

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

Nel periodo tra l'aprile 2000 e l'aprile 2001 l'attività dell'Autorità si è focalizzata sull'attuazione della riforma tariffaria e sugli adempimenti connessi con l'attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 19 marzo 1999, n. 79 sulla liberalizzazione del mercato elettrico.

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la [delibera 29 dicembre 1999, n. 204](#). Sulla base delle disposizioni contenute nella delibera, l'Autorità ha provveduto a rendere noti i risultati del processo di valutazione delle opzioni tariffarie presentate dagli esercenti per il secondo semestre dell'anno 2000 e per l'anno 2001, predisponendo anche un regime tariffario integrativo da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali non erano in vigore opzioni tariffarie base.

Il nuovo ordinamento tariffario, introdotto con la delibera n. 204/99, ha previsto l'aggiornamento annuale dei parametri dei vincoli e delle tariffe dei servizi di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Per l'anno 2001 l'Autorità ha pertanto aggiornato, in base al metodo del *price-cap*, i parametri del vincolo V1 e quelli della tariffa unica per l'utenza domestica D1 che, in base a quanto previsto dal nuovo ordinamento tariffario, entrerà in vigore nell'anno 2003. Sono stati altresì aggiornate le componenti delle tariffe D2 e D3 per l'utenza domestica in modo tale da farle convergere gradualmente verso la tariffa unica D1 e il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.

Sempre in materia tariffaria, nel corso dell'anno passato l'Autorità ha adottato provvedimenti orientati a correggere alcune disposizioni contenute in precedenti delibere e rese incompatibili con il nuovo ordinamento tariffario in seguito al progredire del processo di liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica prevista dal dlgs. n. 79/99, tra cui la soppressione, a partire dal 1° gennaio 2001, dei contributi alla produzione di energia elettrica a carico del Conto costi energia e la parte B della tariffa, entrambi previsti dalla [delibera 26 giugno 1997, n. 70](#). È stato inoltre 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 previsto dal dlgs. n. 79/99, tenuto conto dell'operatività del meccanismo di copertura dei costi riconosciuti previsto dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, 26 gennaio 2000. Al fine di assicurare la copertura degli oneri generali affe-

renti al sistema elettrico relativi al meccanismo di reintegrazione di cui al decreto 26 gennaio 2000, con il medesimo provvedimento è stata istituita una ulteriore componente tariffaria a carico dei clienti del mercato libero e dei clienti del mercato vincolato.

È stata modificata la tariffa di vettoriamento dell'energia elettrica definita dalla [delibera n. 13/99](#) e sono stati aggiornati i corrispettivi per la fornitura del servizio di vettoriamento per l'anno 2001.

Proseguendo il lavoro avviato negli anni precedenti, sono stati diffusi due documenti per la consultazione in materia di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Nei documenti l'Autorità ha previsto l'introduzione di sistemi di perequazione finalizzati a compensare eventuali differenze: nei ricavi ottenuti dai distributori da forniture ai clienti domestici; nei ricavi ottenuti dai distributori da regimi tariffari; nei costi per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e il trasporto della stessa sulla rete di proprietà di terzi; nei costi per l'attività di distribuzione realizzata con reti in bassa, media e alta tensione. Sono state proposte diverse modalità di partecipazione per i diversi sistemi di perequazione. Per l'anno 2000, si è ritenuto opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti.

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

Sono state definite 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 provvedimento ministeriale. È stata determinata la maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici destinata al mercato libero nell'anno 2000 e sono state definite le modalità di calcolo della maggiore valorizzazione realizzata dalle imprese produttrici-distributrici negli anni dal 2001 al 2006 provvedendo, nel contempo, a stabilire le modalità attraverso le quali avviene la compensazione della maggiore valorizzazione.

Allo scopo di chiarire e semplificare la procedura per il riconoscimento degli *stranded cost* e di rendere certo l'onere per i consumatori, nell'aprile 2001 l'Autorità ha inviato al Governo una proposta con la quale ha sollecitato il chiarimento delle modalità di applicazione del decreto 26 gennaio 2000 in caso di cessione di impianti e ha chiesto che, indipendentemente dal metodo che

sarà utilizzato per il calcolo degli *stranded cost*, l'onere per i consumatori non risulti superiore a quanto sarebbe stato in assenza di cessione di impianti.

In materia di scambi commerciali con l'estero, nell'agosto 2000 l'Autorità ha provveduto a individuare le modalità e le condizioni per l'allocatione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. La delibera prevedeva l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 attraverso meccanismi di mercato. A seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore, l'Autorità ha successivamente approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 sulla base di un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere.

La disciplina dell'attività di vettoriamento è stata completata attraverso l'adozione di vari provvedimenti tra cui: l'approvazione di un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento; la definizione delle regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento; l'adozione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura nei punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina; l'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto.

In materia di disciplina del mercato elettrico l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento contenente le proprie osservazioni e proposte sull'organizzazione della borsa dell'elettricità ai sensi dell'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99. Le proposte riguardano modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato. Il modello organizzativo proposto si basa su un'asta non discriminatoria e suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, qualora opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Sono state disciplinate le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ed è stato definito un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi, unitamente a un

quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

Con la delibera 30 aprile 2001, n. 97, l'Autorità ha espresso parere positivo al documento "Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs. n. 79/99", come predisposto dal Gestore del mercato, richiedendo al contempo alcune integrazioni e correzioni.

Per quanto riguarda infine l'attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, l'Autorità ha provveduto a definire le modalità di finanziamento dell'organismo per l'esercizio 2001; ha approvato, con alcune modifiche, le regole tecniche di concessione adottate dal Gestore ai sensi del dlgs. n. 79/99 e sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con precedente delibera del marzo dello stesso anno; ha emanato una direttiva al Gestore per l'adozione di regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio.

L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre 2000 e per l'anno 2001

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo regime tariffario per i servizi di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, introdotto con la [delibera 29 dicembre 1999, n. 204](#). In considerazione degli importanti elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario, la stessa delibera n. 204/99 ha previsto un regime tariffario transitorio per i primi sei mesi dell'anno 2000, nel corso del quale modulare il passaggio al nuovo sistema. In particolare, fino al 30 giugno 2000, gli esercenti hanno applicato a ciascun cliente la tariffa applicabile allo stesso cliente al 31 dicembre 1999, modificata secondo quanto previsto dall'art. 18, comma 18.2, della delibera n. 204/99 e dall'articolo 3 della [delibera n. 4/00](#).

Le opzioni tariffarie per il secondo semestre dell'anno 2000

A partire dal 1° luglio, la delibera n. 204/99 ha previsto che cessasse l'offerta delle tariffe in vigore fino al 30 giugno 2000 e che iniziasse l'offerta di opzioni tariffarie base¹ presentate dagli esercenti e approvate dall'Autorità. In particolare, nel secondo semestre 2000, la delibera n. 204/99 ha previsto l'obbligo per gli esercenti di offrire almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza a eccezione di quella domestica alimentata in bassa tensione, per la quale è stato previsto un regime di maggior tutela². Il termine per la presentazione delle opzioni tariffarie base da applicare nel secondo semestre dell'anno 2000 era stato fissato al 31 marzo dello stesso anno dalla delibera n. 204/99. Tuttavia, a fronte della richiesta di numerosi esercenti di un ulteriore periodo di tempo per l'analisi delle disposizioni contenute nella delibera n. 204/99, con [delibera 29 marzo 2000, n. 69](#), l'Autorità ha disposto una proroga del termine al 30 aprile 2000.

1 Un'opzione tariffaria è composta da un insieme di corrispettivi unitari che determinano l'esborso a carico dell'utente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica, al netto degli oneri fiscali, e che consentono all'impresa distributrice la copertura dei costi riconosciuti dall'Autorità per il servizio di fornitura dell'elettricità a quell'utente. I corrispettivi di cui si compone l'opzione tariffaria vengono determinati in parte dall'impresa esercente nel rispetto delle regole e dei vincoli stabiliti dall'Autorità e, in parte, direttamente dall'Autorità.

