

## 4. L'ATTIVITÀ SVOLTA: IL SETTORE ELETTRICO

### INTRODUZIONE

L'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito dlgs. n. 79/99), ha modificato in modo sostanziale il mercato dell'industria elettrica nazionale. Coerentemente con il mandato contenuto nella legge n. 481/95 che attribuisce all'Autorità compiti di promozione della concorrenza e di apertura del mercato, l'azione dell'Autorità è stata caratterizzata dall'adozione di provvedimenti tesi alla realizzazione di un'effettiva liberalizzazione del settore elettrico.

In primo luogo sono state stabilite nuove regole per disciplinare l'accesso degli operatori alla rete. Con il provvedimento 18 febbraio 1999, n. 13, l'Autorità ha infatti deciso le tariffe di vettoriamiento e fissato le modalità tecniche ed economiche per consentire ai clienti idonei di richiedere il trasporto dell'energia elettrica (l'argomento è stato ampiamente trattato nella *Relazione annuale* del 1998).

La creazione di un mercato concorrenziale presuppone che vengano separate le attività pertinenti a diversi stadi della filiera. A tal fine l'Autorità, con delibera 11 maggio 1999, n. 61, ha stabilito nuove regole per la separazione contabile e amministrativa per gli operatori elettrici e per quelli che operano congiuntamente nel settore elettrico e in altri settori. Le nuove regole si applicano altresì al Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito Grtn S.p.A.), all'Acquirente Unico e ai rivenditori di energia elettrica.

Con le delibere 26 maggio 1999, n. 78, e 30 giugno 1999, n. 91, l'Autorità ha definito le clausole minime da inserire nei contratti bilaterali e individuato le varie categorie di soggetti che hanno diritto alla qualifica di cliente idoneo. Sempre con delibera n. 91/99 è stato istituito l'elenco dei clienti idonei.

A seguito di segnalazioni presentate dai produttori di energia elettrica, in data 8 giugno 1999, con delibera n. 82, l'Autorità ha modificato il sistema dei prezzi di cessione delle eccedenze di energia prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3MW precedentemente stabilito con delibera 22 dicembre 1998, n. 162.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel giugno 1999, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha inviato all'Autorità uno schema di decreto per la determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Con delibera 24 giugno 1999, n. 86, l'Autorità, nell'esprimere il parere richiesto, ha formulato le proprie osservazioni e proposte con riferimento ai diversi articoli del citato schema di decreto. Con la delibera 16 novembre 1999, n. 157, l'Autorità ha invece fissato il finanziamento del Grtn S.p.A. Tale finanziamento non comporta aumenti della tariffa elettrica in vigore.

Sempre al fine di promuovere la concorrenza e la liberalizzazione del settore, l'Autorità, con delibera 9 novembre 1999, n. 158, ha stabilito che i contratti di durata annuale debbano contenere una clausola che contempli il riconoscimento al cliente idoneo della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso all'impresa distributrice non superiore ad un mese, nel caso in cui, anche in vigenza di contratto, il cliente abbia acquisito la qualifica di cliente idoneo.

Le regole per le importazioni di elettricità sono state definite dall'Autorità con una serie di provvedimenti (delibere 28 ottobre, 11 novembre, 3 dicembre e 16 dicembre 1999 rispettivamente n. 162, n. 172, n. 1809 e n. 182) in base ai quali vengono disciplinate le modalità e le condizioni delle importazioni, nonché le procedure che il Grtn S.p.A. deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e per la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero.

I provvedimenti più significativi adottati dall'Autorità nel corso del 1999 riguardano la riforma delle tariffe dell'energia elettrica (provvedimenti 31 dicembre 1999, n. 204 e n. 205). Tali provvedimenti hanno anche determinato una parziale modifica dei compiti della Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Nella determinazione del nuovo regime tariffario per la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato (delibera n. 204/99) l'azione dell'Autorità si è basata sul principio della rispondenza delle tariffe ai costi e alla qualità del servizio ricevuto.

In sintesi gli aspetti principali della riforma riguardano, tra gli altri:

- la riduzione delle tipologie di utenza: si è passati da cinquantadue a nove classi tariffarie;
- la possibilità per le imprese distributrici di formulare opzioni tariffarie rispondenti alle specifiche esigenze degli utenti. Tali opzioni dovranno essere approvate dall'Autorità ed offerte senza discriminazioni a tutti li utenti della stessa tipologia di utenza;
- l'ampliamento della gamma di scelta della potenza elettrica impegnata, con l'introduzione, per l'utenza domestica, di multipli di 1,5 kW fino a 6; e di 10 kW ed oltre per multipli di 5;
- il collegamento tra i livelli tariffari e i livelli di continuità del servizio in modo tale da promuovere il miglioramento soprattutto nelle zone con livelli di qualità più bassi.

La tariffa unica nazionale è stata mantenuta pur introducendo elementi di flessibilità e imprenditorialità coerenti con il processo di graduale liberalizzazione dell'offerta di energia elettrica.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolazione dei prez-

zi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, nonché definito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura dei clienti del mercato vincolato.

Nel corso del 1999 l'Autorità ha altresì svolto attività di accertamento tecnico e verifica degli impianti.

I primi provvedimenti dell'Autorità per l'anno 2000 riguardano il Grtn S.p.A.

In ottemperanza con quanto previsto all'art. 3 del dlgs. n. 79/99, con delibera 9 marzo 2000, n. 52, l'Autorità ha emanato le direttive al Grtn S.p.A. per l'adozione di regole tecniche 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 delibera 29 marzo 2000 n. 63, l'Autorità ha determinato la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale dovuto al Grtn S.p.A. per il finanziamento delle proprie attività nell'anno 2000.

## L'ATTUAZIONE DELLA RIFORMA TARIFFARIA

### Tariffe di cessione dell'energia elettrica e corrispettivi per il trasporto per le imprese distributrici

Coerentemente con una organizzazione verticalmente integrata delle attività della filiera elettrica, nel regime antecedente il dlgs. n. 79/99 le tariffe elettriche non evidenziavano separatamente le componenti a copertura dei costi delle attività di generazione, trasporto, distribuzione e vendita di energia elettrica. Ciascuna impresa produttrice-distributrice tratteneva i ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe per la fornitura del servizio elettrico, a copertura dei costi fissi di generazione, dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita. Le imprese che svolgevano la sola attività di distribuzione acquistavano energia elettrica dall'Enel S.p.A. pagando la tariffa rivenditori, a copertura dei costi fissi di generazione e di trasporto dell'energia elettrica. La copertura dei costi variabili sostenuti da parte delle imprese produttrici-distributrici per la generazione dell'energia elettrica da fonti convenzionali avveniva attraverso il meccanismo, introdotto con la delibera dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70, basato su contributi differenziati per la produzione da fonte termoelettrica e idroelettrica convenzionale.

