

Secondo quanto previsto dalla delibera n. 204/99, i valori delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie TV1 e della tariffa D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, sono aggiornati dall'Autorità entro la fine del mese di giugno dell'anno precedente quello di applicazione in base al metodo del *price-cap*. In particolare, e in conformità con quanto stabilito dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, la delibera stabilisce che il valore di ciascuna componente o elemento venga aggiornato applicando al valore della stessa componente o elemento nell'anno precedente:

- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, stabilito pari al 4 per cento nel primo periodo regolatorio (2001-2003);
- una variazione collegata a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- una variazione collegata a costi riconosciuti relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- una variazione collegata ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, stabilito per gli elementi e per le componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione.

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle componenti delle tariffe D2 e D3, la delibera n. 204/99 stabilisce che le componenti siano aggiornate in modo che:

- la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 1998, derivanti dall'applicazione della tariffa D1 e della tariffa D2 alle forniture in bassa tensione per usi domestici con potenza impegnata fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica del cliente, si riduca, in ciascuno degli anni 2001 e 2002, di un valore pari al 30 per cento della analoga differenza derivante dall'applicazione delle tariffe D1 e D2 in vigore nell'anno 2000;
- la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 1998, derivanti dall'applicazione della tariffa D3 e della tariffa D1 alle forniture in bassa tensione per usi domestici diverse da quelle con potenza impegnata fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica del cliente, si riduca, in ciascuno degli anni 2001 e 2002, di un valore pari al 30 per cento della stessa differenza calcolata applicando le tariffe D3 e D1 in vigore nell'anno 2000.

**L'aggiornamento
dei parametri del vincolo
V1 e della tariffa D1**

Con la delibera 19 luglio 2000, n.123, l'Autorità ha provveduto a effettuare tali aggiornamenti. Il tasso d'inflazione è stato calcolato da giugno 1999 a maggio 2000, ed è risultato pari al 2,1 per cento. Ai miglioramenti di qualità del servizio elettrico l'Autorità ha destinato una quota dello 0,7 per cento, finalizzato alla costituzione di un fondo incentivante (circa 50 miliardi di lire). I costi riconosciuti cui si applica il *price cap* corrispondono a circa un quarto della tariffa complessiva, su cui incidono anche i costi di produzione e del combustibile oltre agli oneri di sistema (nucleare, fonti rinnovabili, spese per la ricerca). La riduzione dei costi riconosciuti per le attività di trasmissione, distribuzione e vendita decisa dall'Autorità è risultata pari all'1,4 per cento, corrispondente a una riduzione reale per i consumatori su tutta la tariffa pari al 0,35 per cento, ipotizzando costi di combustibile uguali a quelli in vigore al momento in cui è stato effettuato l'aggiornamento.

**L'aggiornamento
delle tariffe D2 e D3**

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle componenti delle tariffe D2 e D3, date le incertezze circa la concreta possibilità di avviare entro l'anno 2000 i nuovi meccanismi di protezione dei clienti in stato di disagio economico prospettati nel documento di consultazione *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati* del 27 novembre 1999, l'Autorità ha condotto la manovra di riallineamento alla tariffa D1 in modo tale da preservare per quanto possibile l'attuale impianto di tutela, basato sui profili di consumo di energia elettrica.

**L'aggiornamento
del corrispettivo
per il trasporto**

Con la delibera n. 123/00 l'Autorità ha anche provveduto all'aggiornamento per l'anno 2001 del livello del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, fissato nella delibera 29 dicembre 1999, n. 205 e all'istituzione del conto Oneri per recuperi di qualità del servizio presso la Cassa Conguaglio per il settore elettrico. Questo conto permette i versamenti e i prelievi in relazione rispettivamente ai riconoscimenti di costo e alle penalità previste dalla delibera 28 dicembre 1999, n. 202.

