Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono, verrà riconosciuto un rendimento più elevato. In riferimento a tali investimenti, pertanto, l'Autorità, in sede di revisione annuale delle tariffe, applicherà un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto in generale al servizio di trasmissione.

Erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori

Le imprese distributrici devono versare al GRTN una componente specifica applicata all'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale (punti di connessione di un impianto di produzione con una rete di distribuzione) in alta tensione.

Le medesime imprese distributrici versano la componente specifica sopra richiamata direttamente ai produttori nel caso in cui questi ultimi siano connessi con un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione.

Sono previsti corrispettivi anche per quanto riguarda l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione da un'impresa distributrice a un'altra impresa distributrice, sulla falsariga di quanto vigente nel primo periodo regolatorio.

Il corrispettivo dovuto dagli impianti di produzione al GRTN in relazione all'energia prodotta e immessa è rimasto immutato rispetto a quello in vigore nel 2003.

Il nuovo Testo integrato fissa anche il corrispettivo destinato a coprire i costi riconosciuti per il funzionamento del GRTN. Esso è stato determinato in maniera tale da garantire un gettito atteso nel corso del 2004 capace di coprire integralmente gli oneri (stimati pari a 12 milioni di euro per l'anno 2004) per investimenti relativi al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica.

L'aggiornamento annuale dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori avviene con le stesse modalità previste per la componente a copertura del costo del servizio di trasmissione che è pagata dal cliente finale.

Processo di unificazione della gestione e della proprietà della rete di trasmissione nazionale

Il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004 definisce i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, prevista dall'art. 1 -ter, comma 1, del decreto legge n. 239/03. L'operazione è sia funzionale all'obbiettivo di assicurare maggiori efficienza, sicurezza ed affidabilità del sistema elettrico nazio-

nale, sia propedeutica alla privatizzazione della rete di trasmissione nazionale. Entro il 31 ottobre 2005 saranno trasferite a Terna S.p.A. le attività, le funzioni, i beni, e i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo al GRTN. La cessione sarà a titolo oneroso. Al fine di favorire lo sviluppo della capacità di trasporto della rete stessa, e di migliorare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale sono previste specifiche regole di gestione del soggetto derivante dall'unificazione. Tali regole sono ispirate a principi di imparzialità e neutralità, e sono volte ad assicurare l'assenza di ogni discriminazione. In particolare è stato posto un limite al possesso azionario. Nessun operatore dei settori della produzione, importazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica potrà esercitare i propri diritti di voto per la nomina degli amministratori di Terna per una quota eccedente il limite del 5 per cento del capitale della società, anche attraverso società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante. In fase di privatizzazione della rete di trasmissione nazionale dovrà essere costituito un nucleo stabile di uno o più azionisti di riferimento. Ciò dovrebbe garantire la tutela delle caratteristiche di servizio di pubblica utilità delle attività svolte dalla nuova Terna.

Meno del 10 per cento della rete è, oggi, di proprietà di soggetti pubblici e privati. Per migliorare la sicurezza e l'efficienza del funzionamento della rete è previsto che in capo alla nuova Terna venga completata l'unificazione della rete di trasmissione nazionale.

Valorizzazione del servizio d'interrompibilità

Come anticipato nella sezione dedicata alle opzioni di approvvigionamento del mercato libero, il servizio di interrompibilità è stato scorporato dalle assegnazioni di capacità disponibili all'importazione e di capacità relativa ai ritiri di energia elettrica da parte del GRTN. In quanto tale, pertanto, il servizio di interrompibilità rientra a pieno titolo nella sezione dei servizi regolati di dispacciamento. Esso è stato contrattualizzato per un periodo di tre anni.

Per quanto riguarda l'interrompibilità senza preavviso la potenza richiesta dal GRTN per il servizio, 1 750 MW, è stata recuperata da clienti idonei assegnatari di bande d'importazione con vincolo di interrompibilità, a fronte di una remunerazione di 21 €/MWh. Per quanto riguarda invece l'interrompibilità con preavviso, la potenza richiesta per il servizio, ulteriori 1 750 MW, è stata garantita da 94 operatori a fronte di un pagamento di 8 €/MWh.