Nell'assetto di mercato delineato dal dlgs. n. 79/99, le imprese distributrici:

- acquistano dall'Acquirente Unico l'energia elettrica che forniscono ai clienti vincolati a prezzi fissati dall'Acquirente Unico stesso o, in una fase iniziale, acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti di generazione e destinata al mercato vincolato;
- acquistano il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dal Grtn S.p.A. a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- acquistano, se necessario, il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di altre imprese a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti vincolati ed idonei.

Nella nuova organizzazione del settore elettrico, quindi, la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato comporta costi sostenuti direttamente dall'impresa fornitrice per le attività di trasporto dell'energia elettrica sulle proprie reti di distribuzione e di vendita, nonché costi che hanno origine nelle fasi a monte del sistema elettrico (costi di acquisto e di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e, in alcuni casi, sulle reti di distribuzione). Ciò ha reso necessaria sia una revisione della regolamentazione dei rapporti tra le imprese che esercitano l'attività di distribuzione e fornitura e quelle che esercitano le attività di generazione e di trasmissione, sia una revisione dei meccanismi di trasferimento sui clienti dei costi del servizio elettrico.

#### Prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso

Le modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato si modificheranno nel tempo in conseguenza all'attuazione del dlgs. n. 79/99, in base al quale è possibile individuare due periodi transitori, prima che si possa raggiungere l'assetto definitivo ivi previsto: un primo periodo transitorio, nel quale le imprese distributrici acquistano dall'Enel S.p.A. l'energia elettrica che non sono in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato; un secondo periodo transitorio, nel quale l'Acquirente Unico, assunta la piena funzionalità, si approvvigiona dai produttori sulla base di contratti stipulati con procedure trasparenti e non discriminatorie; quindi, un assetto a regime, quando l'Acquirente Unico si approvvigionerà di energia elettrica prevalentemente o esclusivamente attraverso il sistema delle offerte gestito dal Gestore del mercato.

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito la regolamentazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, rilevante fino all'assunzione della piena funzionalità da parte dell'Acquirente Unico.

Il prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica per la fornitura al

mercato vincolato è composto da due elementi, uno a copertura dei costi fissi di impianto differenziato per fasce orarie ed uno a copertura dei costi di combustibile.

La componente a copertura dei costi fissi è stata calcolata per l'anno 2000 in modo da consentire la copertura dei costi fissi riconosciuti per la generazione nazionale di energia elettrica da fonti idroelettriche, termoelettriche e geotermoelettriche<sup>1</sup>, determinati sulla base della rilevazione dei costi degli operatori esistenti.

La componente a copertura dei costi variabili è pari, in ogni bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct), come definito dalla delibera dell'Autorità n. 70/97.

L'impresa distributrice che preleva l'energia elettrica direttamente dalla rete di trasmissione nazionale verserà all'Enel S.p.A. il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, per l'energia elettrica fornita ai clienti vincolati in eccesso a quella prodotta dai propri impianti di generazione e non destinata al mercato libero. L'impresa distributrice non direttamente allacciata alla rete di trasmissione nazionale pagherà al distributore dalla cui rete è effettuato il prelievo, il prezzo di cessione all'ingrosso, aumentato di un coefficiente a copertura delle perdite di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione, per l'energia elettrica che non è in grado di produrre con i propri impianti e destinata al mercato vincolato.

Al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità ha riconosciuto, con la delibera n. 205/99, per gli anni 2000 e 2001, una ulteriore componente di ricavo pari a 6 lire/kWh, in favore dei produttori di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) 12 luglio 1989 n. 15, 14 novembre 1990 n. 34 e 29 aprile 1992 n. 6, degli impianti che:

- alla data del 19 febbraio 1997, erano nella disponibilità di imprese produttrici-distributrici;
- alla data di entrata in vigore della stessa delibera n. 205/99 erano nella disponibilità della stessa impresa, o di una sua avente causa.

L'onere relativo a tale componente di ricavo viene posto a carico dei consumatori finali di energia elettrica attraverso una componente definita UC2 (*cfr.* oltre).

---

<sup>1</sup> Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Tale decisione tiene conto delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità, corrispondenti agli interessi generali del paese come indicate nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 – 2003.

### Rendita idroelettrica e *stranded cost*

L'uniformità della valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete nello stesso momento da impianti di generazione diversi è una implicazione necessaria della liberalizzazione della generazione. Coerentemente, il prezzo di cessione fissato dall'Autorità si applicherà alla cessione di energia elettrica per la fornitura del mercato vincolato prodotta da qualsiasi impianto.

Il prezzo di cessione include una componente a copertura dei costi fissi in grado di garantire tale copertura per quei costi riconosciuti per l'intero parco di generazione da fonte convenzionale e una componente a copertura dei costi variabili, tipicamente di combustibile. In assenza di ulteriori interventi si verificherebbe, rispetto al passato, una maggiore valorizzazione della generazione idroelettrica e geotermoelettrica delle imprese produttrici-distributrici<sup>2</sup>. Considerazione dipendente anche dal fatto che il prezzo di cessione o di riferimento includerà una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), che invece questi impianti non sostengono e per i quali nel sistema precedente non viene riconosciuto un contributo tariffario.

Tale maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborso tariffari non basati su maggiori costi. Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, l'Autorità:

- la transizione da un regime di fissazione amministrativa delle tariffe ad un sistema in cui il prezzo dell'energia elettrica alla generazione è determinato attraverso regole di mercato, può rendere impossibile, per le imprese produttrici-distributrici, il recupero di parte dei costi già sostenuti per lo sviluppo del parco di generazione, la cui copertura era assicurata, nel regime precedente, attraverso la tariffa;
- alle imprese produttrici-distributrici vengono altresì riconosciuti alcuni costi definiti *stranded costs*, o costi incagliati, relativi a investimenti effettuati in relazione ad impegni contrattuali assunti prima della liberalizzazione. Tali costi sono stati calcolati sulla base di quanto previsto dal decreto del

<sup>2</sup> Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, del 26 gennaio 2000, (*cfr.* Capitolo 2) sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico;

- con la delibera 20 settembre 1999 n. 138, ha proposto al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ai sensi dell'art. 3, comma 11, del dlgs. n. 79/99, di compensare la maggiore valorizzazione 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 e non ammessa a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP n. 34/90, e n. 6/92, e successive modifiche e integrazioni, attraverso l'assoggettamento di tale energia a maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, ai sensi dell'art. 3, comma 10, del dlgs. n. 79/99, fino alla scadenza delle attuali concessioni di derivazione d'acqua per usi idroelettrici e di utilizzo delle risorse geotermiche a scopo termoelettrico;
- nella delibera n. 205/99 ha previsto il mantenimento, in via transitoria, (e fino all'emanazione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, dei decreti di cui all'art. 3 comma 11 del dlgs. n. 79/99) del regime preesistente di contribuzione ai costi variabili di generazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, basato su contributi differenziati per la produzione di energia elettrica da fonti termoelettriche e idroelettriche. In via transitoria le imprese che generano energia elettrica ricevono dalle imprese distributrici la componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di generazione e dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) il contributo a copertura dei costi variabili di generazione. Per il finanziamento di tale contributo le imprese di distribuzione continuano a versare alla CCSE il gettito della parte B delle tariffe applicate agli utenti del mercato vincolato.

**Trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione**

Con la delibera n. 205/99 l'Autorità ha definito il corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica acquistata dalle imprese distributrici per la fornitura ai clienti del mercato vincolato.

Rispetto al vettoriamiento dell'energia elettrica fornita a clienti del mercato libero, il trasporto dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato presenta caratteristiche diverse, che condizionano la struttura dei corrispettivi applicabili. Nel primo caso il richiedente il servizio di vettoriamiento ha la

facoltà di specificare i livelli di potenza impegnata diversi per ciascuna ora dell'anno; qualora il prelievo di potenza ecceda l'impegno, vengono aggiunte delle penalità. La struttura tariffaria applicata al vettoriamento dell'energia elettrica destinata a un cliente del mercato libero presuppone da un lato, il controllo da parte del richiedente del servizio di vettoriamento del proprio profilo di carico e, dall'altro, la possibilità per il prestatore del servizio di vettoriamento di rilevare lo stesso profilo. Tale presupposto viene a mancare nel caso del trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. In questo caso la rilevazione oraria del profilo di carico di ciascuno degli utenti del mercato vincolato è ingiustificata dal punto di vista dei costi e il distributore non ha alcun controllo sul profilo di prelievo dell'energia elettrica da parte degli utenti vincolati. Le imprese distributrici pagano pertanto al Grtn S.p.A., per il trasporto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, un corrispettivo riferito alla quantità netta di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale, articolato per fasce orarie e aumentato a copertura delle perdite sulla rete di trasmissione. L'articolazione per fasce orarie del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è uguale a quella del corrispettivo di potenza, determinato con la delibera dell'Autorità, n. 13/99, applicato per il vettoriamento su linee in alta e altissima tensione dell'energia elettrica destinata ai clienti idonei.

Le imprese distributrici connesse ad altre reti di distribuzione versano, oltre al corrispettivo per il trasporto sulla rete, un ammontare fisso applicato a ciascun punto di consegna, a copertura dei costi di vendita e di distribuzione, alle imprese alle cui reti sono connesse e un corrispettivo espresso in lire/kWh applicato alla quantità netta di energia elettrica prelevata e differenziato in funzione della tensione a cui avviene il prelievo.

## **Regolamentazione tariffaria del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato**

Il regime tariffario in vigore nel settore elettrico prima della riforma operata dall'Autorità aveva le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal CIP nel 1953 e nel 1961, successivamente modificati, da ultimo con il provvedimento CIP 14 dicembre 1993 n. 15. Tale sistema prevedeva tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa ed era caratterizzato dalla presenza di un numero molto elevato di classi tariffarie.

L'esigenza di una riforma del sistema tariffario per il servizio elettrico deriva da più ordini di considerazioni.



In primo luogo, il precedente sistema tariffario mal si adeguava ad una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura del mercato elettrico, così come delineato dalla Direttiva 96/92/CE attuata con il dlgs. n. 79/99. Un sistema di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette i margini di flessibilità ed imprenditorialità che sono necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio.

D'altra parte, laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza, la regolazione di tali prezzi è necessaria per prevenire l'esercizio e l'abuso di potere di mercato da parte delle imprese esercenti il servizio, a danno dei clienti. Lo sviluppo della concorrenza, in via di principio possibile nella generazione e nella vendita del servizio elettrico, richiederà tempo e cambiamenti di assetto. Le altre fasi, in primo luogo la trasmissione, avendo forti connotazioni di monopolio tecnico, difficilmente potranno essere caratterizzate, anche in prospettiva, dalla presenza di più operatori in concorrenza tra loro.

In secondo luogo, il sistema tariffario precedente alla riforma operata dall'Autorità era caratterizzato da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza. La tariffa deve invece essere il segnale del costo del servizio elettrico per ciascun consumatore.

Infine, la determinazione delle tariffe è avvenuta nel passato con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, con un criterio sostanzialmente di riconoscimento a piè di lista. La garanzia di copertura a posteriori dei costi sostenuti non fornisce adeguati incentivi per l'impresa al contenimento dei costi stessi, in quanto un loro aumento viene riflesso nelle tariffe e non dà luogo ad una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una loro riduzione non si traducono in una più elevata redditività dell'impresa, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

Nel novembre 1999, facendo seguito ai Documenti per la consultazione *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario* del 13 giugno 1997 e *Linee Guida per la regolazione delle tariffe dei servizi di vettoriale e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento* del 10 marzo 1998, l'Autorità ha sottoposto a consultazione il 27 novembre 1999 la proposta di *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati*.

Il documento riprendeva e sviluppava le proposte avanzate nei documenti precedenti, modificandole a seguito delle considerazioni sulle soluzioni proposte emerse nelle consultazioni e anche al fine di rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore determinato dal dlgs. n. 79/99.

Sulla base dei commenti e delle osservazioni ricevute al documento del novembre 1999, alla fine del mese di dicembre l'Autorità ha adottato la delibe-

ra n. 204/99 contenente la nuova *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*.

La nuova disciplina, anche coerentemente con le disposizioni e i principi generali enunciati nella legge n. 481/95 con riferimento ai profili tariffari, persegue molteplici obiettivi:

- la promozione dell'efficienza nella produzione ed erogazione del servizio elettrico, nonché nella sua fruizione da parte dell'utenza;
- la promozione della qualità del servizio elettrico;
- l'adeguata diffusione del servizio, tenendo conto del vincolo di uniformità tariffaria sul territorio nazionale;
- il rispetto delle condizioni di economicità e redditività delle imprese esercenti;
- il rispetto delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore come indicati dal Governo nel Documento di programmazione economica e finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000-2003;
- il finanziamento delle attività di interesse generale;
- la gradualità per gli utenti del passaggio al nuovo ordinamento tariffario.

## Le tipologie di utenza

Il nuovo ordinamento tariffario prevede di essere articolato su 9 tipologie di utenza in luogo delle precedenti 52. La nuova suddivisione degli utenti si basa su tre criteri:

- il livello di tensione a cui avviene la fornitura;
- il tipo di uso, limitatamente alla distinzione tra usi domestici, illuminazione pubblica e altri usi;
- la possibilità o meno dei clienti di approvvigionarsi di energia elettrica da un distributore diverso da quello locale, secondo quanto stabilito dal dlgs. n. 79/99, limitatamente alle tipologie di utenza diverse dagli usi per illuminazione pubblica e dagli usi domestici.