L'abolizione della parte B

A seguito della liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica prevista dal dlgs. n. 79/99 e del nuovo regime tariffario introdotto dall'Autorità, alcune previsioni contenute in precedenti delibere sono risultate incompatibili con il nuovo ordinamento tariffario, ovvero non più attuali. Tra queste figura il regime di contributi alle imprese produttrici-distributrici previ-

sto dall'art. 6 della delibera 26 giugno 1997, n. 70. Tale regime operava una differenziazione dei contributi stessi in funzione del tipo di impianto utilizzato per la produzione di energia elettrica e della quantità di energia elettrica prodotta rispetto ai livelli degli anni precedenti e non risulta quindi più compatibile con la liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica. In considerazione di ciò, con la delibera 20 dicembre 2000, n. 230 l'Autorità ha soppresso, a partire dal 1° gennaio 2001, i contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia e la parte B della tariffa. La delibera ha altresì disposto che, fino a quella data, il Conto costi energia continuasse a operare esclusivamente per l'erogazione dei contributi a favore delle imprese produttrici-distributrici e per la contabilizzazione del gettito della parte B della tariffa relativamente all'energia elettrica prodotta o importata ed erogata ai clienti finali fino al 31 dicembre 2000. Ogni residua competenza del Conto costi energia successivamente alla data del 31 dicembre 2001 dovrà essere trasferita al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, costituito con la delibera n. 70/97. Con l'inizio dell'anno 2001 tutti i costi di generazione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato sono pertanto coperti attraverso una specifica componente tariffaria per l'utenza domestica e dai corrispettivi previsti dalle opzioni tariffarie definite dagli esercenti e diversi dalla parte B della tariffa per le altre tipologie di utenza.

In conseguenza dell'abolizione della parte B della tariffa, la delibera n. 230/00 ha anche:

- ridefinito il parametro di riferimento per la determinazione del prezzo di cessione in ore vuote delle cosiddette "eccedenze" di energia elettrica⁶ precedentemente definito dalla delibera 28 ottobre 1997, n. 108, in modo da assicurare prezzi di cessione in ore vuote comparabili con i prezzi riconosciuti in assenza della soppressione della parte B;
- introdotto disposizioni finalizzate a garantire alle forniture alle quali in data 31 dicembre 1999 si applicavano aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela, condizioni tariffarie equivalenti a quelle che si sarebbero applicate in assenza della soppressione della parte B;
- introdotto disposizioni finalizzate a garantire il mantenimento, per le forniture in bassa tensione per usi domestici, di un'articolazione della componente delle tariffe D2 e D3 a copertura dei costi variabili di generazione analoga a quella prevista dall'articolazione della parte B della tariffa;

6 Di cui agli articoli 20 e 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9.

- eliminato le condizioni tariffarie speciali (con riferimento alla parte B della tariffa) che venivano in precedenza riconosciute all'energia elettrica che le imprese elettriche degli enti locali cedono ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali (la cui soppressione fa venire meno i presupposti per il mantenimento di tali condizioni tariffarie speciali).

La determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato da parte dell'Autorità risulta necessaria fino all'effettivo avvio del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. 79/99 e deve essere tale da garantire, stante il quadro normativo vigente, la copertura dei costi riconosciuti relativi all'attività di generazione. D'altro canto, la fissazione di prezzi pari ai costi riconosciuti può dare luogo a prezzi che si discostano da quelli che si determinerebbero in un sistema delle offerte efficienti in un mercato concorrenziale. Nel nuovo contesto normativo, con l'operatività di un sistema di salvaguardia per le imprese produttrici-distributrici previsto dal meccanismo per la reintegrazione alle medesime imprese della quota non recuperabile - a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica - dei costi sostenuti per l'attività di generazione stabilito dal decreto 26 gennaio 2000, il livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso può essere determinato in modo tale da avvicinare tale prezzo a quello che sarebbe prevalente in un mercato concorrenziale. Tale sentiero di avvicinamento risulta coerente con il ruolo che assumerà l'Autorità dopo l'entrata in operatività del sistema delle offerte, in cui dovrà fissare un prezzo di riferimento, pari a un livello di prezzo limite al di sopra del quale si possa ritenere che vi sia esercizio di potere di mercato nel settore della generazione.

Con la delibera 28 dicembre 2000, n. 238, l'Autorità ha determinato il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 sino all'effettivo avvio del sistema delle offerte, tenuto conto dell'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto 26 gennaio 2000. Il provvedimento determina il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso individuando livelli di prezzi che, pur mantenendo una articolazione nei diversi periodi di tempo analoga a quella in vigore nel 1999, si avvicinino ai costi di produzione di un operatore con un parco di produzione efficiente, quali sarebbero i livelli di prezzo prevalenti in un mercato concorrenziale. La determinazione di un nuovo livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ha un duplice effetto per i corrispettivi pagati dall'utenza finale. Da un lato, infatti, la variazione del prezzo dell'energia comporta una variazione della componente tariffaria del vincolo V2 e delle tariffe D1, D2 e D3 a copertura dei costi di generazione. Dall'altro, la garanzia della copertura dei costi riconosciuti dell'attività di generazione attraverso il meccanismo pre-

visto dal decreto 26 gennaio 2000 comporta la necessità di istituire un'apposita componente tariffaria ai fini della reintegrazione alle imprese di tali costi. Di conseguenza, con il medesimo provvedimento, l'Autorità:

- ha determinato la componente del vincolo V2 e della tariffa D1 a copertura dei costi di generazione (parametro PG) per l'anno 2001;
- ha aggiornato le componenti tariffarie della tariffa D2 e D3 per le forniture in bassa tensione per usi domestici a copertura dei costi fissi di generazione;
- ha istituito un'ulteriore componente tariffaria A6, a carico dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato, al fine di assicurare la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico relativi al meccanismo di reintegrazione di cui al decreto 26 gennaio 2000;
- ha istituito il "Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione" presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, per la gestione del gettito della componente tariffaria A6.

Aggiornamento dei corrispettivi delle tariffe di vettoriamento e trasporto

Al fine di integrare le conseguenze di alcuni provvedimenti regolatori relativi alla definizione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale e alla ridefinizione delle maggiorazioni riconosciute in tariffa dalla delibera n. 204/99 e successive, con la delibera 15 giugno 2000, n.108 è stata modificata la tariffa di vettoriamento,

A seguito della determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale, alcune strutture di rete precedentemente assegnate all'attività di generazione sono state attribuite alla rete di trasmissione, causando un aggravio dei costi. Conseguentemente, la delibera n. 108/00 ha modificato l'entità dei corrispettivi di potenza e di uso della rete rispetto a quelli stabiliti dalla delibera n. 13/99.

Secondo la delibera n. 13/99, inoltre, nella tariffa di vettoriamento venivano incluse due maggiorazioni: una a copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti (componente A2) e una a copertura dei costi connessi alla promozione delle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3). Tali maggiorazioni venivano applicate in parte ai kWh consumati e in parte alla potenza mensile impegnata. A seguito della riforma dell'ordinamento tariffario per i clienti del mercato vincolato, introdotta con la delibera n. 204/99 e successive, sono stati posti a carico dell'u-

tenza vincolata una serie di oneri generali che comprendevano oltre alle componenti A2 e A3 anche una componente A4 a copertura dei costi connessi ai regimi tariffari speciali e una componente A5 a copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico. Inoltre la delibera n. 204/99 ha definito un criterio di recupero di queste maggiorazioni legato in parte ai consumi e in parte a un fisso annuo. Per evitare discriminazioni tra utenti del mercato vincolato e utenti del mercato libero nelle condizioni di accesso e uso delle reti di trasmissione e di distribuzione, con la delibera n.108/00 l'Autorità ha pertanto adeguato i corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete, applicando ad essi le maggiorazioni A2, A3, A4 e A5 nella misura indicata nella delibera n. 204/99 e successive modificazioni. Inoltre, dal momento che la struttura delle componenti tariffarie A risultava penalizzante per i clienti con ridotti consumi di energia elettrica, per effetto del pagamento di corrispettivi unitari espressi in lire/cliente per anno in aggiunta ai corrispettivi unitari espressi in lire/kWh, è stato previsto che alle forniture con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW venissero applicate, con riferimento alle componenti tariffarie A2, A3 e A5, solo aliquote espresse in lire/kWh pari a quelle previste per le forniture in bassa tensione per usi domestici.

La delibera n. 108/00 ha anche stabilito che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico a carico dei clienti finali che svolgono attività ad alto consumo di energia fosse definita in misura decrescente applicando una riduzione del 40 per cento dell'aliquota espressa in lire/kWh per i consumi eccedenti 8 GWh/mese, tenendo conto dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa vigente. Tale riduzione è stata applicata anche ai clienti finali caratterizzati dai medesimi livelli di consumo e appartenenti al mercato vincolato. È stato, inoltre, previsto che le componenti tariffarie A e UC e le maggiorazioni non si applicassero all'energia elettrica consumata dai soggetti giuridici che svolgono le attività di trasmissione e dispacciamento, distribuzione e vendita ai clienti del mercato vincolato.