2 Per una trattazione approfondita si rimanda il lettore interessato alla *Relazione Annuale 1999*.

La valutazione delle opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il 30 aprile 2000 è stata effettuata dagli uffici dell'Autorità con riferimento al sistema di vincoli e di criteri definito dalla delibera n. 204/99. In particolare è stata controllata:

- l'offerta di almeno un'opzione tariffaria base per ogni tipologia di utenza servita dall'esercente;
- la compatibilità di ogni opzione tariffaria base con il vincolo V2 di cui all'art. 8, commi 8.2 e 8.3 della delibera n. 204/99, rispettivamente per le opzioni non multiorarie e per quelle multiorarie, per ogni combinazione di valori di potenza impegnata ed energia elettrica prelevata da un cliente; tale vincolo definisce un tetto all'esborso massimo annuale per cliente appartenente a ogni singola tipologia di utenza diversa da quella domestica;
- l'inclusione, in ogni opzione tariffaria base, di corrispettivi unicamente riferiti alle caratteristiche della fornitura;
- l'assenza di elementi di carattere discriminatorio nell'offerta di ogni singola opzione a tutti i clienti appartenenti a una stessa tipologia;
- la coerenza con le nozioni di potenza impegnata, potenza disponibile e fasce orarie stabilite dalla delibera n. 204/99;
- l'inclusione in ogni opzione delle componenti e dei parametri stabiliti direttamente dall'Autorità (componenti di gradualità, componenti a copertura degli oneri generali di sistema, parametri a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso).

L'analisi delle opzioni presentate ha indicato che un elevato numero di esercenti non avevano adempiuto, con riferimento ad almeno una tipologia di utenza, alle disposizioni della delibera n. 204/99. Poiché, ai sensi della medesima delibera, a decorrere dal 1° luglio 2000 sarebbe cessata l'offerta delle tariffe applicate fino al 30 giugno 2000, tale esito avrebbe determinato una situazione di carenza della disciplina tariffaria per il secondo semestre dell'anno 2000 per i clienti del mercato vincolato appartenenti alle tipologie di utenza diverse dagli utenti domestici alimentati in bassa tensione. Con la [delibera 22 giugno 2000, n. 112](#), l'Autorità ha pertanto provveduto, oltre ad approvare le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti e conformi alla disciplina stabilita dalla delibera n. 204/99, a concedere un ulteriore lasso di tempo ai fini della definizione e della presentazione di proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000 da parte di quegli esercenti le cui proposte erano state in tutto o in parte respinte, ovvero che entro la scadenza del 30 aprile 2000 non avevano presentato proposte di opzioni tariffarie base per il secondo semestre dell'anno 2000. Il nuovo termine è stato fissato al 15 luglio 2000. La delibera n.112/00 ha altresì predisposto un regime tariffario integrativo per il periodo 1 luglio 2000 - 31 dicembre 2000 da applicarsi ai soggetti eser-

centi per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 1° luglio 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base. In considerazione dei numerosi elementi di novità introdotti dal nuovo ordinamento tariffario sia per gli esercenti sia per l'utenza elettrica, la delibera ha anche previsto, a carico dei primi, obblighi di pubblicazione delle opzioni approvate attraverso idonei mezzi di informazione ed entro termini prestabiliti.

Le opzioni tariffarie base presentate dagli esercenti entro il termine del 15 luglio ai sensi della delibera n. 112/00 sono state valutate dagli uffici dell'Autorità che ha provveduto a comunicare gli esiti della valutazione con la [delibera 3 agosto 2000, n. 141](#), con la quale sono stati anche corretti alcuni errori materiali contenuti nella delibera n. 112/00.

Nel complesso, con le delibere n. 112/00 e n.141/00 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 171 esercenti; di questi, 13 hanno avuto una o più opzioni rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99. Venticinque esercenti non hanno presentato opzioni.

Le opzioni tariffarie per l'anno 2001

Conformemente a quanto disposto dalla delibera n. 204/99, entro il 30 settembre 2000 gli esercenti hanno presentato le opzioni tariffarie base e speciali o ulteriori da applicarsi all'utenza a partire dal 1° gennaio 2001³. Con la [delibera del 28 dicembre 2000, n. 243](#) l'Autorità ha reso noti gli esiti del processo di valutazione di tali opzioni in merito alle proposte approvate e a quelle respinte perché non conformi ai criteri stabiliti dalla delibera n. 204/99. La delibera ha altresì previsto un regime tariffario transitorio per il periodo 1° gennaio 2001 – 31 dicembre 2001, da applicarsi ai soggetti esercenti per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica e per le quali dopo il 31 dicembre 2000 non erano in vigore opzioni tariffarie base⁴.

3 Nell'ordinamento tariffario introdotto dalla delibera n. 204/99 gli esercenti hanno la facoltà di offrire ai propri clienti, oltre alle opzioni tariffarie base (è obbligatorio offrirne almeno una per tipologia di utenza servita) anche le opzioni speciali o ulteriori. Queste ultime non sono soggette al vincolo V2 e possono essere disegnate dall'esercente per soddisfare particolari esigenze dell'utenza. Si veda in proposito anche la *Relazione Annuale 1999*.

4 Si tratta delle tipologie di utenza per le quali gli esercenti non avevano presentato opzioni tariffarie base per l'anno 2001 entro i termini stabiliti dalla delibera n. 204/99 o le avevano presentate ma esse erano risultate non conformi ai criteri stabiliti dalla medesima delibera.

Alcune modificazioni e integrazioni alla delibera n. 243/00 sono state predisposte dall'Autorità con [delibera 14 febbraio 2001, n. 22](#). Nel complesso, con le delibere n. 243/00 e n. 22/01 l'Autorità ha valutato opzioni tariffarie presentate da 169 esercenti; di questi, dieci hanno avuto una o più opzioni base rigettate in quanto non conformi ai criteri stabiliti con delibera n. 204/99; un esercente ha avuto una opzione ulteriore rigettata. Ventuno esercenti non hanno presentato opzioni per l'anno 2001.

Aggiornamento dei corrispettivi e dei parametri delle tariffe per il mercato vincolato

I riferimenti normativi

Il sistema di criteri e di vincoli che la delibera n. 204/99 impone agli esercenti di rispettare nell'offerta di opzioni tariffarie ai clienti del mercato vincolato include, tra l'altro, un tetto ai ricavi massimi ammessi su base annuale per singola tipologia di utenza (vincolo V1). Al termine di ogni anno l'Autorità controlla che, per ogni tipologia di utenza servita da ciascun esercente, gli introiti complessivi derivanti dalle vendite ai clienti di quella tipologia non siano risultati superiori a quelli che l'esercente avrebbe registrato applicando una tariffa definita con riferimento al vincolo V1 e denominata TV1.

Per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione la delibera n. 204/99 ha previsto un regime di maggior tutela, attraverso la definizione di tariffe che gli esercenti devono obbligatoriamente offrire ai propri clienti. Tali tariffe sono state denominate:

- tariffa D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
- tariffa D3 applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
- tariffa D1, unica per l'utenza domestica, che entrerà in vigore a partire dal 2003.

In base alla delibera n. 204/99, dall'inizio del nuovo ordinamento tariffario e fino al 1° gennaio 2003 le tariffe D2 e D3 saranno periodicamente aggiornate in modo tale da convergere gradualmente verso la tariffa unica D1⁵.

⁵ Anche in questo caso si rimanda il lettore interessato a un maggiore approfondimento alla *Relazione Annuale 1999*.

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 20 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.

Nel periodo in esame l'Autorità ha altresì provveduto ad aggiornare le aliquote delle componenti tariffarie A e UC.

A seguito delle modifiche nell'applicazione delle componenti tariffarie A per alcune tipologie di utenti (forniture in bassa tensione per usi diversi da quelli domestici e di illuminazione pubblica ecc.) disposte dall'art. 4 della delibera n. 108/00, con [delibera 22 giugno 2000, n.113](#), l'Autorità ha aumentato le aliquote delle componenti tariffarie A. Le modifiche previste dal sopra menzionato art. 4 avevano infatti comportato una riduzione del gettito necessario alla copertura dei fabbisogni a cui tali componenti provvedevano. Con la delibera n. 113/00 l'Autorità ha pertanto aumentato le aliquote espresse in lire/kWh applicabili a tutti i clienti ad eccezione di:

- Ferrovie dello Stato, Società Terni e suoi aventi causa, relativamente all'energia elettrica nei limiti quantitativi previsti rispettivamente dall'art. 4, comma 2, del DPR 22 maggio 1963, n. 730, e dall'art. 6 del DPR 21 agosto 1963, n. 1165;
- comuni rivieraschi, per l'energia elettrica destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'art. 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
- utenze sottese, relativamente all'energia elettrica nei limiti della loro spettanza a tale titolo.