Le risorse per la remunerazione del servizio di interrompibilità saranno recuperate tramite la componente INT raccolta relativamente al mercato libero dal

TAV. 4.22 **SERVIZIO DI INTERROMPIBILIÀ PER L'ANNO 2004: OPERATORI E REMUNERAZIONE**

	MW	€/MWh
Interrompibili senza preavviso	1 750	21
Interrompibili con preavviso	1 750	8

GRTN, unitamente al corrispettivo per la gestione dei servizi di dispacciamento, e riguardo al mercato vincolato tramite le componente INT nell'ambito della tariffa di vendita come disposto dalla delibera 27 marzo 2004, n.46..

Approvvigionamento dei servizi di dispacciamento

Sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica (delibera n. 67/03)

Nel corso del primo semestre 2003 si è realizzato il primo passo del processo di transizione al mercato elettrico di merito economico.

Con delibera n. 67/03 l'Autorità ha definito, per il secondo semestre 2003, un sistema transitorio di offerte di vendita di energia elettrica limitatamente all'approvvigionamento delle risorse per la copertura del fabbisogno del mercato vincolato e di quelle per il dispacciamento, inclusa la disponibilità di capacità produttiva per la riserva.

Definire modalità nuove per la fornitura del mercato vincolato era necessario al fine di superare le criticità connesse con l'applicazione della procedura precedentemente in vigore che risultavano essere restrittive della concorrenza.

La cosiddetta procedura TEM (*Team Energy Management*), infatti, adottata a seguito dell'avvio del processo di dismissione di capacità produttiva di cui all'art. 8 del decreto legislativo n. 79/99, era stata istituita nell'ottica di fornire una meccanismo di approvvigionamento transitorio e doveva essere sostituita prima dall'avvio della borsa elettrica. Il TEM coinvolgeva unicamente gli impianti appartenenti all'ex perimetro Enel (ovverosia gli impianti di Enel Produzione, di Enel Green Power e delle tre Genco), e si basava su un accordo non trasparente tra i partecipanti.

Con l'avvio dello STOVE l'Autorità ha consentito, a tutti i produttori con la disponibilità di impianti situati sul territorio nazionale e con determinate caratteristiche tecniche (impianti con potenza nominale superiore o uguale a 10 MVA e dotati dei dispositivi necessari a garantire l'integrazione dei medesimi nei sistemi di controllo del GRTN), di partecipare alla fornitura del mercato vincolato e a

quella delle risorse per il dispacciamento.

Parallelamente all'apertura a tutti gli operatori, si è cercato di proporre un meccanismo che migliorasse l'efficienza complessiva del sistema. Lo STOVE consente infatti di realizzare la programmazione delle unità di produzione di energia elettrica ai minimi costi variabili, selezionando le unità di generazione sulla base di un ordine di merito economico formulato in ragione dei costi di produzione dichiarati dai soggetti partecipanti alla procedura.

La compilazione di un ordine di merito economico per la programmazione degli impianti chiamati a produrre rappresenta l'elemento maggiormente innovativo rispetto alla procedura TEM. Lo STOVE infatti non introduce modifiche circa l'entità della remunerazione dell'energia elettrica prodotta che, indipendentemente dal prezzo dichiarato dall'operatore nella costruzione dell'ordine di merito economico, è remunerata con un corrispettivo pari al prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Conseguentemente non vi sono state modifiche ai corrispettivi per il servizio di vendita di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato e per quelli relativi al servizio di dispacciamento.

Un'ulteriore rilevante caratteristica dello STOVE è stata l'introduzione di disposizioni finalizzate al miglioramento della sicurezza del sistema elettrico nazionale. Unicamente ai soggetti titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili di cui al decreto interministeriale 26 gennaio 2000 *(stranded cost)* è stato infatti imposto l'obbligo di mettere a disposizione tutta la potenza disponibile non impegnata attraverso contratti bilaterali fisici.

Regime STOVE per l'anno 2004 (delibera n. 163/03)

Il Ministro delle attività produttive, con nota in data 11 dicembre 2003, ha previsto un avviamento per fasi del Sistema Italia 2004. In particolare la suddetta nota ha disposto che, in parallelo a una prima fase sperimentale del sistema delle offerte, continuasse a essere operativo lo STOVE. In tale contesto è stata approvata la delibera n. 163/03 che ha esteso il periodo di validità dello STOVE a tutto il mese di gennaio 2004. Rispetto alla delibera n. 67/03, la delibera n. 163/03:

- ha esteso l'obbligo di partecipazione per tutti i titolari di unità di produzione situate sul territorio nazionale che verificano le condizioni previste dall'art. 6, comma 6.2, della delibera n. 67/03 (la delibera n. 67/03 prevedeva che solo i titolari di impianti ammessi alla reintegrazione dei costi di generazione non recuperabili – *stranded cost* – fossero obbligati a partecipare lasciando agli altri produttori la facoltà di partecipazione);
- ha imposto ai titolari di unità di produzione partecipanti allo STOVE l'obbligo di offrire nello STOVE tutta la capacità produttiva al netto di quella

impegnata nei programmi di immissione di energia elettrica da destinare al mercato libero;

- ha previsto l'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione, nel rispetto degli obiettivi di efficienza e 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;
- ha disciplinato l'attività dell'Acquirente Unico relativamente all'acquisto e alla vendita dell'energia elettrica attraverso la capacità di importazione assegnata al mercato vincolato ai sensi della delibera n. 157/03.

Ulteriori modifiche al regime STOVE sono state introdotte con le delibere 30 gennaio 2004, n. 7 e 19 febbraio 2004, n. 18, con cui veniva tra l'altro disciplinata anche la cessione da parte dell'Acquirente Unico dell'energia elettrica acquistata dal GRTN ai sensi dei commi 3.1, lettera a), e 10.2, della delibera n. 13/04 (cosiddetta energia CIP6).

Dispacciamento transitorio (delibera n. 27/03)

Nelle more dell'operatività del dispacciamento di merito economico è stata prorogata per l'anno 2003 e per il primo trimestre 2004 la disciplina per il servizio di dispacciamento transitorio. Quest'ultima, introdotta con la delibera 7 marzo 2002, n. 36, è stata rinviata e innovata, con la delibera 1 aprile 2003, n. 27, a seguito di una consultazione con gli operatori, così da risolvere alcune problematiche emerse nel corso dell'applicazione della predetta delibera.
I principali cambiamenti introdotti con la delibera n. 27/03 sono riassunti di seguito:

- la conclusione del contratto di trasporto dell'energia elettrica è subordinata a quella dei contratti di bilanciamento e di scambio; i contratti di accesso alla rete hanno un unico intestatario, ed è obbligatorio per il cliente grossista mandatario di un cliente finale per la conclusione dei contratti di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica concludere anche il contratto di trasporto; tutti i punti di prelievo nella disponibilità di un soggetto giuridico per ambito di competenza di una impresa di distribuzione sono raggruppati in un solo rapporto contrattuale;
- il trattamento dei programmi di prelievo dell'energia elettrica per i punti di prelievo dotati di misuratore orario deve essere effettuato su base oraria solo relativamente ai clienti finali che risultavano idonei alla data di entrata in vigore della delibera n. 27/03; il trattamento dei programmi di immissione

dell'energia elettrica per gli impianti di produzione dotati di misuratore orario è effettuato su base oraria, a eccezione degli impianti con potenza nominale inferiore a 10 MVA;

- il corrispettivo dei servizi di bilanciamento e di scambio dell'energia elettrica è versato a titolo di acconto, e salvo conguaglio in esito alle verifiche effettuate dal GRTN; questo regola a conguaglio le partite economiche sottostanti alla regolazione in acconto entro dodici mesi;
- la regolazione economica dello scambio dell'energia elettrica avviene su base trimestrale; i saldi preliminari relativi a ciascun trimestre e a ciascun contratto di scambio possono essere liberamente negoziati tra gli utenti del servizio di scambio e portati in compensazione rispetto agli obblighi verso il GRTN al fine di diminuire l'esposizione complessiva di detti saldi prima della regolazione economica in acconto effettuata dal medesimo GRTN; il meccanismo dei riporti a trimestri successivi dei saldi preliminari deve avvenire adottando un coefficiente di riporto pari al 3 per cento in riduzione del corrispondente valore economico di detti saldi;
- la componente VE viene corrisposta in ragione del saldo complessivo, qualora negativo, del mercato libero attraverso un corrispettivo medio da parte dei titolari dei contratti per lo scambio dell'energia elettrica che abbiano contribuito alla formazione del predetto saldo negativo.