La delibera n. 108/00 è stata modificata e integrata a seguito dell'adozione della delibera 4 ottobre 2000, n. 180. Con tale provvedimento, in considerazione del fatto che i rapidi e significativi aumenti dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi si riflettono in significativi aumenti delle tariffe dell'energia elettrica e, in particolare, della quota delle tariffe destinata alla copertura dei costi variabili di generazione, l'Autorità ha ritenuto necessario esonerare dal pagamento delle componenti tariffarie A, per la quota riferita all'aliquota espressa in lire/kWh, l'energia elettrica consumata in eccesso agli 8 GWh mensili da clienti appartenenti alle tipologie di utenza diverse da quelle in bassa tensione.

Con la delibera 28 dicembre 2000, n. 239, l'Autorità ha aggiornato i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento per l'anno 2001, con l'obiettivo di renderli coerenti con i parametri dei vincoli tariffari intesi a copertura dei costi del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, nonché con le componenti dei corrispettivi di cessione alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato relative al trasporto dell'energia elettrica (precedentemente aggiornati con delibera n. 123/00). Nell'aggiornamento l'Autorità ha utilizzato i medesimi criteri applicati per l'aggiornamento delle componenti e degli elementi delle opzioni tariffarie e delle tariffe a copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione per i clienti del mercato vincolato, definiti dalla delibera n. 123/00. È stato, inoltre, previsto che anche i corrispettivi per il servizio di vettoriamento sulle reti di media e di bassa tensione venissero versati sul conto "Oneri per recuperi di continuità del servizio", istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico ai sensi dell'art. 4, comma 4.1, della delibera n. 123/00.

Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000 individua, all'art. 2, comma 1; gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e tra questi:

- la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito della liberalizzazione dell'attività di generazione dell'energia elettrica in attuazione della direttiva 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica (art. 2, comma 1, lettera a);
- la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici (art. 2, comma 1, lettera b).

Gli *stranded cost*

Con delibera 26 luglio 2000, n. 131, l'Autorità ha definito le modalità per l'ammissione alla reintegrazione della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica di cui all'art. 2, comma 1, lettera a) del decreto 26 gennaio 2000 (i cosiddetti *stranded cost*), provvedendo a individuare i dati e le informazioni che i soggetti interessati devono trasmettere all'Autorità

ai fini della determinazione dei parametri di cui all'art. 5, comma 1, del medesimo decreto.

In data 3 agosto 2000 l'Autorità ha diffuso una *Nota informativa sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico* che reca il sottotitolo *Criteri per la determinazione dei parametri di cui all'art. 5, commi 1 e 9, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000*. Nella delibera vengono enunciati i criteri che l'Autorità intende seguire al fine di:

- determinare i parametri di cui all'art. 5, comma 1, del decreto 26 gennaio 2000, atti a consentire la quantificazione dei costi non recuperabili relativi all'attività di generazione di energia elettrica, secondo quanto previsto dall'art. 5, comma 3, del medesimo decreto;
- determinare la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, da recuperare ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto 26 gennaio 2000;
- determinare le modalità di calcolo del livello dei costi non recuperabili in caso di cessione degli impianti.

Le modalità di calcolo dei costi non recuperabili previste dal decreto 26 gennaio 2000 presentano seri problemi applicativi nel caso di cessione di impianti, come nel caso delle Genco S.p.A. i cui impianti sono gravati da *stranded cost*. Nella nota informativa l'Autorità ha proposto una quantificazione degli *stranded cost* in unica soluzione, da riconoscere in via definitiva al momento della cessione degli impianti a un diverso soggetto. Tale metodo offre il vantaggio di far decidere al mercato la reale esistenza di *stranded cost*, che si manifestano solo nel caso in cui gli impianti vengano pagati meno di quanto sono costati al venditore. Inoltre, a giudizio dell'Autorità, tale soluzione "forfettizzata" garantisce certezza e trasparenza al riconoscimento dei diritti e degli oneri che si trasferiscono agli acquirenti degli impianti e al costo per i consumatori. I ministeri del tesoro e dell'industria hanno manifestato la preferenza, nel caso di cessione degli impianti, per un riconoscimento degli *stranded cost* "rateizzato" con consuntivi a fine anno per sette anni. Con il metodo suggerito dai ministeri, l'ammontare di *stranded cost* ricevuto in ciascun anno dai soggetti che acquistano gli impianti verrebbe a dipendere non solo dalla loro produzione effettiva ma anche dalla generazione di energia di impianti ancora di proprietà del venditore, oltre che di quella degli impianti degli altri acquirenti. Di qui il rischio di comportamenti collusivi, derivante dal fatto che tutti i soggetti proprietari degli impianti coperti da *stranded cost* avrebbero interesse a tenere più alto il livello degli *stranded cost* che gravano sui consumatori.