A partire dal primo bimestre dell'anno 2001, con la soppressione della parte B della tariffa e con le disposizioni previste dalle delibere 20 dicembre 2000, n. 231 e n. 232 aventi come oggetto l'utilizzazione del gettito derivante dalla maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici (vedi sopra: [Modalità applicative, oneri generali e estrazione della rendita idroelettrica](#)), l'Autorità ha provveduto ad adeguare le componenti tariffarie UC2 e A3, destinate rispettivamente ad alimentare il Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione e il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate. In particolare, tenuto conto che il gettito atteso per gli anni 2000 e 2001 della maggiorazione è risultato superiore a quanto necessario per il finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione, la relativa componente tariffaria UC2 è stata azzerata per tutte le tipologie di utenza.

Per quanto riguarda la componente tariffaria A3, il maggiore gettito stimato della maggiorazione ai corrispettivi per l'uso e l'accesso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici rispetto alle necessità di finanziamento del Conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elet-

trica nella transizione ha reso possibile, per il primo bimestre dell'anno 2001, una diminuzione dell'aliquota media di 3,6 lire/kWh. Il livello di questa componente tariffaria ha subito, nel corso dei successivi due bimestri, ulteriori variazioni. Nel secondo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha predisposto un aumento dell'aliquota media della componente tariffaria A3 di 4,4 lire/kWh a seguito dell'incremento delle necessità di gettito determinatosi dalla cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto dell'energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, dall'Enel S.p.A. al Gestore della rete di trasmissione nazionale e dall'esito delle procedure concorsuali previste dal decreto 21 novembre 2000. Nel terzo bimestre dell'anno 2001, l'Autorità ha aumentato l'aliquota media della componente tariffaria A3 di 2,5 lire/kWh a seguito della riduzione del gettito derivante dalle disposizioni relative alla compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, dovuta alla diminuzione del valore del parametro Ct.

In occasione della [delibera 28 dicembre 2000, n. 244](#), recante disposizioni per l'aggiornamento relativo al primo bimestre dell'anno 2001, considerato che nel corso dell'anno 2001 verranno attivati i meccanismi di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili relativi agli impianti di generazione dovuti alla liberalizzazione, l'Autorità ha determinato la componente tariffaria A6 per la copertura degli oneri derivanti dal Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica nella transizione. L'aliquota media di tale componente tariffaria è stata fissata, in via prudenziale, a 0,9 lire/kWh. A seguito del decreto 17 aprile 2001, l'Autorità ha ritenuto necessario aggiornare, a partire dal terzo bimestre dell'anno 2001, il livello della componente tariffaria A6, con un incremento dell'aliquota media di 1,8 lire/kWh. Il decreto 17 aprile 2001, che ha modificato il decreto 26 gennaio 2000, stabilisce infatti l'esclusione degli impianti idroelettrici e geotermoelettrici dal meccanismo di reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi non recuperabili. Tale esclusione, pur producendo una riduzione del livello dei costi riconosciuti ammessi a reintegrazione, per effetto delle diverse modalità di computo della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione relativa a tali impianti, comporta un aumento degli oneri relativi alla integrazione alle imprese produttrici-distributrici.

PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO

Allocazione della capacità di interconnessione

Con la [delibera 3 agosto 2000, n. 140](#), concernente la definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti, ai sensi dell'art. 10, comma 2, del dlgs. n. 79/99, l'Autorità ha individuato le modalità e le condizioni per l'allocazione della capacità di interconnessione per l'importazione o l'esportazione di energia elettrica da e verso l'Italia nell'anno 2001 qualora le richieste di utilizzo risultino superiori alla capacità disponibile. Con l'espressione *capacità disponibile* si definisce la capacità ottenuta sottraendo al valore della capacità netta trasmissibile (detta anche NTC dall'espressione inglese *Net Transfer Capability*) la capacità utilizzata per l'esecuzione dei contratti di importazione pluriennali in essere alla data del 19 febbraio 1997, che si trovano nella disponibilità dell'Enel S.p.A. A sua volta, la *capacità netta trasmissibile* è definita come la massima potenza che può essere complessivamente scambiata tra due paesi confinanti assicurando la sicurezza di esercizio dei rispettivi sistemi elettrici.

La delibera prevede che l'assegnazione della capacità di trasporto per l'anno 2001 venga effettuata attraverso meccanismi di mercato delineati dall'Autorità e applicati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana. Ciò al fine di garantire l'assegnazione in maniera trasparente della capacità di interconnessione per l'importazione ai soggetti che ad essa attribuiscono maggior valore e la ripartizione dei benefici derivanti dall'utilizzo della capacità di interconnessione tra tutti i consumatori di energia elettrica in Italia.

Il principio generale che muove la delibera n. 140/00 è quello dell'accordo tra il GRTN e i gestori esteri nella determinazione dell'ammontare della NTC tra i paesi, nella ripartizione dei proventi derivanti dalla allocazione della capacità e nel riconoscimento di condizioni di reciprocità che garantiscano che il valore della capacità risponda, per quanto possibile, al differenziale di costo di produzione e trasporto dell'energia elettrica nei diversi paesi.

La delibera prevede infatti come soluzione preferita per l'assegnazione della capacità disponibile l'allocazione congiunta da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana e dei gestori delle reti di trasmissione confinanti. Qualora risulti impossibile organizzare un'assegnazione congiunta della capacità disponibile, il Gestore della rete di trasmissione nazionale italiana provvederà all'allocazione del 50 per cento della capacità di interconnessione disponibile attraverso ciascuna frontiera nel 2001, mentre il restante 50 per cento sarà assegnato dai gestori confinanti.

Per poter procedere ad allocare la capacità di interconnessione disponibile attraverso procedure d'asta competitive si è reso necessario procedere a una standardizzazione dell'oggetto della allocazione; a tal fine si è proceduto a ripartire la capacità disponibile in bande di capacità per consentire una procedura di assegnazione tra beni direttamente confrontabili; tali bande avevano ampiezza di 10 MW nei mesi invernali, ampiezza che veniva ridotta nei mesi estivi e in agosto applicando alla capacità invernale dei coefficienti, rispettivamente a e b , tali da mantenere costante in ciascun mese dell'anno il rapporto tra l'ampiezza di ciascuna banda e l'ampiezza complessiva della capacità disponibile (ampiezza che è massima in inverno e si riduce nei mesi estivi e ancora più in agosto).

Al fine di promuovere la pluralità nell'offerta di energia elettrica sul mercato nazionale, la delibera prevede, inoltre, che la quota della capacità di interconnessione assegnabile a un singolo soggetto venga limitata, in modo che nessun soggetto possa disporre per l'anno 2001 di una quota maggiore del 20 per cento della capacità disponibile su ciascuna frontiera. A tale limite se ne aggiunge un secondo che prevede che nessun soggetto possa disporre di più del 10 per cento della capacità disponibile sull'insieme delle frontiere.

Infine si è ritenuto opportuno destinare una quota di capacità (circa l'80%) ad assegnazione su base annuale, riservando la restante parte ad assegnazioni su base mensile. Tale scelta trova giustificazione nell'opportunità:

- di rendere possibile per gli operatori la modulazione su base mensile della capacità di importazione utilizzata;
- di rendere possibile la partecipazione a successive assegnazioni di capacità di interconnessione ai soggetti che vengano a soddisfare i requisiti necessari per l'assegnazione di capacità di interconnessione dopo il termine per la partecipazione alla procedura di assegnazione di capacità di importazione su base annuale;
- di consentire che, dall'entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 79/99, la capacità di interconnessione precedentemente allocata su base mensile possa essere assegnata più efficientemente attraverso un meccanismo di asta implicita collegato al sistema stesso.

Con la successiva [delibera 27 settembre 2000, n. 174](#), recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione e modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 140/00, è stato prorogato il termine per la pubblicazione da parte del Gestore della rete dei coefficienti a e b , di riduzione delle bande di capacità poste a gara nel periodo compreso tra maggio e settembre e nel mese di agosto, nonché quello di presentazione al Gestore della rete delle richieste per l'assegnazione di bande

su base annuale per l'anno 2001. Con la medesima delibera è stato inoltre stabilito quando le condizioni di reciprocità tra operatori di sistema di cui alla delibera 140/00 debbano ritenersi verificate.