Acquirente Unico

Con decreto 30 dicembre 2003 del Ministero delle attività produttive, l'Acquirente Unico assume la titolarità delle funzioni di garante della fornitura di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato in sostituzione di Enel. L'Acquirente Unico pertanto è incaricato di approvvigionarsi di energia elettrica per conto delle imprese distributrici. Per espletare tale compito è previsto che esso possa ricorrere a diverse modalità di acquisto. La tavola 4.23 riporta la stima, all'1 maggio, dei volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo aprile-dicembre 2004 e le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica. Dalla tavola è possibile constatare come per i propri approvvigionamenti l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti di diversa tipologia (CIP6, importazioni, bilaterali, per differenze) per il 61,2 per cento delle sue stime di acquisto, mentre, al momento, è previsto che si approvvigioni per il rimanente 38,8 per cento sulla borsa elettrica senza copertura del rischio.

TAV. 4.23 **APPROVVIGIONAMENTI DELL'ACQUIRENTE UNICO NEL 2004**

FONTE	QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ GWh (APRILE-DICEMBRE 2004)	INCIDENZA SUL TOTALE DEGLI APPROVVIGIO-NAMENTI	PREZZO
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 20% delle bande in CIP6 disponibili (4 400MW). Si tratta di 880 MW	5 809	4,6%	67,9% del CT + 2,5 c€/kWh quale stima dei costi fissi di generazione. Dall'1 luglio contribuiscono alla determinazione del prezzo anche gli esiti della borsa elettrica
CIP6 disponibilità occasionale	L'energia elettrica prodotta da impianti CIP6 non inclusa nei 4 400 MW costanti su base annuale è ceduta all'Acquirente Unico	3 141	2,5%	Stesse condizioni previste per le bande CIP6 annuali
Importazioni pluriennali	2 000 MW	3 171	2,5%	Prezzo all'ingrosso
Importazioni 2004	700 MW riassegnazione a seguito di rinuncia all'interrompibilità	11 442	9,1%	Prezzo definito con l'importatore
Contratti bilaterali	Sino al 25% della previsione della domanda	31 680	25,1%	Purché a prezzo inferiore del prezzo all'ingrosso
Borsa elettrica	La quota rimanente per soddisfare la domanda del vincolato	71 091	56,3%	Al prezzo di borsa
di cui: Contratti per differenza		22 038	17,4%	Aste discriminatorie al ribasso con base d'asta il prezzo all'ingrosso (successivamente con delibera n. 49/04 con base d'asta il prezzo all'ingrosso + 2%)
Totale		**126 334**	**100%**	

Distribuzione

Monopolio locale della distribuzione (completamento del processo di cessione delle reti di distribuzione)

Nel corso del 2003 e dei primi mesi del 2004 è proseguito il processo di razionalizzazione della distribuzione dell'energia elettrica secondo le disposizioni dell'art. 9 del decreto legislativo n. 79/99. Nel mese di ottobre è stata riconfermata la concessione dell'attività di distribuzione già attribuita a Enel Distribuzione S.p.A. con decreto ministeriale 28 dicembre 1995 ed è stata adeguata la convenzione con il Ministero delle attività produttive alle disposizioni di legge emanate dopo la stipula. In aggiunta, sono proseguite le cessioni da parte di Enel Distribuzione di porzioni di rete. La tavola 4.24 riporta le cessioni di porzioni di rete di Enel Distribuzione concluse tra l'1 marzo 2003 e l'1 marzo 2004, per un totale di 51 Comuni e circa 118 000 clienti.

TAV. 4.24 **CESSIONI DI PORZIONI DI RETE DA PARTE DI ENEL DISTRIBUZIONE ALL'1 MARZO 2004**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	29/8/2003	1/9/2003
AIM	Vicenza	1	30/5/2003	1/6/2003
AMG	Gorizia	1	28/2/2003	1/3/2003
Asm Brescia	Brescia	46	30/12/2003	31/12/2003
Asm Terni	Terni	1	29/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	26/2/2004	1/3/2004

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

La stessa Enel Distribuzione, in altri ambiti comunali, ha invece acquisito porzioni di rete di distribuzione o rilevato completamente l'attività. Le tavole 4.25 e 4.26 riassumono gli accordi conclusi che riguardano complessivamente 1 433 clienti.

TAV. 4.25 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO COMPLETAMENTE L'ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
Comune di Castelnuovo Val di Cecina - AEC	Castelnuovo Val di Cecina (PI)	1	29/4/2003	1/5/2003

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

TAV. 4.26 **IMPRESE CHE HANNO CEDUTO PORZIONI DI RETE A ENEL DISTRIBUZIONE**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
A.M.E.A.	Pergine Valsugana (TN)	5	29/8/2003	1/9/2003

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel Distribuzione.