La rendita idroelettrica

Ai fini dell'applicazione dell'art. 2, comma 1, lettera b) del decreto-26 gennaio 2000 l'Autorità ha emanato la delibera 20 dicembre 2000, n. 231, e la delibera 20 dicembre 2000, n. 232, recanti la definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici rispettivamente per l'anno 2000 e per gli anni dal 2001 al 2006. Con tali provvedimenti l'Autorità ha definito le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che alla data del 19 febbraio 1997 erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese che, alla stessa data, svolgevano il servizio di distribuzione producendo in proprio, in tutto o in parte, l'energia elettrica distribuita. Tale maggiore valorizzazione deriva dalla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica come disposto dal dlgs. n. 79/99. In assenza di liberalizzazione, la valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici delle imprese produttrici-distributrici sarebbe infatti stata pari a una componente di prezzo a copertura dei soli costi fissi di produzione, non essendo riconosciuti a tali impianti contributi a copertura dei costi di combustibile. Di conseguenza, come previsto dal decreto 26 gennaio 2000, fino al 31 dicembre 2006, l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti idroelettrici non di pompaggio e geotermoelettrici di potenza nominale superiore a 3 MW e che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici è soggetta a una maggiorazione del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei servizi dinamici. La maggiorazione non si applica all'energia elettrica incentivata ai sensi del CIP6.

La delibera n. 231/00 prende in considerazione il fatto che nell'anno 2000 la parte B della tariffa elettrica non è stata soppressa, ed è stato mantenuto in operatività il regime di contribuzione alla produzione di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato da parte delle imprese produttrici-distributrici di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97. Il mantenimento di tale regime di contribuzione non ha dato luogo a una maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato vincolato. D'altro lato, la produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero ha subito una maggiore valorizzazione, anche se di entità inferiore rispetto a quella prevista per l'anno 2000 dal decreto 26 gennaio 2000, pari al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'art. 6, comma 6.5, della delibera n. 70/97. La delibera n. 231/00 ha determinato la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero, tenendo conto degli effetti sulla valorizza-

zione dell'energia elettrica ceduta nel mercato libero del mantenimento del regime di contribuzione di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97.

Con la successiva delibera n. 232/00 l'Autorità ha definito le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione realizzata dalle imprese produttrici-distributrici negli anni dal 2001 al 2006. A partire dal 1° gennaio 2001 è stata soppressa la parte B della tariffa e il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso ceduta sul mercato nazionale comprende, sia per l'energia destinata ai clienti del mercato vincolato sia per l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato libero, una componente a copertura dei costi di combustibile. La maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici è stata determinata in modo tale da riconoscere alla produzione di energia elettrica di tali impianti una valorizzazione almeno pari a quella che avrebbero ottenuto in assenza di liberalizzazione.

La delibera n. 231/00 e la delibera n. 232/00 stabiliscono, inoltre, che la compensazione della maggiore valorizzazione avvenga mediante una maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale e che il gettito di tale maggiorazione finanzia il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione. Le disponibilità che risultino in eccesso rispetto al fabbisogno di tale conto saranno trasferite a finanziamento del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

**Procedure
per il riconoscimento
degli *stranded cost***

In data 5 aprile 2001 l'Autorità, ha inviato al Governo una proposta per l'emanazione di un decreto ministeriale, secondo la procedura prevista dal dlgs. 79/99. La proposta dell'Autorità (delibera 22 marzo 2001, n. 67, recante *Proposta urgente al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, di cui all'art. 3, comma 11, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79*) si propone di chiarire e semplificare la procedura per il riconoscimento degli *stranded cost* e di rendere certo l'onere per i consumatori. Con la sua proposta per un nuovo decreto l'Autorità sollecita il Governo a chiarire definitivamente come applicare il decreto 26 gennaio 2000 in caso di cessione di impianti e chiede che, indipendentemente dal metodo che sarà utilizzato per il calcolo degli *stranded cost*, l'onere per i consumatori non sia superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001 ha integrato il decreto 26 gennaio 2000 stabilendo, tra l'altro, l'esclusione dal novero degli impianti di generazione ammessi alla rein-

tegrazione dei costi non recuperabili gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici da cui è recuperata la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda le modalità di calcolo dei costi non recuperabili nel caso di cessione degli impianti, il decreto 17 aprile 2001 stabilisce che:

- l'ammontare dei costi non recuperabili di ciascuna impresa proprietaria di impianti che originariamente erano nella titolarità dell'impresa produttrice-distributrice venga calcolato secondo lo stesso trattamento previsto per gli impianti non oggetto di cessione per ciascun anno di applicazione del meccanismo;
- l'ammontare complessivo dei costi non recuperabili di tutte le imprese proprietarie di impianti originariamente nella titolarità dell'impresa produttrice-distributrice non può comunque essere superiore a quello che si sarebbe determinato qualora tali impianti non fossero stati ceduti.