I primi due criteri consentono l'individuazione di classi di utenti sufficientemente omogenee in termini di profilo e di elasticità della domanda, classificazione utile per valutare l'efficacia del meccanismo di regolamentazione tariffaria adottato, per indurre l'offerta di opzioni tariffarie che riflettano i costi del servizio e per limitare le possibilità di discriminazione di prezzo. Il terzo criterio di differenziazione è finalizzato ad evitare discriminazioni di prezzo all'interno di una stessa tipologia tra clienti vincolati e clienti potenzialmente idonei (clienti idonei ai sensi del dlgs. n. 79/99 che richiedano ai

sensi dell'art. 4, comma 3 del medesimo decreto di essere compresi nel mercato dei clienti vincolati).

### Le opzioni tariffarie e il sistema di vincoli

Le tipologie di utenza così definite contengono gruppi di clienti con esigenze differenziate. Per rispondere alle necessità dei diversi utenti e per consentire soluzioni tariffarie più adeguate ai costi imputabili ad ogni singolo utente, il nuovo ordinamento prevede che le imprese distributrici possano offrire diverse opzioni tariffarie ai clienti di una stessa tipologia.

Per opzione tariffaria si intende l'insieme di corrispettivi unitari che determina l'esborso a carico del cliente per il servizio di fornitura dell'energia elettrica. Questi includono:

- i corrispettivi a copertura dei costi del servizio di fornitura dell'energia elettrica, che vengono fissati dall'impresa distributtrice nel rispetto delle regole stabilite dall'Autorità;
- i corrispettivi relativi alle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale e alle componenti che garantiscono la gradualità della variazione dei livelli tariffari nel passaggio al nuovo ordinamento, fissati dall'Autorità.

I costi del servizio elettrico sono costituiti dai costi di acquisto, trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

I costi relativi alla realizzazione di finalità di interesse generale comprendono gli oneri generali afferenti al sistema elettrico così come individuati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica su proposta dell'Autorità (*cfr.* Capitolo 2 e Tav. 4.1), che gravano su tutti gli utenti della rete<sup>3</sup>, e i costi sostenuti nell'interesse generale, sopportati solamente dagli utenti vincolati. Questi ultimi riguardano specificatamente la copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione – che verranno esplicati e resi operativi dall'Autorità – e la copertura degli squilibri tra il fabbisogno relativo all'erogazione dell'ulteriore componente di ricavo a favore delle imprese produttrici-distributrici per il mercato vincolato e il gettito derivante dalle maggiorazioni del corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmis-

---

3 Nel caso dei clienti idonei l'imposizione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico avviene mediante maggiorazioni dei corrispettivi dovuti al Grtn S.p.A. per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale. Nel caso dei clienti vincolati, che non acquistano direttamente il servizio di trasporto dell'energia elettrica, sono invece previste esplicite componenti tariffarie (indicate con la lettera A nella Tav. 4.1).

sione previsto per alcuni impianti idroelettrici.

Nell'offrire le opzioni tariffarie che ritiene più opportune, ogni impresa distributrice dovrà rispettare alcune regole, tra cui:

- le medesime opzioni tariffarie vanno offerte a condizioni non discriminatorie a tutti i clienti appartenenti ad una stessa tipologia;
- tutte le opzioni tariffarie devono corrispondere alla prestazione di un servizio con caratteristiche qualitative e condizioni di fornitura che soddisfino standard fissati dall'Autorità;
- tutte le opzioni tariffarie devono essere offerte nel rispetto del Codice di condotta commerciale presentato dagli esercenti all'Autorità entro termini prestabiliti e da questa approvato;
- l'offerta di opzioni tariffarie non può essere sospesa nel corso dell'anno né possono essere modificate le caratteristiche delle opzioni senza la preventiva autorizzazione dell'Autorità;
- l'impresa distributrice deve comunicare annualmente a ciascun cliente l'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dall'opzione tariffaria applicata;
- le opzioni tariffarie offerte devono essere compatibili con il sistema di vincoli ai prezzi praticati dalle imprese distributrici per le forniture ai clienti vincolati.

Il meccanismo di regolamentazione stabilito dall'Autorità prevede un regime generale applicabile a tutte le tipologie di utenza ad eccezione delle utenze domestiche alimentate in bassa tensione, per le quali è previsto un regime di maggior salvaguardia.

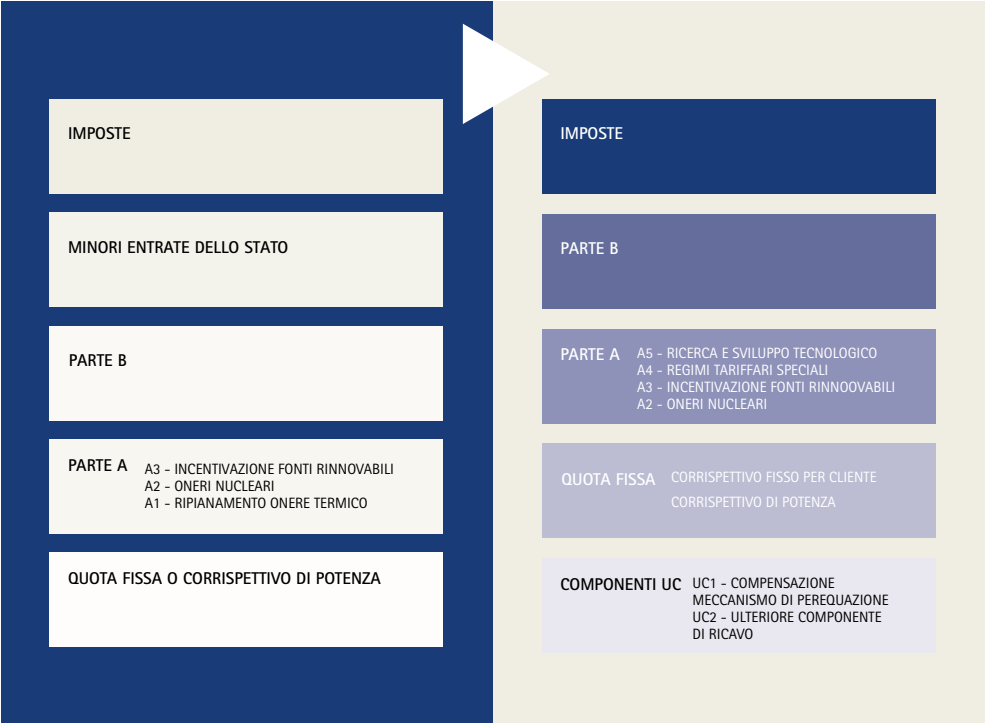
Tale meccanismo di regolamentazione è determinato in modo da assicurare alle imprese la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale, avvicinando per ogni tipologia di utenza i prezzi ai costi.