Attività di regolazione economica della distribuzione

Per il servizio di distribuzione resta nella sostanza immutato il sistema delle opzioni: ciascuna impresa distributrice propone, ai clienti finali diversi dagli utenti domestici in bassa tensione ubicati nel suo ambito di competenza, almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione e, in aggiunta, opzioni tariffarie speciali.

Il vincolo V1, fissato in funzione della nuova opzione tariffaria TV1, definisce per ciascuna tipologia contrattuale un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa può realizzare nel corso di ogni anno dall'erogazione del servizio di distribuzione. Il vincolo V2, fissato in funzione dell'opzione tariffaria TV2, definisce per ciascuna tipologia contrattuale la tariffa massima che può essere applicata al singolo cliente per il servizio di distribuzione.

La tariffa TV1 consente la copertura dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di alta, media e bassa tensione e per la commercializzazione del servizio di distribuzione.

La tariffa TV1 definita dal nuovo Testo integrato, quindi, si distingue da quella in vigore durante il primo periodo di regolazione poiché applica un tetto ai ricavi che le imprese distributrici possono conseguire solamente per il servizio di distribuzione; mentre i costi riconosciuti per i servizi di trasmissione, di misura e di vendita non sono più soggetti al vincolo, ma regolati tramite tariffe amministrate separate.

Ciascuna impresa distributrice applica inoltre a tutti i clienti finali (liberi e vincolati) ulteriori componenti tariffarie a copertura di:

- squilibri dei sistemi di perequazione dei costi dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e dei meccanismi di integrazione (componente UC_3);
- costi riconosciuti derivanti da recuperi di continuità del servizio (componente UC_6).

Regime tariffario semplificato

Le imprese distributrici sulla cui rete sono presenti meno di 5 000 punti di prelievo (al 31 dicembre 2003), possono optare per un regime tariffario semplificato che prevede l'esenzione dall'obbligo di proporre opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione e l'esenzione dalla verifica rispetto al vincolo V1. In luogo delle opzioni tariffarie tali imprese distributrici applicano ai propri clienti la tariffa TV2 e, nel caso lo ritengano opportuno, le componenti tariffarie per prelievi di energia reattiva fissate dall'Autorità con delibera 4 marzo 2004, n. 23. Le imprese che aderiscono al regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.

Meccanismo di integrazione dei ricavi a V1

Il nuovo Testo integrato prevede anche un meccanismo di integrazione dei ricavi a V1 al quale sono ammesse le imprese distributrici con la cui rete risultano connessi meno di 5 000 punti di prelievo al 31 dicembre dell'anno cui si riferisce l'ammontare di integrazione; a esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'art. 7 della legge, n. 10/91. L'integrazione dei ricavi a V1 viene determinata in seguito alla verifica del vincolo V1: se l'impresa ha applicato, con riferimento alle singole tipologie contrattuali, la tariffa massima consentita (TV2) e nonostante questo non ha ottenuto un ricavo pari a quello previsto nel caso di applicazione dell'opzione tariffaria TV1, viene riconosciuta una integrazione ai ricavi dell'impresa fino a concorrenza del livello consentito dal vincolo V1.

Regolazione dell'attività di distribuzione nel periodo transitorio

Poiché il secondo periodo di regolazione ha avuto decorrenza dall'1 febbraio 2004, l'Autorità ha previsto che il mese di gennaio rientrasse convenzionalmente nel primo periodo di regolazione e, a tal fine, con delibera 23 dicembre 2003, n. 164, ha disposto la proroga della validità delle opzioni 2003 a tutto il mese di gennaio 2004.

I nuovi vincoli tariffari V1 e V2 validi da febbraio a dicembre 2004 sono stati fissati dall'Autorità con il nuovo Testo integrato allegato alla delibera n. 5/04.

Per consentire alle imprese distributrici di predisporre, e proporre per l'approvazione, le nuove opzioni tariffarie in conformità con le disposizioni concordate per il secondo periodo regolatorio e con i nuovi vincoli tariffari V1 e V2, la stessa delibera n. 5/04 ha prorogato ulteriormente la validità delle opzioni tariffarie 2003 fino al 30 giugno 2004.