Perequazione tariffaria

L'introduzione di sistemi perequativi si inserisce nel procedimento inteso a definire un nuovo ordinamento tariffario. Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha emanato tre delibere: la delibera n. 70/97 in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato; la delibera n. 13/99 in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento e di alcuni servizi di rete; la delibera n. 204/99 in materia di regolazione della tariffa base, dei parametri e degli altri elementi di riferimento per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

In materia di sistemi di perequazione, l'Autorità ha successivamente avviato un processo di consultazione con il documento *Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica*, pubblicato nel giugno 2000. In esito alla consultazione, in data 20 febbraio 2001 è stato pubblicato un nuovo documento *Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica* con la definizione dei metodi e delle tecniche che l'Autorità intende seguire per determinare gli ammontari di perequazione.

I sistemi di perequazione hanno la finalità di salvaguardare l'economicità e la redditività degli esercenti, tenuto conto dello stimolo all'efficienza e al miglioramento della qualità del servizio, in conformità con i principi generali indicati nell'art. 1, comma 1, della legge n. 481/95. In assenza di perequazione, il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale e la differenziazione dei costi del servizio tra i diversi soggetti esercenti non imputabi-

le a scelte o a comportamenti delle imprese distributrici, ma dovuta a caratteristiche del territorio e della composizione dell'utenza servita, comporta per le imprese vantaggi o svantaggi per motivi indipendenti dalla loro capacità imprenditoriale, determinando per alcune costi del servizio superiori rispetto ai ricavi tariffari destinati alla loro copertura, mentre altre si troverebbero a beneficiare di ricavi maggiori ai costi. Analoghe considerazioni valgono per altri oneri a carico dei distributori e non imputabili a loro scelte o comportamenti.

Coerentemente con tali esigenze, con la delibera n.-204/99 l'Autorità ha introdotto un sistema di perequazione finalizzato a compensare eventuali differenze per i distributori tra i ricavi, al netto delle componenti tariffarie compensative, relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza. Con i documenti di consultazione l'Autorità ha proposto che venissero costituiti ulteriori sistemi perequativi, finalizzati a compensare eventuali differenze per i distributori:

- tra i costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi e i ricavi ammessi a copertura di tali costi;
- tra i costi diretti riconosciuti per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione e i costi medi nazionali riconosciuti per la medesima attività;
- tra i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato alle forniture a clienti domestici allacciati in bassa tensione la tariffa D1 e i ricavi ottenuti dall'applicazione alle medesime forniture delle tariffe D2 e D3 o della tariffa agevolata per i clienti in stato di disagio economico che l'Autorità prevede di introdurre prima della fine dell'anno.

L'Autorità ha inoltre proposto che la perequazione tra i costi per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa e media tensione, a esclusione dei costi relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, prenda come riferimento un'area geografica pari all'area servita da ciascun distributore, comunque non eccedente la provincia.

Ciascun sistema di perequazione proposto può comportare valori di perequazione a favore o a carico di ciascun distributore, che il distributore riceve o deve versare. Ciascun sistema di perequazione è gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico attraverso un apposito conto al quale affluiscono i versamenti a carico dei distributori e dal quale vengono erogati i versamenti a favore dei distributori. La gestione dei sistemi di perequazione da parte della CCSE prevede l'efficienza nei rapporti finanziari con i distributori, anche attraverso la compensazione delle posizioni di segno opposto in capo a un medesimo distributore relativamente ai diversi sistemi di perequazione.