Per disciplinare il caso in cui non vengano rispettate le condizioni di reciprocità, l'Autorità ha approvato la [delibera 12 ottobre 2000, n. 187](#), recante disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica a integrazione delle delibere n. 140/00 e n. 174/00. Con tale delibera sono state definite le modalità di attribuzione della capacità di interconnessione disponibile relativa a paesi nei quali agiscano più operatori di sistema, da applicarsi in mancanza di specifico accordo sul rispetto delle condizioni di reciprocità, nonché le modalità per l'assegnazione della capacità in caso le condizioni di reciprocità non siano verificate.

Con la [delibera 6 dicembre 2000, n. 219](#), l'Autorità ha revocato la delibera n. 140/00 e approvato le nuove regole che disciplinano le importazioni di energia elettrica per l'anno 2001. Il provvedimento si è reso necessario a seguito della decisione del TAR Lombardia, confermata dal Consiglio di Stato, di sospendere la validità del sistema in vigore che assegnava, attraverso procedure d'asta, la capacità di trasporto transfrontaliero, molto inferiore rispetto alla domanda. Per permettere l'ordinato avvio delle importazioni dal primo gennaio 2001 l'Autorità ha anche provveduto a modificare, in via eccezionale e temporanea, la tempistica che regola l'accesso alla rete e ha stabilito una facoltà di recesso dai contratti in essere con preavviso di tre giorni.

Le nuove regole, in considerazione di quanto esposto da TAR e Consiglio di Stato nelle ordinanze, stabiliscono un meccanismo pro-rata di assegnazione della capacità di trasporto sulle frontiere: tutte le domande saranno accolte, ma saranno proporzionalmente ridotte fino a rientrare nei limiti della capacità disponibile. Nessun operatore potrà disporre di più del 5 per cento della capacità di importazione sul totale delle frontiere e del 10 per cento su ciascuna.

I clienti idonei finali non potranno chiedere quantitativi superiori alla propria capacità di consumo, mentre i grossisti dovranno autocertificare che quanto richiesto non eccede la massima capacità di consumo dei clienti da loro serviti. Le richieste dovranno essere formulate per multipli di MW con soglia minima di 1MW (pari a un consumo massimo di circa otto milioni di kWh all'anno), limite inferiore delle bande di elettricità trattabili sul mercato internazionale. In ragione del variare dei consumi delle imprese nel corso dell'anno, è previsto che le assegnazioni possano essere rivendute in tutto o in parte su di un mercato secondario.

È stata confermata la previsione già contenuta nella delibera n. 140/00 relativa alla destinazione di una quota della capacità di interconnessione assegnabile per l'assegnazione su base mensile.

Infine, con la [delibera 14 febbraio 2001, n. 21](#), recante definizione di modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2001 in presenza di insufficiente capacità di trasporto che si renda disponibile a seguito della possibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze e modificazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 219/00, l'Autorità ha definito le modalità e le condizioni per l'assegnazione dell'ulteriore capacità, rispetto a quella assegnabile in attuazione della delibera n. 219/00, che si rendesse disponibile a seguito del programma di sperimentazione che prevede la disponibilità di distacco istantaneo di carichi e ha riconosciuto al Gestore della rete maggiori margini di flessibilità sia nell'individuazione dell'ulteriore capacità, sia nella definizione delle procedure per l'assegnazione di detta ulteriore capacità, al fine di promuovere la stipula degli accordi con gli operatori di sistema confinanti.

La deliberazione n. 21/01 risponde all'intento, espresso anche da una direttiva del Ministro al Gestore, di ampliare al massimo l'utilizzazione della rete di interconnessione con l'estero, compatibilmente con la garanzia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico, promuovendo una sperimentazione che preveda la possibilità di assegnare ulteriore capacità senza porre a rischio la sicurezza grazie alla disponibilità di distacco istantaneo di carico delle utenze.

Nella medesima delibera l'Autorità ha inoltre previsto l'assegnazione per il periodo 1° aprile – 31 dicembre 2001 della capacità di interconnessione assegnabile e non assegnata su base annuale, ivi inclusa la capacità destinata per i primi mesi dell'anno 2001 all'assegnazione su base mensile.

Completamento della disciplina sul vettoriamento

Il contratto tipo

Nel febbraio 1999, in coincidenza con l'apertura del mercato europeo e italiano dell'elettricità, l'Autorità aveva provveduto a fissare le tariffe di vettoriamento e si era riservata il controllo diretto sui singoli nuovi contratti che venivano stipulati. In base all'esperienza maturata, l'Autorità ha definito con la [delibera 12 luglio 2000, n. 119](#), le regole generali che devono essere previste nei contratti di vettoriamento, dotando i clienti che decidono di approvvigionarsi sul mercato libero di uno strumento certo e trasparente su cui contrattare l'acquisto di energia elettrica. Il contratto tipo definisce le regole di accesso alla rete e le modalità di misura e di calcolo dei relativi corrispettivi nei diversi periodi dell'anno oltre che nell'arco della giornata. Nei contratti di vettoriamento ha particolare importanza il trattamento economico della potenza immessa o prelevata in eccesso rispetto a quanto previsto dal contratto. Per aiutare i clienti liberi a minimizzare la spesa, l'Autorità ha stabilito un periodo di avviamento di un anno, all'interno del quale è consentita una riduzione delle penalità da applicare in caso di prelievi superiori a quelli programmati.

La valutazione dell'ammissibilità

Con la [delibera 15 giugno 2000, n. 109](#), l'Autorità ha inoltre approvato un regolamento che stabilisce i criteri da adottare per valutare l'ammissibilità delle richieste di vettoriamento rispetto alla capacità delle reti e alla sicurezza del loro funzionamento. Le regole stabilite dall'Autorità sono particolarmente importanti perché la sicurezza del servizio è l'unico motivo che permette ai gestori di rifiutare l'accesso di terzi alle reti. L'Autorità ha anche stabilito le informazioni che devono essere allegate alle richieste di accesso e sulle quali sarà compiuta la verifica di sicurezza.

La misura

L'applicazione della disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica, introdotta dall'Autorità nella delibera n. 13/99 come modificata e integrata con la delibera n. 119/00, richiede che la misura dell'energia elettrica, rispettivamente immessa nei punti di consegna e prelevata nei punti di riconsegna delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi relative a un contratto di vettoriamento, avvenga con riferimento a ciascuna ora fissa. La rilevazione oraria dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica è necessaria per l'applicazione delle disposizioni relative alla riconciliazione dell'energia elettrica e ai superi di potenza rispetto ai livelli impegnati. Con la delibera 3 agosto 2000, n. 139, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per la verifica dello stato di attuazione degli interventi di ade-

guamento e rinnovo dei complessi di misura dell'energia elettrica ai fini dell'applicazione degli articoli 7 e 10 della delibera n. 13/99 e degli articoli 4, comma 4.2, e 5, comma 5.2, lettere a) e b), della delibera n. 225/99.

Dalla documentazione acquisita dall'Autorità nell'ambito di questa istruttoria conoscitiva è emerso che i misuratori installati presso i punti di riconsegna non localizzati sulla rete di trasmissione nazionale non sempre sono idonei alla rilevazione oraria dell'energia elettrica prelevata, ma consentono solo la misura dell'energia per ciascuna fascia oraria e, in alcuni casi (tipicamente per i punti di riconsegna in bassa tensione), solo la rilevazione dell'energia complessivamente prelevata su base mensile. L'assenza di adeguati strumenti di misura e l'atteso incremento dei volumi e dei clienti che usufruiranno del servizio di vettoriamento nel 2001 hanno reso necessaria l'introduzione di disposizioni per accelerare il processo di installazione degli strumenti di misura idonei nei punti di riconsegna. La [delibera 28 dicembre 2000, n. 240](#) prevede pertanto che, in relazione all'approvvigionamento, all'installazione e all'attivazione nei punti di riconsegna dei misuratori idonei alla rilevazione delle grandezze necessarie all'applicazione della disciplina del vettoriamento, in luogo dell'obbligo posto a carico del gestore della rete su cui i medesimi punti sono situati ai sensi delle delibere n. 13/99 e n. 119/00, venga riconosciuta agli utenti la facoltà di provvedere autonomamente all'approvvigionamento delle apparecchiature di misura e alla loro installazione, fermo restando l'onere relativo alla rilevazione delle grandezze misurate a carico dei distributori.