Per il periodo transitorio (1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004), quindi, è stata prevista la possibilità per le imprese distributrici di proporre modifiche o richiedere la sospensione dell'offerta delle opzioni stesse, dal momento che i ricavi

conseguiti dalle imprese distributrici nel periodo transitorio concorreranno a formare i ricavi effettivi da confrontare con quelli ammessi dal vincolo V1 definito per l'anno 2004. Il provvedimento stabilisce inoltre modalità di calcolo dei ricavi ammessi e dei ricavi effettivi che derogano parzialmente, per l'anno 2004, a quanto disposto dal nuovo Testo integrato. Questa disposizione è necessaria per tenere conto dell'applicazione in via transitoria delle opzioni tariffarie 2003 (che remunerano non solo il servizio di distribuzione, ma anche quelli di trasmissione e di misura) e della conseguente sospensione dell'applicazione delle componenti relative rispettivamente ai servizi di trasmissione e misura, non più soggetti al vincolo V1 secondo le norme previste per il nuovo periodo regolatorio.

Le imprese hanno proposto nuove opzioni tariffarie entro il 30 aprile 2004 servendosi, come l'anno passato, di un sistema telematico mediante il quale registrare e inoltrare all'Autorità elettronicamente le proposte. Le opzioni approvate dall'Autorità saranno offerte e applicate ai clienti a partire dall'1 luglio 2004 fino al 31 dicembre 2004.

Misura

Il trattamento orario dei consumi dell'energia elettrica è condizione indispensabile ai fini dello svolgimento del mercato dell'energia elettrica e dell'erogazione dei relativi servizi. Il nuovo Testo integrato definisce i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure.

Rispetto al precedente periodo regolatorio l'Autorità ha introdotto importanti modifiche relative al servizio di misura, con particolare riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori orari, tenuto conto anche del sistema di profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo da non trattare su base oraria, stabilito dall'Autorità con la delibera 16 ottobre 2003, n. 118.

Al fine della formulazione dell'obbligo di installazione dei misuratori orari, l'Autorità ha valutato le informazioni ricevute dai principali distributori relativamente sia alla quantità di misuratori orari attualmente installati, raggruppati per livello di potenza disponibile e tensione nominale dei punti di prelievo, sia alle previsioni di installazione dei misuratori orari negli anni a venire. L'Autorità ha quindi previsto l'obbligo di installazione del misuratore orario per punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, secondo scadenze temporali correlate alla potenza disponibile degli stessi punti di prelievo.

Con particolare riferimento ai punti di prelievo in bassa tensione, l'Autorità non ha previsto l'obbligo di istallazione dei misuratori orari in quanto i prelievi di

energia elettrica di tali clienti saranno trattati secondo la profilazione oraria convenzionale *(load profiling)* stabilita dall'Autorità con la delibera n. 118/03.
Per quanto riguarda la remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica:

- i clienti finali riconoscono all'impresa distributrice una tariffa specifica a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure;
- i titolari di unità di produzione riconoscono al gestore della rete con la quale l'unità di produzione è connessa un corrispettivo, pari al 54 per cento della tariffa per la misura, a remunerazione delle attività di rilevazione e di registrazione delle misure;
- nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore può ricevere un corrispettivo pari al 46 per cento della tariffa per la misura;
- nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa della rilevazione e registrazione delle misure può ricevere un corrispettivo pari al 54 per cento della tariffa per la misura.

Vendita ai clienti del mercato vincolato

Regolazione economica della vendita ai clienti del mercato vincolato

Il nuovo Testo integrato prevede che il prezzo finale pagato da ciascun cliente del mercato vincolato comprenda una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica. Tale componente è stata modificata rispetto al precedente periodo di regolazione per tenere conto delle diversa modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte delle imprese distributrici e della differente struttura del prezzo di cessione. Il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha stabilito, infatti, che, a partire dall'1 gennaio 2004, l'Acquirente Unico diventasse titolare della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato. Inoltre, l'entrata in operatività dell'Acquirente Unico si colloca in un quadro di evoluzione delle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica con l'avvio del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico a partire dall'1 aprile 2004.
La componente tariffaria in questione copre i costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, i costi di dispacciamento e gli oneri derivanti dall'applicazione della normativa sui certificati verdi fino all'avvio del dispacciamento di merito economico.
Mentre nel primo periodo regolatorio il costo variabile di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato era aggiornato all'inizio di ogni trimestre (a partire dal gennaio 2003, in precedenza l'aggiornamento avveniva all'i-

nizio di ogni bimestre) sulla base dell'andamento passato dei prezzi internazionali dei combustibili, nel nuovo periodo regolatorio l'intero costo di acquisto viene aggiornato trimestralmente in funzione di una stima *ex ante* per il periodo successivo.