L'Autorità intende prevedere ambiti soggettivi differenziati per l'applicazione dei diversi sistemi di perequazione. In particolare, secondo quanto proposto dall'Autorità:

- la partecipazione ai sistemi di perequazione dei costi di approvvigionamento dovrebbe trovare automatica applicazione per tutti i soggetti esercenti;
- la partecipazione al sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica dovrebbe essere obbligatoria per le sole imprese di più grande dimensione, lasciando nel contempo la facoltà di partecipazione alle altre imprese. La partecipazione al sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica potrebbe richiedere infatti la disponibilità di dati sia contabili sia tecnici disaggregati con un conseguente notevole onere amministrativo per l'impresa. Di conseguenza, coerentemente con le scelte operate in materia di separazione contabile e amministrativa, il sistema di perequazione dei costi di distribuzione dovrebbe trovare automatica applicazione per l'Enel Distribuzione S.p.A. e le altre imprese distributrici che cedono annualmente a terzi un quantitativo di energia elettrica uguale o superiore a 100 GWh;
- la partecipazione ai sistemi di perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici dovrebbe essere facoltativa per tutte le imprese esercenti.

Fanno eccezione a quanto sopra descritto le imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che l'Autorità propone siano temporaneamente escluse dall'ambito soggettivo di applicazione di tutti i sistemi di perequazione proposti, in attesa della definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri per la definizione delle integrazioni tariffarie spettanti a questi soggetti, nonché della proposta di regolamento delle piccole reti isolate formulata ai sensi dell'art. 7 del dlgs. n. 79/99.

Con riferimento al solo anno 2000, in considerazione dei tempi tecnici necessari per la definizione dei sistemi di perequazione che imporrà a ciascuna impresa di versare o ricevere dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza derivante dall'applicazione del sistema, l'Autorità ha ritenuto opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti. I sistemi di perequazione previsti dall'Autorità entreranno pertanto pienamente in vigore soltanto a partire dal 2001. Non potendo essere garantito nell'anno 2000 il pareggio, l'Autorità ha ritenuto che l'onere complessivo che può risultare per i clienti del mercato vincolato debba essere inferiore a 1 lira/kWh e finanziato attraverso la componente tariffaria UC1.

I sistemi di perequazione proposti dall'Autorità hanno natura transitoria, essendo strettamente legati alle caratteristiche del mercato dell'energia elettrica e all'attuale struttura tariffaria.

In una prospettiva di progressiva liberalizzazione del mercato elettrico e di estensione del novero dei clienti idonei e dei soggetti aventi diritto a tale qualifica, il sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica diminuirà di importanza al ridursi della dimensione del mercato vincolato. L'entrata in operatività dell'Acquirente unico dovrebbe portare al superamento del sistema che quindi dovrebbe presumibilmente operare con riferimento ai soli anni 2000 e 2001.

Il sistema di perequazione dei costi di distribuzione, invece, potrebbe rimanere operante anche una volta terminato il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e ciò dipenderà dalle caratteristiche del sistema dei prezzi di trasporto nelle reti di distribuzione. In ogni caso il sistema dovrà essere oggetto di verifica ed eventuale revisione in occasione della definizione della struttura tariffaria per il prossimo periodo di regolazione.

Il sistema di perequazione collegato all'offerta delle tariffe D2 e D3 all'utenza domestica, essendo legato a tariffe di transizione, cesserà di operare nel 2003, non appena l'ordinamento tariffario per l'utenza domestica sarà entrato a regime.

Applicazione della riforma tariffaria alle imprese elettriche minori

La disciplina di integrazione tariffaria prevista per le cosiddette imprese elettriche minori è stata oggetto, nel corso dell'anno 2000, di alcuni aggiustamenti.

Con la delibera 26 luglio 2000, n. 132, l'Autorità, in ottemperanza alle sentenze del TAR per la Lombardia n. 588, n. 589 e n. 590, depositate in data 5 febbraio 2000, ha modificato parzialmente i criteri di determinazione delle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori. Muovendo dalla censura mossa dal TAR per la Lombardia, basata principalmente sul fatto che, nella determinazione dell'integrazione tariffaria da riconoscere alle imprese elettriche minori, non è stata riconosciuta una componente di costo relativa all'utile di impresa, che, va notato, costituisce il riflesso contabile della remunerazione delle modalità di finanziamento del patrimonio netto, l'Autorità ha previsto il riconoscimento di una componente (di costo) destinata alla remunerazione del patrimonio netto dell'impresa. Per determinare il tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto l'Autorità ha introdotto una metodologia coerente con quella utilizzata per le altre determinazioni tariffarie. In particolare è previsto che il tasso di remunerazione del patrimonio netto sia determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Per le imprese elettriche minori è stato utilizzato un livello di rischio pari a quello assunto come riferimento medio per il settore elettrico italiano nell'ambito delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, corretto per ciascuna impresa al fine di tenere conto della diversa struttura finanziaria e della diversa incidenza degli oneri fiscali.