Le modalità di determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione e dell'attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono state descritte in dettaglio nei documenti di consultazione che hanno preceduto la delibera n. 204/99 e sono state modificate ed integrate alla luce delle osservazioni e dei commenti ricevuti.

Per la determinazione dei costi riconosciuti alle imprese di distribuzione vengono considerati i costi relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico, escludendo pertanto i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse al servizio. Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

- i costi operativi, comprensivi della quota di ammortamento delle immobiliz-

FIG. 4.2 CAMBIAMENTI NELLA STRUTTURA TARIFFARIA ALLA LUCE DELLA DELIBERA N. 204/99



TAV. 4.1 ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO E COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE

ONERI GENERALI AFFERENTI AL SISTEMA ELETTRICO	
A2bis	Oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti
A3	Oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
A4	Oneri connessi al finanziamento dei regimi tariffari speciali previsti dalla normativa vigente a favore di specifici utenti o categorie di utenza
A5	Costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico, costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale
A6	Costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici
COSTI SOSTENUTI NELL'INTERESSE GENERALE	
UC1	Ulteriore componente a compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione.
UC2	Ulteriore componente a copertura di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione

zazioni, calcolata secondo criteri economico-tecnici, e

- una congrua remunerazione del capitale investito.

Per il riconoscimento dei costi operativi l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti. Per il riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, assicurando alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e capitale di debito, dell'attività elettrica. Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori del capitale dell'impresa, sia di rischio che di debito, una remunerazione equivalente a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

Le modalità di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza sono tali da garantire che i parametri dei vincoli e delle tariffe applicate agli utenti domestici allacciati in bassa tensione consentano:

- la copertura dei costi riconosciuti per il servizio elettrico e,
- che a ciascuna tipologia di utenza siano attribuiti i costi che l'impresa distributrice ha dovuto sostenere per soddisfare la domanda di quella tipologia.

I parametri dei vincoli e delle tariffe sono stati costruiti considerando, quindi, la responsabilità delle tipologia di utenza nella formazione di costi. Le determinanti principali utilizzate sono:

- il profilo temporale dei consumi della tipologia, rilevante sia nella determinazione dei costi di acquisto di energia elettrica sia dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti condivise da più tipologie di utenza e dimensionate in funzione del picco di domanda aggregato;
- il livello massimo di potenza richiesto per cliente, rilevante nella determinazione dei costi del trasporto dell'energia elettrica su reti con topologia di tipo radiale e come indicatore della responsabilità nella formazione di una parte dei costi di vendita;
- il numero di clienti della tipologia di utenza, rilevante come indicatore dei costi di vendita associati a ciascun cliente, a prescindere dalle caratteristiche della domanda;
- il livello di tensione a cui i clienti sono allacciati, rilevante nella determinazione delle perdite di trasporto dell'energia elettrica e nell'identificazione delle infrastrutture utilizzate per soddisfare la domanda della tipologia.

Le differenze tra i valori che lo stesso parametro unitario del vincolo e delle tariffe assume per le diverse tipologie di utenza sono spiegate, da un lato, dalla diversa articolazione della domanda e dall'altro, da differenze nel numero degli elementi che compongono i parametri stessi. Le tipologie di utenza allacciate in alta tensione non contribuiscono, ad esempio, alla copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti a tensione inferiori. Parimenti,

ai clienti allacciati in media tensione non si applicano gli elementi dei parametri a copertura dei costi di distribuzione su reti in bassa tensione.

La costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni utenti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio di fornitura di energia elettrica rispetto ai livelli precedenti. Per assicurare un passaggio graduale al nuovo regime tariffario, l'Autorità ha pertanto introdotto elementi di progressività nella regolamentazione delle tariffe sia per le utenze non domestiche, sia per quelle domestiche.

#### La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza vincolata diversa da quella domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti vincolati non domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione è basato su limiti massimi ai ricavi tariffari delle imprese distributrici. Tali vincoli sono di due tipi:

- gli introiti complessivi derivanti da vendite a clienti appartenenti a ciascuna tipologia non devono essere superiori ad un valore massimo fissato dall'Autorità; tale valore è definito come limite agli introiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti all'impresa per la fornitura alle singole tipologie di utenza e dei costi per il finanziamento di finalità di interesse generale (vincolo V1);
- tra le opzioni tariffarie offerte ai clienti di ciascuna tipologia ve ne deve essere almeno una, definita 'opzione tariffaria base', che consenta a ciascun cliente di non pagare più di un ammontare massimo fissato dall'Autorità (vincolo V2).

Le opzioni tariffarie base, di cui almeno una deve essere offerta dalle imprese distributrici ai clienti di una stessa tipologia (a eccezione dell'utenza domestica alimentata in bassa tensione), oltre ad essere compatibili con il vincolo V2 possono prevedere solo corrispettivi riferiti alle caratteristiche elettriche della fornitura (come energia prelevata, potenza impegnata, profilo temporale del prelievo).

In aggiunta alle opzioni tariffarie base, gli esercenti - previa approvazione dell'Autorità - hanno la facoltà di offrire ulteriori opzioni tariffarie, denominate speciali, che possono consentire loro di realizzare maggiori ricavi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base anche con riferimento alla qualità. Le opzioni tariffarie speciali non sono soggette al vincolo V2.

Le opzioni tariffarie base e speciali offerte a ciascuna tipologia di utenti (a esclusione di quelli domestici alimentati in bassa tensione) non devono generare introiti tariffari complessivi superiori al valore massimo fissato dal vincolo V1.

Il valore massimo specificato dai vincoli tariffari dipende dalle caratte-

ristiche delle forniture cui si riferiscono (in termini di energia prelevata, potenza impegnata, numero di clienti). I parametri che le definiscono sono uniformi sul territorio nazionale.

Il rispetto del vincolo V1 viene verificato annualmente a consuntivo, mentre il rispetto del vincolo V2 per ciascuna opzione tariffaria base dovrà essere preventivamente sottoposto dall'impresa distributrice all'Autorità per la verifica. Nel caso in cui l'insieme delle opzioni tariffarie offerte in un anno ai clienti appartenenti ad una tipologia non rispetti il vincolo V1 è previsto un meccanismo di restituzione agli utenti dei ricavi eccedenti. Le modalità di restituzione variano in funzione dell'entità della violazione del vincolo (con una penalità crescente a carico dell'impresa distributrice al crescere della differenza tra ricavi ammessi dal vincolo e ricavi effettivi).

