004 è stato avviato, ai sensi della Legge Obiettivo, l'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio del nuovo collegamento sottomarino denominato SAPEI (Sardegna-Penisola Italiana) a 500 kV in corrente continua tra la stazione elettrica di Fiume Santo (Sassari) e la stazione elettrica di Latina e delle relative opere accessorie.

Il GRTN, inoltre, ha completato le procedure di committenza per l'assegnazione diretta ai titolari di porzioni di RTN di 98 interventi di sviluppo tra i quali si ricordano:

- il potenziamento della stazione elettrica a 380 kV di Brindisi Pignicelle;
- l'installazione di un dispositivo *Phase Shifter Transformer* ("PST") nella stazione elettrica RTN a 220 kV di Padriciano (Trieste);
- il potenziamento della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT di La Casella (Piacenza), Este (Padova), Somplago (Udine), Colunga (Bologna), Partinico (Palermo), Frattamaggiore (Napoli), Roma Est;