Tale facoltà è subordinata al mancato adempimento da parte del gestore della rete interessato, entro termini fissati, degli obblighi relativi alle attività di approvvigionamento ed eventualmente di installazione e attivazione delle apparecchiature di misura. I suddetti termini sono prorogati qualora al gestore di rete si presentino difficoltà nell'adempimento delle suddette attività derivanti dall'elevato numero di utenze, in rapporto al totale degli utenti serviti, per le quali è richiesta, in un medesimo periodo, l'attivazione del servizio di vettoriamento. Per l'applicazione della disciplina di riconciliazione e misura per l'anno 2000, in assenza di strumenti di misura idonei alla rilevazione e alla registrazione per ciascuna ora della potenza e dell'energia elettrica immessa e prelevata rispettivamente nei punti di consegna e di riconsegna, è stata definita una procedura di ricostruzione del profilo di immissione o di prelievo a partire dai dati disponibili.

L'adeguamento dei parametri di scambio e riconciliazione

Sempre con la delibera n. 240/00 l'Autorità ha adeguato i parametri di scambio e riconciliazione previsti per disciplinare il caso in cui l'immissione e il prelievo di energia elettrica non avvengano contestualmente e per quantitativi eguali al netto delle perdite di trasporto; in particolare l'adeguamento si è reso necessario sia per consentire che il valore relativo dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie fosse uguale per i clienti idonei e vincolati, sia per rendere meno onerosa la disciplina della riconciliazione.

La delibera n. 63/01

Con la [delibera 22 marzo 2001, n. 63](#), l'Autorità è invece intervenuta a modificare la procedura prevista dall'art. 4, comma 4.4, della delibera n. 13/99 per l'erogazione del servizio di vettoriamento, anche al fine di consentire agli operatori l'utilizzo della capacità di interconnessione assegnata per il periodo compreso tra il 1° aprile 2001 e il 31 dicembre 2001 a partire dalla data in cui la suddetta capacità si rende disponibile. A seguito della suddetta modifica ai fini della stipula di un contratto di vettoriamento in deroga non è più necessaria la preventiva autorizzazione dell'Autorità ma è possibile provvedere alla stipula e successivamente al suo invio all'Autorità per l'approvazione. La medesima deliberazione prevede, altresì, l'estensione del periodo di avviamento nei casi in cui i gestori delle reti non abbiano reso disponibili ai soggetti richiedenti di un contratto di vettoriamento i dati relativi alle immissioni e ai prelievi nei punti di consegna e riconsegna.

Condizioni di scambio per i piccoli impianti fotovoltaici

Con la [delibera 6 dicembre 2000, n. 224](#) l'Autorità ha liberalizzato la produzione di energia elettrica dei piccoli impianti fotovoltaici, stabilendo le condizioni di scambio con il proprio distributore di elettricità (Enel e municipalizzate) dell'energia che chiunque può produrre con impianti fotovoltaici fino a 20 kW di potenza. La liberalizzazione disposta dall'Autorità consente di procedere nel progetto "10.000 tetti fotovoltaici" promosso dal Ministero dell'ambiente e dall'ENEA, che prevede contributi in conto capitale a chi si dota di tali impianti.

Per favorire questo primo esempio di microgenerazione elettrica diffusa, l'Autorità ha stabilito l'uguaglianza in tutte le ore e i giorni dell'anno del valore dell'energia autoprodotta con quella normalmente ritirata dal proprio distributore (com'è noto, infatti, l'energia elettrica ha un valore diverso, nell'arco della giornata e delle stagioni, a seconda dell'andamento della domanda e del tipo di impianti in funzione).

Per la contabilizzazione dell'energia elettrica prodotta e scambiata con la rete, e la corrispondente riduzione degli importi della bolletta, dovrà essere installato un contatore aggiuntivo a quello normalmente in uso. Il costo di

installazione, manutenzione e servizio di lettura del nuovo contatore, a cura del distributore, è stato fissato in 60.000 lire all'anno.

Una volta installato l'impianto fotovoltaico, gli utenti potranno richiedere al proprio distributore l'attivazione del servizio di scambio sottoscrivendo una semplice integrazione al contratto di fornitura già in vigore. Lo schema tipo di questa appendice contrattuale è stato predisposto dall'Autorità ed è allegato alla delibera. La piccola produzione fotovoltaica è esentata dall'imposta di fabbricazione e dalla registrazione presso gli UTF (Uffici tecnici di finanza).

Attività in materia di disciplina del mercato elettrico e dell'Acquirente Unico

Con la [delibera 3 agosto 2000, n. 137](#), l'Autorità ha inviato a Governo e Parlamento un documento di osservazioni e proposte sull'organizzazione del mercato elettrico (borsa dell'elettricità), ai sensi dell'art. 5 del dlgs. n. 79/99. Il documento indica modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato elettrico. Il modello organizzativo proposto dall'Autorità fa perno su un'asta non discriminatoria. In tale ipotesi, la borsa riceve le offerte di ciascun impianto di produzione, compila un ordine di merito economico a partire dalle offerte più basse e definisce il programma di produzione degli impianti per il giorno successivo, minimizzando il costo totale del soddisfacimento della domanda di energia elettrica.

Il documento suggerisce il metodo del prezzo marginale per la determinazione del prezzo di equilibrio, in alternativa a quello dell'asta discriminatoria (o *pay as bid*), in quanto ritenuto in grado di assicurare la massima trasparenza e comprensibilità delle aggiudicazioni del diritto di prelevare e immettere energia elettrica. Analoghi meccanismi di mercato sono proposti per i servizi di riserva, per la gestione economica delle congestioni di rete e, se opportuno, per la garanzia dell'adeguatezza della produzione elettrica nel medio termine.

Oltre a un mercato del giorno prima, l'Autorità ha suggerito la necessità di introdurre almeno due mercati infra-giornalieri, il più possibile prossimi al momento dell'immissione dell'elettricità in rete, fissandone la chiusura poche ore prima del tempo reale. Riguardo al formato delle offerte, l'Autorità propone l'adozione di un modello di borsa basato su offerte semplici. I mercati infra-giornalieri di aggiustamento e le offerte semplici permettono ai venditori di trarre vantaggio dalla flessibilità della propria offerta e ai consumatori di modificare la domanda, in funzione dei prezzi che si saranno formati la sera precedente. L'aggiustamento delle diverse posizioni di domanda e offerta consente,

inoltre, di ridurre la necessità di intervento degli impianti di riserva per il bilanciamento, la cui energia è normalmente più costosa.

Per quanto riguarda i “servizi di riserva”, al fine di assicurare la trasparenza degli impianti chiamati a regolare (regolazione di frequenza primaria, secondaria e terziaria), l’Autorità ritiene necessaria l’introduzione di un mercato fisico in tempo reale dell’energia elettrica, gestito dal Gestore del mercato. Tale mercato consente al Gestore del mercato di svolgere il compito che in esclusiva gli compete, di assicurare il bilanciamento continuo di immissioni e prelievi di energia elettrica secondo modalità compatibili con la massima efficienza ed economicità.

L’organizzazione del mercato elettrico può prevedere anche un mercato o un meccanismo di remunerazione per l’approvvigionamento della capacità di lungo termine. A questo scopo l’Autorità propone che, qualora fosse ritenuto necessario un tale mercato o meccanismo, esso debba interferire il meno possibile con il funzionamento dei mercati giornalieri dell’energia elettrica. Per tale ragione si propone anche che lo stesso coincida con un mercato nel quale ogni acquirente acquisti “diritti di capacità” per un ammontare pari a un multiplo della sua domanda di energia elettrica. Tra gli operatori sul lato della domanda si pone anche l’Acquirente unico, che dovrebbe garantire la disponibilità di capacità produttiva per i clienti del mercato vincolato, come previsto dall’art. 4, comma 1, del dlgs. n. 79/99. Sul lato dell’offerta di capacità, i diritti di capacità sono venduti da impianti di generazione che si impegnano a offrire l’energia elettrica producibile nei mercati giornalieri dell’energia aperti in quel periodo. I diritti di capacità, anche relativi a periodi futuri su un orizzonte compatibile con lo sviluppo, se necessario, di nuova capacità di generazione, sono scambiati in un “mercato della capacità di lungo periodo”, appositamente istituito e gestito dal Gestore del mercato.