Tra i clienti non domestici, un trattamento separato è riservato ai cosiddetti regimi tariffari speciali, cioè a quelle categorie di utenza o singoli clienti che attualmente godono di condizioni tariffarie particolari stabilite per legge. Nel nuovo ordinamento tariffario il trattamento speciale di cui godono queste utenze viene esplicitato e separato dalla tariffa elettrica assoggettando le utenze medesime alle condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza e corrispondendo ad esse una componente tariffaria compensativa determinata dall'Autorità. Tale componente viene riconosciuta anche nel caso in cui la fornitura di energia elettrica sia effettuata da un soggetto diverso dal distributore alla cui rete l'utente è allacciato. In questo modo viene rimosso l'ostacolo che la presenza di regimi tariffari speciali potrebbe porre alla liberalizzazione del mercato: il cliente, qualora sia cliente idoneo, potrà infatti scegliere il fornitore in condizioni di parità concorrenziale tra fornitura nel mercato vincolato e fornitura sul mercato libero.

Nel regime precedente le tariffe praticate ai clienti appartenenti ad alcune classi tariffarie si discostavano significativamente dai corrispondenti costi di fornitura del servizio elettrico. Nel nuovo ordinamento, la costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza può comportare per alcuni clienti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio elettrico.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha ritenuto opportuno che la transizione ai nuovi livelli tariffari avvenisse con gradualità nel corso degli anni 2000 e 2001. In particolare, con riferimento all'anno 2000, l'Autorità ha ritenuto che, per nessuna classe tariffaria considerata nel suo complesso, il passaggio al nuovo ordinamento tariffario potesse comportare aumenti tariffari non riconducibili alla dinamica dei corsi dei combustibili nei mercati internazionali. La gradualità nella transizione al nuovo ordinamento è stata ottenuta attraverso la definizione per ciascuna classe tariffaria esistente al 31 dicembre



1999 di apposite componenti tariffarie. Tali componenti devono essere applicate dalle imprese distributrici a tutte le forniture non domestiche, fin dall'introduzione delle opzioni tariffarie fissate dalle imprese stesse nel rispetto del sistema di vincoli, al termine del periodo transitorio di 6 mesi definito dalla delibera. Le componenti tariffarie per la gradualità vengono dimezzate a partire dal 1 gennaio 2001 e cesseranno di essere applicate il 31 dicembre dello stesso anno.

Inoltre, poiché il nuovo ordinamento tariffario ha rappresentato per le imprese esercenti un cambiamento radicale rispetto al sistema precedente, richiedendo adempimenti onerosi, la delibera n. 204/99 ha previsto per il primo semestre dell'anno 2000 un regime transitorio nel quale le imprese esercenti applicano tariffe, distinte per classe, stabilite dall'Autorità. Il passaggio da un sistema di prezzi fissati in via amministrativa ai meccanismi di regolamentazione tariffaria fondati su vincoli ai ricavi, nonché l'applicazione delle componenti tariffarie per la gradualità definite dalla delibera n. 204/99, sono stati rinviati al secondo semestre dell'anno 2000. Nel regime transitorio in vigore nel primo semestre dell'anno 2000, gli esercenti devono addebitare ai propri clienti non domestici opzioni tariffarie con struttura analoga alle tariffe in vigore, per ciascuna classe di utenza, al 31 dicembre 1999, con corrispettivi opportunamente variati in diminuzione coerentemente con i livelli dei vincoli tariffari definiti per l'anno 2000 per ciascuna tipologia di utenza.

#### La regolamentazione delle tariffe di fornitura per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

Per i clienti domestici alimentati in bassa tensione il nuovo meccanismo di regolazione prevede una maggiore protezione rispetto alla generalità dell'utenza. A questo fine l'Autorità, coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio elettrico, fissa una tariffa che le imprese devono offrire obbligatoriamente a regime agli utenti di questa tipologia.

Al fine di consentire adeguati margini di flessibilità alle imprese di distribuzione e ai clienti, viene concessa agli esercenti la facoltà di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto alla tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità, soggette alla stessa disciplina stabilita per le opzioni tariffarie speciali destinate all'utenza non domestica.

Rispetto a quanto in vigore nel precedente regime per i clienti domestici residenti, con potenza impegnata non superiore a 3 kW, la tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità rappresenta un sostanziale cambiamento. In particolare viene eliminata la struttura progressiva rispetto ai consumi, anche se ciò avverrà entro il 2004.

Allo scopo di consentire un passaggio graduale al nuovo regime l'Autorità ha definito due tariffe di transizione che devono essere obbligatoria-

mente offerte dalle imprese distributrici rispettivamente all'utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 kW e alla restante utenza domestica. Le due tariffe di transizione hanno una struttura analoga a quella prevista per la tariffa unica obbligatoria a regime, ad eccezione della componente riferita all'energia elettrica prelevata, che nella prima tariffa di transizione ha un'articolazione inizialmente simile a quella in vigore nel regime precedente per la stessa categoria di utenza. I corrispettivi unitari relativi alle due tariffe di transizione verranno aggiornati annualmente dall'Autorità in modo da convergere alla tariffa unica obbligatoria prevista per questa tipologia di utenza entro il 1 gennaio 2003.

Il nuovo ordinamento per l'utenza domestica prevede un regime di ulteriore tutela per gli utenti economicamente disagiati. A questi utenti, a regime, verrà garantita la possibilità di accedere a tariffe ridotte, con accesso basato su parametri che misurano lo stato di disagio economico. L'attivazione del meccanismo di selezione dei clienti ammessi alle condizioni tariffarie agevolate è prevista per il 2001. Come illustrato nel documento di consultazione del novembre 1999, il regime di maggior tutela dell'utenza in stato di disagio economico verrà finanziato attraverso una specifica componente tariffaria a carico della rimanente parte dell'utenza domestica. Fino a quella data l'ordinamento transitorio è stato disegnato in modo da mantenere per l'anno 2000 per gli utenti residenti con potenza impegnata di 3 kW condizioni tariffarie simili a quelle vigenti il 31 dicembre 1999 per i primi 150 kWh di consumo mensile. Si mantiene così il riferimento ai profili di consumo come parametro di accesso alle condizioni tariffarie agevolate, in attesa della definizione del nuovo meccanismo di selezione degli utenti da ammettere a tali condizioni.

#### L'aggiornamento dei parametri dei vincoli e delle tariffe per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli tariffari per la generalità dell'utenza e della tariffa obbligatoria a regime fissata dall'Autorità per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione viene definito dalla delibera n. 204/99 per quanto riguarda la parte destinata alla copertura dei costi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita<sup>4</sup>. Per le componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi riconosciuti per queste attività la legge n. 481/95 prevede l'applicazione del metodo del *price cap*. Queste componenti sono soggette a

4 In base alle disposizioni della legge n. 481/95, l'aggiornamento della parte destinata alla copertura dei costi relativi ai combustibili fossili e all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali ed importata deve avvenire in base a meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità. Tali meccanismi sono stati definiti nella delibera dell'Autorità n. 70/97, e sue successive modificazioni ed integrazioni.

una dinamica tariffaria all'interno del periodo di regolazione e alla rideterminazione del livello al termine del periodo di regolazione. La delibera n. 204/99 fissa la durata del periodo di regolazione pari a quattro anni a partire dall'anno 2000; all'interno di questo periodo le componenti o elementi tariffari vengono aggiornate applicando al valore da essi registrato 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, calcolato dall'Istat;
- il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, fissato pari al 4 per cento annuo;
- il tasso di variazione collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, che potrà essere stabilito dall'Autorità con successiva delibera;
- il tasso di variazione collegato ad aumenti di costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio (finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione dei recuperi di qualità del servizio rispetto agli standard prefissati).