Con la delibera 4 ottobre 2000, n. 182, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di adeguamento automatico dell'acconto da corrispondere alle imprese minori a titolo di integrazione tariffaria, ai sensi dell'art. 7, comma 3, della legge n. 10/91. Tale meccanismo assicura alle imprese un aumento delle erogazioni in acconto in caso di variazioni significative dei costi di approvvigionamento dei combustibili destinati alla produzione di energia elettrica. Le disposizioni della delibera trovano applicazione limitatamente all'esercizio 2000.

Aggiornamento bimestrale tariffe elettriche

Dal quarto bimestre 2000 al primo bimestre 2001 il costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt) di cui all'art. 6, comma 6.8, della delibera n. 70/97, come modificata e integrata da successive deliberazioni, è aumentato, passando da 35,688 a 44,081 L/Mcal. Tale aumento riflette sia andamenti differenziati dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali, sia la svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro statunitense. Successivamente, la diminuzione dei prezzi in dollari USA dei combustibili sui mercati internazionali e la rivalutazione dell'euro nei confronti del dollaro USA, hanno comportato una diminuzione del costo unitario riconosciuto dei combustibili, che è passato da 44,081 L/Mcal nel primo bimestre 2001 a 39,967 L/Mcal nel terzo bimestre 2001.

Nel periodo considerato è rimasta invece invariata la componente fiscale del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Le aliquote delle accise sugli oli minerali e le aliquote dell'imposta sui consumi di carbone fissate, per l'anno 1999, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 15 gennaio 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, serie generale, n. 11 del 15 gennaio 1999, in attuazione dell'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, non sono state rideterminate per l'anno 2000; pertanto, nella determinazione del costo unitario riconosciuto dei combustibili le medesime accise sono rimaste inalterate rispetto ai valori fissati per l'anno 1999.

Stante il valore di 2290 kcal/kWh attribuito al consumo specifico, a seguito dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili (Vt), il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici

che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è salito dalle 81,726 L/kWh del quarto bimestre 2000 alle 92,069 L/kWh del sesto bimestre 2000. In occasione dell'aggiornamento tariffario relativo al primo bimestre dell'anno 2001 il consumo specifico è stato fissato pari a 2260 kcal/kWh, compensando in parte l'impatto sulle tariffe dell'aumento del costo unitario riconosciuto dei combustibili. Ciononostante, il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) è cresciuto anche nel primo bimestre 2001 rispetto al bimestre precedente, raggiungendo le 99,623 L/kWh, per poi diminuire nei due bimestri successivi fino a raggiungere le 83,545 L/kWh nel terzo bimestre 2001.

La variazione del costo riconosciuto dei combustibili ha reso necessario l'aggiornamento della parte B della tariffa come previsto dall'art. 7, comma 7.1, della citata delibera n. 70/97.

L'aliquota media della parte B della tariffa viene determinata moltiplicando il costo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici (Ct) per la quota di energia elettrica ammessa, che, a sua volta, è definita come rapporto tra:

- la quantità di energia ammessa ai contributi di cui all'art. 6 della delibera n. 70/97 e
- la quantità di energia assoggettata alla parte B della tariffa (art. 2 della delibera n. 70/97).

Il valore medio unitario nazionale della parte B della tariffa elettrica è pertanto aumentato per effetto della variazione del costo unitario riconosciuto Ct, rispettivamente del 12,2 per cento per il terzo, del 5,3 per cento per il quarto, del 3,9 per cento per il quinto e del 8,4 per cento per il sesto bimestre 2000.

La parte B della tariffa è stata soppressa a partire dall'1 gennaio 2001 con delibera dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 230 (vedi sopra: *Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato*). Il regime di contributi alle imprese produttrici-distributrici previsto dall'art. 6 della delibera n. 70/97, differenziando i contributi stessi in funzione del tipo di impianto utilizzato per la produzione di energia elettrica e in funzione della quantità di energia elettrica prodotta rispetto ai livelli degli anni precedenti, non era infatti compatibile con la liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica. La soppressione dei contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia per l'energia elettrica prodotta a partire dall'1° gennaio 2001 ha conseguentemente implicato la soppressione della Parte B della tariffa. Contestualmente, la componente delle tariffe a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica da parte del distributore è aumentata, includendo una parte a copertura dei costi variabili di produzione commisurata al costo unitario riconosciuto Ct.