Come nel primo periodo di regolazione, sono mantenute un'articolazione monoraria della tariffa per i clienti non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie e un'articolazione multioraria per gli altri clienti. È stata inoltre introdotta (a valere dall'1 luglio 2004), in assenza della facoltà dei distributori di offrire opzioni tariffarie alternative alla componente tariffaria, un'articolazione bioraria per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce FB1 e FB2 – di cui al Titolo II, punto 1), del provvedimento CIP n. 45/90 – che distingue tra ore diurne e ore notturne o di giorni festivi.

Fa parte dei corrispettivi per il servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato anche una componente specifica che ne remunera i costi commerciali.

Per i clienti del mercato vincolato è inoltre prevista l'applicazione delle componenti UC_1 (per il finanziamento del Conto della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato), fissata per ora pari a zero, e UC_5 (per il finanziamento del Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica).

In riferimento ai clienti vincolati con contratti domestici è stato previsto, come nel primo periodo di regolazione, un regime di maggior tutela basato su tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità denominate D1, D2, e D3.

La tariffa D1 è quella di riferimento ed esprime il costo riconosciuto alle imprese di distribuzione per la fornitura dei clienti domestici. Essa, in attesa della definizione del regime agevolato per i clienti domestici in stato di disagio economico (la cosiddetta tariffa sociale), non è al momento applicata ai clienti finali.

Le tariffe applicate sono:

- la tariffa D2, adottata per i clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella loro residenza anagrafica, dove siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW;
- la tariffa D3, adottata per i clienti domestici nei casi in cui non sia prevista l'applicazione della tariffa D2.

Gli elementi che compongono la tariffa di vendita per i clienti del mercato vincolato sono pubblicati dall'Autorità all'inizio di ciascun trimestre sulla base delle informazioni inviate dall'Acquirente Unico circa la stima dei costi unitari di approvvigionamento sostenuti dal medesimo, relativi a ciascuno dei quattro trimestri successivi.

Il procrastinarsi dell'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico ha comportato che sia per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, sia per le risorse per il servizio di dispacciamento continuasse a funzionare lo STOVE di cui alla delibera n. 67/03. In tale contesto si è reso necessario prevedere misure transitorie in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2004. La delibera n. 5/04 ha previsto pertanto valori prefissati per le componenti a copertura del costo di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004.

Entrata in vigore delle nuove fasce orarie (delibera n. 20/04)

La delibera n. 5/04 ha prorogato per il periodo febbraio-marzo 2004 le fasce orarie in vigore nel 2003, in modo da consentire agli operatori di riprogrammare i misuratori in funzione delle nuove fasce; ha inoltre stabilito in via amministrativa il prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici per il periodo compreso tra l'1 febbraio 2004 e la data di entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, comunque non successivamente al 31 marzo 2004. Tali disposizioni riflettevano un'ipotesi di partenza del sistema borsistico nei primi giorni di febbraio. Infatti, la convivenza delle fasce orarie 2003 per il primo trimestre 2004 e di quelle previste dal Testo integrato a partire dal secondo trimestre 2004 era coerente con la determinazione del prezzo di cessione dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico alle imprese distributrici, fissato secondo le regole del precedente regime regolatorio per il solo mese di gennaio e le nuove regole introdotte per il periodo 2004-2007 a partire dal mese di febbraio. Il ritardo nell'avvio operativo della borsa elettrica ha determinato una prosecuzione del periodo transitorio con la conseguenza di rendere il regime misto previsto per il 2004 particolarmente oneroso per i clienti finali che avrebbero pagato i picchi invernali sulla base delle vecchie fasce e i picchi estivi sulla base delle nuove fasce. Queste ultime prevedono, infatti, rispetto a quelle vecchie, uno spostamento delle ore di punta dal periodo invernale al periodo estivo.

La delibera dell'Autorità 19 febbraio 2004, n. 20, ha modificato quindi, a partire dall'1 marzo 2004 e per i successivi mesi di aprile e maggio, il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici al fine di riallineare la tariffa media complessiva a quella che si sarebbe ottenuta applicando il vecchio prezzo all'ingrosso sulle nuove fasce a partire dal gennaio 2004.