Le componenti a copertura dei costi relativi a finalità di interesse generale verranno invece aggiornate dall'Autorità sulla base delle necessità di gettito.

## Aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche

### Parte B della tariffa

L'andamento favorevole dei prezzi internazionali del petrolio registrato nel 1998, che aveva consentito riduzioni pari a circa il 30 per cento del costo unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, si è interrotto all'inizio del 1999. La contestuale svalutazione dell'euro nei confronti del dollaro USA ha fatto sì che questa inversione di tendenza si traducesse in un aumento di circa 29 lire/kWh del valore del Ct, passato da un livello di 40,2 lire/kWh nel terzo bimestre 1999 a 69,2 lire/kWh nel secondo bimestre 2000.

Alla variazione del 72 per cento del Ct non è corrisposto un aumento del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa di pari entità (Fig. 4.2). Tale disparità è da ricondurre alla revisione dei regimi di esonero dalla parte B operata con la delibera dell'Autorità 29 dicembre 1999, n. 206, e il conseguente ampliamento dei quantitativi di energia elettrica ad essa assoggettati, che hanno consentito il parziale assorbimento delle variazioni dei costi riconosciuti dei combustibili, permettendo di contenere al 61 per cento la

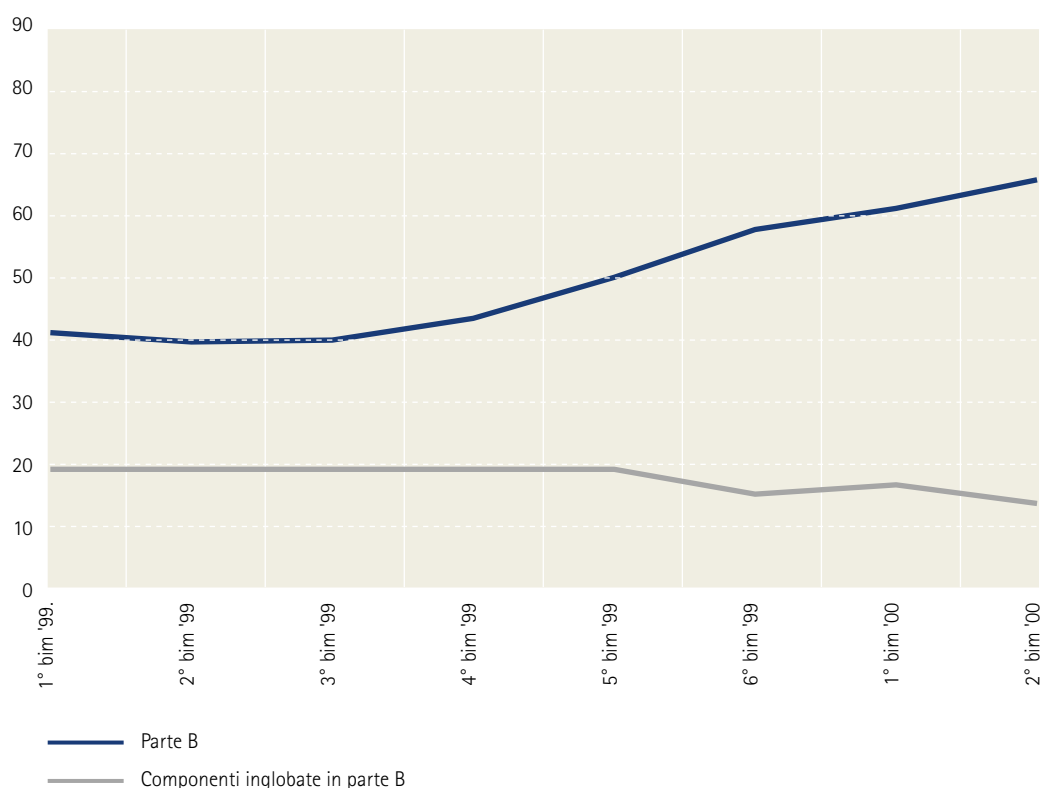
variazione del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa.

Sempre con la delibera n. 206/99 l'Autorità ha disposto inoltre una revisione dell'articolazione delle aliquote della parte B della tariffa, che a partire dall'1 gennaio 2000 non sono più distinte per classi di utenza, ma per tipologie di utenza, così come definite dalla delibera, n. 204/99. Le aliquote applicabili a ciascuna tipologia sono state determinate in coerenza con i criteri di attribuzione dei costi del servizio elettrico definiti dalla delibera n. 204/99. In relazione a quest'ultimo punto, la delibera n. 204/99 ha disposto che nel nuovo ordinamento tariffario la componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica da parte delle imprese esercenti il servizio di distribuzione per i clienti del mercato vincolato sia articolata per tipologia di utenza in modo da riflettere:

- i costi di generazione attribuibili a ciascuna utenza in relazione al profilo temporale tipico del prelievo dell'energia elettrica degli utenti appartenenti alla medesima tipologia;
- le perdite di energia elettrica sulle reti di trasporto per la fornitura dell'energia elettrica a ciascun livello di tensione.

FIG. 4.2 **ANDAMENTO DELLA PARTE B E DELLE COMPONENTI INGLOBATE NELLA PARTE A DELLA TARIFFA ELETTRICA**

Gennaio 1999 - aprile 2000; lire/KWh



### Parte A della tariffa

Con la delibera 22 dicembre 1998 n. 161, essendosi completato il ripianamento del conto onere termico e intendendo beneficiare della favorevole dinamica dei costi dei combustibili fossili commerciali sui mercati internazionali, l'Autorità aveva aumentato, a decorrere dall'1 gennaio 1999, le aliquote della componente tariffaria A2, fissando l'aliquota media a 8,0 lire/kWh. Tale incremento aveva consentito una accelerazione del rimborso degli oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura, come accertati dall'Autorità con delibera 12 giugno 1998, n. 58. Successivamente, in previsione del completamento in tempi brevi del rimborso degli oneri nucleari, per la parte diversa da quella relativa allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti, con la delibera 25 ottobre 1999, n. 160, l'Autorità ha ridotto le aliquote della componente tariffaria A2 per il sesto bimestre 1999, portando l'aliquota media da 8 a 4 lire/kWh. Questa manovra ha contribuito a mitigare l'impatto derivante dalla significativa crescita della parte B della tariffa registratasi nel corso dell'anno.