Un altro aspetto importante dell’organizzazione dei mercati all’ingrosso riguarda la gestione delle congestioni di rete che si verificano quando i flussi di energia elettrica corrispondenti ai programmi di immissione o di prelievo determinati nella borsa, ovvero i flussi relativi all’esecuzione dei contratti bilaterali, sono incompatibili con la capacità di trasporto disponibile in condizioni di sicurezza della rete. L’Autorità ritiene che il meccanismo più efficiente per la gestione economica delle congestioni di rete, in grado di ridurre il costo di generazione al minimo compatibile, debba tenere conto dell’effettiva natura (concentrata o diffusa), della frequenza e della rilevanza delle congestioni nel sistema di trasmissione nazionale. A tale scopo è necessaria la determinazione del valore nodale dell’energia elettrica. In relazione a ciò l’Autorità propone che, come parte del dispacciamento, il Gestore della rete calcoli e pubblichi, sin dall’avvio della borsa dell’energia elettrica, i prezzi nodali.

La volatilità del prezzo che si determina sul mercato del giorno prece-

dente rende opportuna la creazione di strumenti finanziari di copertura e arbitraggio per i diversi operatori, così come è avvenuto in altre esperienze estere. A giudizio dell'Autorità, la presenza di un efficiente mercato degli strumenti derivati contribuisce alla trasparenza complessiva del sistema delle offerte e fornisce un contributo rilevante allo spessore e alla trasparenza del mercato del giorno prima.

Per rendere compatibile il funzionamento del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99 (o mercato elettrico) con i contratti bilaterali, è necessario che vengano definite le norme in materia di dispacciamento. La regolazione dell'attività di dispacciamento rappresenta un tassello fondamentale per consentire l'avvio del dispacciamento di merito economico (basato sul minor prezzo offerto), previsto dal dlgs. n. 79/99 contestualmente all'avvio della borsa elettrica, e per consentire la "convivenza" delle transazioni definite nell'ambito della borsa con quelle dei contratti bilaterali (fuori borsa) al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

L'Autorità, con [delibera 30 aprile 2001, n. 95](#), ha disciplinato le condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale. L'attività di dispacciamento si esplica attraverso l'imposizione di vincoli al comportamento degli operatori sul mercato e mediante la gestione di apposite risorse il cui approvvigionamento, ai sensi del già citato articolo del dlgs. n. 79/99, deve essere gestito dal Gestore del mercato.

Il provvedimento regola le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica sulle reti nazionali con particolare riferimento alla gestione delle congestioni (insufficienza della capacità di trasporto di una rete), al mantenimento dell'equilibrio tra domanda e offerta e alla gestione delle riserve, garantendo la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel rispetto delle condizioni stabilite dall'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale procederà a elaborare le regole per il dispacciamento, attività che svolge in concessione. Le regole per il dispacciamento interessano tutti gli utenti delle reti, sia i fornitori che immettono l'elettricità, sia i clienti che la prelevano.

Con [delibera 30 aprile 2001, n. 96](#), sono state emanate disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica.

Prima di esprimere il parere sulla disciplina del mercato elettrico che il Gestore del mercato dovrà predisporre e, in sostanza, prima che sia definita negli aspetti normativi generali e di dettaglio la disciplina del mercato elettrico, l'Autorità ha ritenuto opportuno adottare alcuni provvedimenti propedeutici. In particolare, con la delibera n. 96/01 l'Autorità ha inteso definire:

- un insieme di principi generali ai quali l'organizzazione, la gestione e il funzionamento del mercato elettrico dovranno conformarsi;

- un quadro di regole e norme generali atto a prefigurare e supportare gli interventi dell'Autorità finalizzati a garantire la promozione della concorrenza in relazione al funzionamento del mercato elettrico a fronte del possibile esercizio di potere di mercato.

I principi enunciati sono quelli di trasparenza, efficienza, non discriminazione. L'Autorità intende prevenire l'esercizio di potere di mercato attraverso la trasparenza delle procedure, stabilendo condizioni non discriminatorie per i vari operatori, assicurando meccanismi efficienti nella formazione dei prezzi. Un tale disegno organizzativo dovrebbe assicurare anche l'integrazione del mercato elettrico nazionale nel mercato interno europeo.

Per consentire all'Autorità il continuo monitoraggio dei comportamenti dei soggetti che opereranno nella borsa dell'elettricità, il provvedimento delinea le modalità informative cui il gestore del mercato dovrà attenersi. In particolare, dovranno essere fornite periodiche relazioni sul funzionamento del mercato elettrico nelle sue varie fasi operative, mentre lo svolgimento delle negoziazioni sarà seguito dall'Autorità attraverso un collegamento telematico diretto con la borsa.

In data 27 marzo 2001 è stato trasmesso all'Autorità anche lo schema di Direttiva ministeriale per l'operatività della società Acquirente Unico, sul quale l'Autorità ha espresso parere favorevole.

Contemporaneamente il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con nota in data 27 marzo 2001, ha trasmesso all'Autorità il documento *Disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 5 del dlgs n. 79/99*, come predisposto dal Gestore del mercato. Lo schema di disciplina del mercato accoglie molte delle indicazioni fornite dall'Autorità, ma contiene anche alcune normazioni non coerenti con l'insieme delle finalità espresse dall'Autorità nei documenti prima citati sulla materia. È stato pertanto espresso parere favorevole allo schema, con delibera n. 97 del 30 aprile 2001, ai sensi dello stesso articolo citato, richiedendo altresì alcune integrazioni e correzioni. Gli aspetti sui quali il Parere richiede integrazioni riguardano i profili commerciali-civilistici di un ambiente negoziale regolamentato quale il mercato elettrico. In particolare si sollecita la disciplina dei seguenti aspetti anteriormente all'entrata in operatività del mercato elettrico:

- condizioni e modalità di ammissione, sospensione, esclusione degli operatori e accessi indiretti al mercato;
- rapporto tra operatori intermediari e clienti;
- inquadramento giuridico della posizione del Gestore del mercato nel caso in cui assuma posizioni contrattuali;
- condizioni e modalità per lo svolgimento delle negoziazioni (disciplina delle proposte di negoziazione, elementi essenziali dei contratti, esecuzione dei

contratti, accertamento, pubblicazione e diffusione dei prezzi e delle quantità contrattate).

Tra le integrazioni, il Parere richiede anche quelle volte a rendere conformi lo schema di disciplina del mercato con le disposizioni relative al dispacciamento contenute nella delibera dell'Autorità n. 95/01.

Nel Parere, inoltre, si giudica inopportuna la normazione di un mercato dei diritti di capacità per la garanzia della disponibilità di capacità di generazione nell'attuale contesto di mercato caratterizzato da condizioni non concorrenziali. Si rimanda pertanto l'introduzione di disposizioni inerenti gli aspetti della capacità di generazione di lungo termine a un periodo successivo e in esito a una fase di ulteriore analisi delle problematiche connesse.

Sulla base di valutazione dei profili di legittimità dello schema di disciplina del mercato in relazione all'ambito di autonomia decisionale del Gestore del Mercato, il Parere richiede la soppressione nello schema delle previsioni aventi a oggetto l'imposizione di obblighi di diverso contenuto a soggetti non operativi nel mercato elettrico, ovvero l'investitura di autorità terze in funzioni necessarie all'integrazione della disciplina del mercato elettrico.

Nuove procedure per l'idoneità all'acquisto di elettricità sul mercato libero

Con [delibera 22 marzo 2001, n. 66](#), l'Autorità ha semplificato le procedure per la verifica annuale della qualifica di cliente idoneo, che autorizza i grandi consumatori ad acquistare l'elettricità sul mercato libero scegliendo il fornitore. L'idoneità è prevista dal decreto di liberalizzazione del mercato elettrico per chi consuma più di 20 milioni di kWh all'anno singolarmente o più di un milione se partecipante a un consorzio con consumi complessivi superiori a 20 milioni. I clienti idonei sono oggi oltre 1000 e più di 7000 sono i siti di consumo. L'idoneità è confermata annualmente dall'Autorità, che cura l'elenco dei clienti idonei, con la verifica del rispetto delle soglie di consumo dell'anno precedente.