La modifica dei valori del prezzo di cessione per il mese di marzo è stata, in primo luogo, effettuata in modo tale da garantire che la valorizzazione dell'energia elettrica per lo stesso mese, ottenuta applicando i valori cambiati del prezzo di cessione alle fasce 2003, fosse pari a quella che si sarebbe avuta applicando i

valori del prezzo di cessione alle fasce orarie 2004. Inoltre, i valori così raggiunti sono stati diminuiti per tenere conto della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica relativa ai mesi di gennaio e febbraio. L'avvio dell'operatività della borsa elettrica dall'1 aprile 2004 ha di fatto limitato gli effetti prodotti dalla delibera in questione al solo mese di marzo.
La delibera n. 20/04 è stata impugnata da alcuni produttori e il TAR per la Lombardia ne ha disposto la sospensione. In data 30 aprile, l'Autorità ha presentato appello avverso l'ordinanza di sospensione al Consiglio di Stato, che lo ha respinto in data 7 maggio.

Remunerazione della capacità produttiva e dell'interrompibilità (delibera n. 46/04)

Con la delibera n. 46/04, l'Autorità ha dovuto prevedere l'introduzione di nuovi elementi tariffari del gettito, da includere nella componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per la raccolta della quote, da porre in capo al mercato vincolato, necessari per:

- la remunerazione, prevista dal decreto legislativo n. 379/03, della capacità produttiva resa disponibile dai soggetti produttori nei giorni definiti come critici dal GRTN in ordine alla copertura della domanda attesa;
- la remunerazione del servizio di interrompibilità istantanea e con preavviso dei prelievi di energia elettrica, stabilita dalla delibera n. 151/03 a seguito di quanto richiesto dal Ministro delle attività produttive con nota in data 5 dicembre 2003, prot. n. 4241, nonché dal Sottosegretario di Stato con delega all'energia, con nota in data 11 dicembre 2003, prot. n. 628;
- la copertura degli oneri rivenienti dall'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 22 gennaio 2004, n. 1, in materia di riconciliazione dell'energia elettrica oggetto di forniture ai clienti del mercato libero nell'anno 2001 che comportano oneri in capo al GRTN.

La delibera n. 48/04, ha esteso in capo ai clienti del mercato libero l'obbligo di versamento al GRTN dei corrispettivi sopra richiamati.

Corrispettivi per la cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato

Il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha previsto che l'Acquirente Unico fosse l'unico fornitore di energia elettrica per i clienti vincolati e idonei che scegliessero temporaneamente di essere compresi nel mercato vincolato. Inoltre ha delineato gli indirizzi sulla base dei quali il nuovo Testo integrato ha regolamentato la cessione tra l'Acquirente Unico e le imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, con particolare riferimento:

- alle condizioni di cessione;
- al costo di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato;
- alle modalità di fatturazione e alle condizioni di pagamento.

Per quanto riguarda le condizioni di cessione è prevista la predisposizione di un contratto tipo, approvato dall'Autorità, che le imprese distributrici devono concludere con l'Acquirente Unico.
Il prezzo di cessione e l'ammontare di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice rappresentano gli elementi rilevanti ai fini della determinazione del costo di approvvigionamento sostenuto dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti finali del mercato vincolato.
Il prezzo di cessione è determinato in modo tale da riflettere i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e nel contempo prevedere il riconoscimento del corrispettivo per le attività di competenza dell'Acquirente Unico. Più precisamente tale prezzo, in ciascuna fascia oraria, è ottenuto sommando le seguenti componenti:

- la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:
  - per l'acquisto dell'energia elettrica nell'MGP e nell'MA;
  - per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
  - per la copertura dei rischi connessi con l'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o altre tipologie di contratto;
- i costi sostenuti dall'Acquirente Unico per il dispacciamento;
- il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente Unico.

La determinazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributrice è calcolata sommando l'energia elettrica imputabile ai clienti non trattati su base oraria, quantificata attribuendo ai medesimi un profilo di carico convenzionale (*load profiling*) secondo quanto previsto dalla delibera n. 118/03, e l'energia elettrica imputabile ai clienti trattati su base oraria aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite. Sono considerati non trattati su base oraria tutti i clienti finali del mercato vincolato con punti di prelievo in media e bassa tensione.
È stata infine prevista una sequenza temporale di regolazione dei pagamenti dall'impresa distributrice acquirente all'Acquirente Unico che consenta il mantenimento sostanziale dell'equilibrio finanziario di quest'ultimo. Il prezzo di cessione, calcolato dall'Acquirente Unico nel mese successivo a quello di com-