Con la vecchia procedura, definita dalla [delibera 30 giugno 1999, n. 91](#), i clienti idonei erano tenuti a richiedere al proprio distributore, entro il 31 marzo di ogni anno, una dichiarazione attestante i prelievi di energia dalla rete suddivisi per ogni sito di consumo e ad inviarla all'Autorità. La nuova procedura sposta invece direttamente sui distributori l'obbligo di inviare annualmente all'Autorità i dati relativi ai prelievi dei clienti idonei allacciati alle reti. I clienti idonei non sono più tenuti ad alcuna comunicazione. Un obbligo di comunicazione resta, invece, per i circa 250 clienti idonei che, all'interno dei propri siti di consumo, autoproducono parte dell'energia elettrica che utilizzano. Anche per questi consumatori è stata introdotta una semplificazione, sostit-

tuendo una semplice autocertificazione alla dichiarazione da richiedere in precedenza agli Uffici tecnici di finanza, attestante i quantitativi di energia autoprodotta. Per dare modo ai distributori di assolvere ai nuovi impegni, per il 2001 il termine della trasmissione dei dati all'Autorità è stato posticipato dal 31 marzo al 30 aprile.

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate

Il decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000 prevede, tra l'altro, che fino all'entrata in funzione del sistema delle offerte di cui all'art. 5, comma 1, del dlgs. n. 79/99, il Gestore della rete ceda l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate (di cui all'art. 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9), nonché quella prodotta da parte delle imprese produttrici-distributrici, ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, mediante procedure concorsuali, disciplinate dall'Autorità secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Il medesimo decreto prevede prezzi base di aggiudicazione ridotti per l'energia elettrica destinata a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili in tempo reale e a clienti finali disponibili a distacchi di carico realizzabili con adeguato preavviso del Gestore della rete. Con la [delibera 13 dicembre 2000, n. 223](#), l'Autorità ha provveduto a fissare le modalità applicative di tali procedure concorsuali, definendo un meccanismo che prevede un'asta con prezzi al rialzo per l'allocazione dell'energia su base annuale e diverse aste per l'allocazione dell'energia su base mensile. In particolare, in considerazione del fatto che il profilo medio nazionale della richiesta di energia elettrica sulla rete italiana evidenzia significative differenze in termini di potenze richieste nelle varie ore del giorno e nei vari periodi dell'anno, l'Autorità ha stabilito che la cessione dell'energia elettrica deve avvenire con procedure che permettono la modulabilità del prelievo nelle varie fasce orarie; il prezzo base dell'asta deve, in conseguenza, essere distinto almeno per fasce orarie in modo da riflettere il diverso valore attribuito all'energia elettrica in ciascuna fascia oraria. In base a quanto previsto nel decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, alle procedure concorsuali possono partecipare i clienti idonei, nonché la società Acquirente Unico S.p.A., a partire dal momento della sua piena operatività. La medesima delibera prevede, inoltre, che la capacità produttiva non assegnata in esito alle procedure concorsuali venga ceduta nel mercato vincolato. L'Autorità ha provveduto successivamente a un adeguamento tariffario al fine di compensare i minori ricavi ottenuti con la vendita sul mercato libero dell'energia elettrica incentivata prodotta da fonti

rinnovabili e assimilate, rispetto ai ricavi ottenibili con la cessione al mercato vincolato della medesima energia.

La delibera prevede, inoltre, l'introduzione di alcune clausole contrattuali per la risoluzione di diritto del contratto di fornitura stipulato in esito a dette aste con decorrenza dalla data di entrata in operatività del sistema delle offerte di cui all'art. 5 del dlgs. n. 79/99, nonché la facoltà di cessione della capacità produttiva acquisita per effetto delle medesime procedure concorsuali. Viene stabilito, altresì, che il Gestore della rete debba fornire adeguata informazione sull'esercizio della facoltà di interrompibilità della fornitura dell'energia elettrica ceduta ai clienti finali di cui all'art. 5, commi 3 e 4, del decreto del Ministro dell'industria 21 novembre 2000, ai fini della verifica della trasparenza e non discriminatorietà nella cessione dell'energia elettrica in esito alle sopra menzionate procedure concorsuali.

Criteria per la definizione di cogenerazione e revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità

Il documento di consultazione del 3 agosto 2000

Il 3 agosto 2000 l'Autorità ha emanato un [documento per la consultazione](#) che propone i criteri per le definizioni di cogenerazione, ai sensi dell'art. 2, comma 8, del dlgs. n. 79/99. Il documento propone altresì una revisione delle condizioni tecniche per l'assimilabilità degli impianti di produzione di energia elettrica a quelli che utilizzano fonti rinnovabili come previsto dall'art. 22, comma 5, ultimo periodo, della legge 9 gennaio 1991, n.9.

La nuova definizione di cogenerazione consente di identificare, tra gli impianti esistenti e di nuova realizzazione, quelli che garantiscono un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate. Vengono a tale scopo definiti uno o più indicatori che consentono:

- di valutare il risparmio effettivo di energia primaria di un impianto di cogenerazione rispetto alle produzioni separate;
- di garantire l'effettiva natura cogenerativa delle modalità di utilizzo dell'impianto, evitando che, pur in presenza di una produzione combinata di energia elettrica e calore utile, si abbiano soluzioni eccessivamente sbilanciate nella produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda invece la modifica delle condizioni tecniche di assimilabilità, è opportuno ricordare che dalla prima definizione di assimilabilità (provvedimento CIP n. 6/92) sono passati otto anni e il progresso tecnologico ha reso obsoleta tale definizione richiedendone una revisione.

Il dlgs. n. 79/99 ha delineato un quadro normativo nel quale la coge-

nerazione è esentata dagli oneri relativi alla promozione delle fonti rinnovabili attraverso il meccanismo dei cosiddetti certificati verdi. Inoltre, per l'energia prodotta a mezzo di impianti di cogenerazione è prevista una priorità del dispacciamento rispetto all'energia elettrica prodotta con impianti convenzionali, mentre per le eccedenze di energia elettrica prodotta a mezzo di impianti assimilati a quelli che utilizzano fonti di energia rinnovabili è previsto un obbligo di ritiro da parte del soggetto cessionario a prezzi determinati in applicazione del criterio del costo evitato dall'Autorità, stabilito dall'art. 3, comma 12, del medesimo decreto.

Anche alla luce di quanto sopra l'Autorità ha proposto le condizioni tecniche per l'assimilabilità con riferimento ai rendimenti caratteristici degli impianti per la produzione di energia elettrica di costruzione più recente.

Finanziamento del Grtn

L'art. 3, comma 10, del dlgs. n. 79/99, prevede che l'Autorità determini la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale e che tale corrispettivo debba essere tale da incentivare il Gestore della rete allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica. Sulla base di questo articolo, con [delibera 28 dicembre 2000, n. 241](#), sono state stabilite le modalità di finanziamento del Gestore. Sono state pertanto riconosciute al Gestore, a copertura dei costi riconosciuti per il proprio funzionamento in detto esercizio:

- a) in relazione all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, una quota del corrispettivo per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale (che include un corrispettivo a copertura dei costi di dispacciamento);
- b) in relazione all'energia elettrica vettoriata, una quota del corrispettivo di potenza di cui all'art. 7 della delibera n. 13/99, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata, nonché la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento. Detta quota viene versata dai soggetti che chiedono il vettoriamento entro trenta giorni dalla riscossione del corrispettivo di potenza appena individuato, relativo alla componente del percorso convenzionale dell'energia elettrica vettoriata.

Per l'anno 2001 dette quote ammontano rispettivamente a 0,60 lire/kWh, per il corrispettivo di cui alla lettera a), e a 0,30 lire/kWh per i due corrispettivi previsti alla lettera b).

In assenza di informazione circa i costi sostenuti dal Gestore della rete nell'anno 2000 per l'acquisto di energia elettrica da produttori nazionali a garanzia degli impegni contrattuali sull'interconnessione (cioè per sostituire con produzione nazionale l'eventuale deficit di energia elettrica importata dall'estero rispetto a quanto stabilito nell'ambito dei contratti di vettoriamento nei periodi in cui si manifestino disservizi sulla rete di interconnessione con l'estero), l'Autorità si è riservata di stabilire l'entità del relativo corrispettivo nei primi mesi dell'anno 2001, prevedendo un obbligo informativo del Gestore della rete in tal senso.

Direttive al Grtn per l'adozione di regole tecniche

L'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99 prevede che, sulla base di direttive emanate dall'Autorità, il Gestore della rete di trasmissione nazionale adotti regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti.

Con la [delibera del 28 febbraio 2001, n. 39](#), l'Autorità ha approvato, con alcune modifiche, le regole tecniche di connessione adottate dal Gestore della rete ai sensi dell'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99, sulla base delle direttive emanate dall'Autorità con la [delibera 9 marzo 2000, n. 52](#).

In considerazione del fatto che per la disciplina del vettoriamento e in previsione della creazione di un mercato elettrico, si era resa necessaria la contabilizzazione dei flussi di energia elettrica sulla base di criteri non discriminatori e imparziali per una corretta individuazione e attribuzione dei relativi oneri a carico di soggetti diversi, la delibera n. 52/00 prevede l'adozione di successivi provvedimenti affinché il Gestore elabori e adotti regole tecniche per la misura dell'energia elettrica e della continuità del servizio nei siti di connessione alla rete di trasmissione nazionale e nei punti interni alle altre reti in cui la misura risulti funzionale alle attività di trasmissione e dispacciamento.

Con la [delibera del 3 agosto 2000, n. 138](#), l'Autorità ha previsto l'emanazione da parte del Gestore di regole tecniche in tema di misura dell'energia elettrica nei punti di connessione alla rete in cui la rilevazione della misura sia necessaria per lo svolgimento delle attività di trasmissione e di dispacciamento. Tali regole devono contenere previsioni in materia di misura delle interru-

zioni del servizio elettrico e delle altre caratteristiche della tensione.

La medesima delibera prevede l'adozione da parte del Gestore della rete di regole transitorie per l'installazione e l'attivazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica in attesa dell'emanazione delle regole tecniche definitive per le quali è prevista l'approvazione dell'Autorità.

A oggi sono in vigore le regole tecniche transitorie pubblicate dal Gestore della rete sul proprio sito Internet con data 18 ottobre 2000.

Cassa Conguaglio per il settore elettrico

Nel corso dell'anno sono stati adottati, d'intesa con il Ministro del Tesoro, alcuni provvedimenti urgenti volti ad assicurare l'operatività della Cassa Conguaglio per il settore elettrico.

Con la delibera 21 maggio 1998, n. 47, l'Autorità aveva disposto lo scioglimento del Comitato di gestione della Cassa Conguaglio e la contestuale istituzione di un Collegio commissariale. Tale collegio era stato successivamente prorogato fino al 30 maggio 2000 dalla [delibera 8 giugno 1999, n. 83](#), per permettere il consolidamento dei risultati conseguiti sul piano dell'efficienza delle procedure di gestione dei sistemi di perequazione e la formulazione di proposta di riorganizzazione, estesa ai sistemi di controllo contabile interno e adeguata alla nuova disciplina del mercato elettrico.

In considerazione del fatto che i nuovi sistemi di perequazione non erano stati completamente definiti e che, di conseguenza, non era ancora possibile definire l'impianto organizzativo necessario al loro funzionamento, con la [delibera 19 luglio 2000, n. 124](#), l'Autorità ha ulteriormente prorogato il mandato del Collegio commissariale, lasciandone peraltro immutata la composizione. La proroga è stata disposta per il tempo occorrente per perfezionare la procedura di adozione dei provvedimenti di definizione dei sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio di fornitura, per nominare gli organi di gestione e controllo di tali sistemi, nonché per far loro assumere le funzioni operative.

Con la [delibera 18 ottobre 2000, n.194](#), emanata anche sulla base delle indicazioni fornite dal Collegio commissariale della Cassa stessa, è stato definito un insieme minimo di disposizioni in materia di organizzazione e funzionamento, con particolare riguardo alla composizione degli organi di gestione in un'ottica di loro snellimento e maggiore funzionalità.

ATTIVITÀ DI CONTROLLO

Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti

Con [delibera del 14 febbraio 2001, n. 24](#), l'Autorità ha portato a termine l'attività connessa alla determinazione dei contributi spettanti alle aziende produttrici-distributrici ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 14 novembre 1990, n. 34.

Si tratta di contributi commisurati ai costi d'investimento degli impianti ed erogati alle aziende sulla base dell'energia elettrica immessa nella rete pubblica in ore piene. Sono interessati al provvedimento 15 impianti, di cui un impianto idroelettrico e 14 impianti di cogenerazione, di proprietà di aziende produttrici-distributrici tra le quali l'Asm di Brescia, l'Acea di Roma, l'Aem di Torino e l'Agsm di Verona. Tali aziende avevano esercitato la possibilità di opzione prevista dal titolo VII, del provvedimento CIP 26 aprile 1992, n. 6.

In precedenza, con la [delibera 10 luglio 1998, n. 79](#), l'Autorità aveva fissato in otto anni la durata del contributo, interrompendo al 31 dicembre 1999 l'erogazione dell'acconto che le medesime aziende stavano percependo dalla Cassa Conguaglio per il settore elettrico a decorrere dal 1° gennaio 1991.

Nel corso del 2000 è proseguita l'attività connessa all'applicazione dell'art. 15, comma 2, del dlgs. n. 79/99. L'Autorità ha ricevuto la documentazione relativa a 289 impianti di produzione di energia elettrica e ha avviato le relative istruttorie, con l'obiettivo di verificare l'avvenuto adempimento dell'obbligo di presentare le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti posto in capo ai soggetti produttori di energia elettrica, per gli impianti beneficiari delle incentivazioni di cui all'art. 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481 e non ancora in esercizio al 1° aprile 2000.

Con provvedimento del 27 settembre 2000, n. 175, l'Autorità ha dichiarato adempiuto tale obbligo relativamente a 114 impianti e ha stabilito la necessità di proseguire gli adempimenti istruttori per gli altri impianti.

Nel corso del 2000 gli uffici dell'Autorità hanno ricevuto sette nuove istanze da parte di soggetti produttori, relative ad accertamenti tecnici di cui ai titoli II e V del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6 e successive modifiche e integrazioni, e hanno attivato le conseguenti istruttorie, con l'obiettivo di definire il prezzo di cessione dell'energia elettrica o una sua maggiorazione rispetto a quello previsto dal punto 3, titolo II del provvedimento citato. Nello svolgimento delle istruttorie, avviate anche precedentemente, sono stati eseguiti nove controlli tecnici sugli impianti al fine di acquisire elementi informa-

tivi relativi alla tipologia e all'entità delle opere eseguite, alla loro correlazione con la funzionalità dell'impianto, allo stato generale dell'impianto, nonché altre informazioni funzionali agli accertamenti tecnici di cui sopra. A tal fine sono stati effettuati sopralluoghi presso sette impianti idroelettrici, un impianto fotovoltaico, un impianto di generazione elettrica con turboespansore e due impianti a biogas.

Sulla base di queste istruttorie, nel 2000 l'Autorità ha accertato sei rifacimenti di impianti esistenti, sei potenziamenti di impianti idroelettrici, e ha respinto quattro istanze di rifacimento di impianto esistente e due istanze di potenziamento di impianto idroelettrico.

In attuazione di quanto previsto dalla [delibera 25 febbraio 1999, n. 27](#), con la quale l'Autorità ha definito la procedura per il controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile ai fini del trattamento economico previsto dal provvedimento CIP n. 6/92, gli uffici dell'Autorità hanno proseguito l'attività di raccolta e verifica dei dati di produzione degli impianti assimilati a fonte rinnovabile ai sensi del titolo I del provvedimento CIP n. 6/92. Nello svolgimento di tale attività gli uffici dell'Autorità hanno provveduto al monitoraggio dei dati di produzione di 312 impianti di generazione elettrica in esercizio nel 1999, nonché di loro eventuali variazioni rispetto alla documentazione trasmessa al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato sulla base della quale è avvenuta la comunicazione dell'indice energetico dell'impianto e l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dello stesso, e alla verifica del rispetto della condizione di assimilabilità anche ai fini del trattamento economico dell'energia elettrica prodotta.

Sempre sulla base di quanto disposto dalla delibera n. 27/99, ad integrazione del lavoro di monitoraggio e raccolta dati, gli uffici dell'Autorità, nel corso del 1999, hanno inoltre avviato l'attività di verifica e sopralluogo sugli impianti, al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi dai soggetti produttori, procedendo in un caso a un controllo tecnico sul sito di produzione.

In esito all'attività di controllo del rispetto della condizione di assimilabilità a fonte rinnovabile, gli uffici dell'Autorità hanno segnalato al soggetto cessionario, alla Cassa conguaglio per il settore elettrico e al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, i casi di mancato rispetto del valore dell'indice energetico assegnato a ciascun impianto, determinando così una riduzione dell'importo dei contributi spettanti per l'energia elettrica prodotta dal medesimo impianto.