Con la delibera n. 204/99, l'Autorità ha apportato delle modifiche strutturali alle aliquote di tutte le componenti A e ha ridefinito i livelli delle aliquote medie in conseguenza alla revisione delle stime relative alle vendite di energia elettrica per l'anno 2000. Per quanto riguarda la componente A2 della tariffa, la modifica ha comportato una ulteriore riduzione dell'aliquota media pari a 0,4 lire/kWh. Con il gettito del primo bimestre 2000 della componente tariffaria A2 è stato completato il rimborso dei suddetti oneri connessi alla sospensione e alla interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari nonché alla loro chiusura. A partire dal secondo bimestre 2000 il gettito della componente tariffaria A2 è stato destinato al solo rimborso degli oneri, prevalentemente futuri, relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti. L'Autorità, in base alle indicazioni contenute nel 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, in materia di individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, a partire dal secondo bimestre 2000 ha ridotto l'aliquota media da 3,6 lire/kWh a 0,6 lire/kWh.

Al pari della componente A2, anche la struttura della componente A3 è stata modificata con la delibera dell'Autorità n. 204/99. In particolare la componente lire/kW è stata sostituita con una componente lire/cliente. Nella stessa delibera l'Autorità, sulla base delle nuove stime relative alle necessità di gettito per la copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili, ha disposto una ridu-

zione media delle aliquote della componente A3 di circa 2 lire/kWh.

Con la delibera n. 204/99 sono state inoltre istituite, a decorrere dall'1 gennaio 2000, la componente A4 e la componente A5 della tariffa elettrica. La componente A4 è destinata alla copertura degli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali. L'onere medio per utente è di 3,9 lire/kWh per l'utenza non domestica e di 2 lire/kWh per l'utenza domestica. La componente A5 della tariffa elettrica è stata introdotta per il finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnica e tecnologica di interesse generale a carico dei clienti del mercato vincolato. Le corrispettive lire per cliente per anno e lire per kWh previste per ciascuna tipologia di utenza dalla delibera n. 204/99 corrispondono ad un'aliquota media pari a 0,6 lire/kWh consumato da clienti finali.

In occasione della delibera 24 febbraio 2000, n. 39 dell'Autorità, recante le disposizioni per l'aggiornamento relativo al secondo bimestre 2000, considerato che il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 26 gennaio 2000 ha previsto per l'anno 2000 che tale aliquota non superi le 0,5 lire/kWh consumato dai clienti finali, i corrispettivi lire per cliente per anno e lire per kWh della componente A5 riportati nella tabella 1 della delibera n. 204/99 sono stati ridotti del 16,7 per cento.

Infine, con delibera n. 204/99 sono state istituite le componenti, UC1 e UC2. La componente UC1, per ora ad aliquota zero, è destinata alla compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura totale dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione. La componente UC2, che comporta un'aliquota media per utente pari a circa 5,8 lire/kWh, è invece destinata alla copertura dell'onere derivante dall'applicazione dell'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione (Tav. 4.1).

## I nuovi prezzi di cessione per gli impianti idroelettrici minori

Con delibera 22 dicembre 1998, n. 162, l'Autorità ha fissato i prezzi di cessione delle eccedenze di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW.

Successivamente all'adozione della delibera sono state segnalate all'Autorità, sia da parte del soggetto cessionario, sia da parte delle associazioni dei soggetti esercenti tale tipologia di impianti, le difficoltà riscontrate nell'applicazione della delibera medesima. L'1 aprile 1999 è entrato in vigore il dlgs. n. 79/99, che prevede tra l'altro misure di promozione ed incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili, applicabili ai soli impianti entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva all'entrata in vigore del decreto medesimo.

A seguito di dette segnalazioni e tenuto conto delle maggiori difficoltà che questa tipologia di impianti di piccola potenza, alimentati da fonti non programmabili incontreranno nell'accedere al libero mercato, e in considerazione dei vantaggi ambientali e delle ricadute socioeconomiche locali associate alle attività di costruzione ed esercizio di tali impianti, l'Autorità, con delibera 8 giugno 1999, n. 82, ha modificato il sistema dei prezzi di cessione alla rete nazionale dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ad acqua fluente con potenza di concessione fino a 3 MW.

Il provvedimento, in vigore dal 1 settembre 1999, riguarda tutti gli impianti idroelettrici con potenza di concessione fino a 3 MW per i quali è scaduta la convenzione di cessione destinata dell'energia elettrica prodotta a prezzi incentivati e quelli per i quali non sono più previsti incentivi.

La delibera n. 82/99 prevede prezzi di cessione indifferenziati tra ore piene ed ore vuote, non essendo in generale questi impianti in grado di modulare l'energia prodotta. Tali prezzi, determinati in modo da garantire la copertura dei costi di produzione in condizioni di economicità e redditività, sono costituiti da una componente pari al costo unitario variabile riconosciuto dall'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali e da una componente ai sensi dell'art. 22, comma 5, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, che attribuisce al CIP la definizione dei prezzi relativi alla nuova energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate, assicurando prezzi incentivanti.

Per semplificare le modalità applicative, i nuovi prezzi di cessione sono applicati alla produzione di energia elettrica di ciascun impianto su base annua, prevedendo prezzi progressivamente decrescenti in funzione di scaglioni crescenti di quantità di energia elettrica prodotta nel corso dell'anno solare.

Tale criterio consente di coniugare prezzi rappresentativi della specifica natura dei costi associata alla loro dimensione con una notevole semplificazione amministrativa, mantenendo un forte incentivo alla massimizzazione della produzione ed attenuando gli effetti delle stagionalità nelle precipitazioni.

È previsto l'aggiornamento di tali prezzi per la sola parte variabile dei costi, che incide per il 40 per cento circa del totale e che include anche i canoni ed il costo del personale, sulla quale è riconosciuto un adeguamento, su base annuale, pari all'indice Istat dei prezzi al consumo.

Infine, con delibera 16 marzo 2000, n. 56, l'Autorità ha stabilito la retroattività degli effetti della delibera n. 82/99, a decorrere dalla scadenza delle convenzioni di cessione previste dal provvedimento CIP n. 6/92. Ciò anche per consentire al Grtn S.p.A. di effettuare celermente il conguaglio tra i prezzi previsti dalla delibera n. 82/99 e quelli praticati in via provvisoria nel periodo tra il 1 gennaio e il 31 agosto 1999.

## Struttura e funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico: origine storica e prospettive

Sin dagli anni Quaranta sono presenti nel sistema elettrico italiano meccanismi di conguaglio e perequazione. Nel 1946 venne infatti istituito dal Comitato interministeriale dei prezzi (CIP) il Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, che successivamente, nel 1953, assunse la denominazione di Cassa conguaglio per le tariffe elettriche. La Cassa conguaglio per le tariffe elettriche ebbe il compito di gestire oltre al Fondo conguaglio sovrapprezzo termico, anche il Fondo conguaglio tariffe per forniture di illuminazione, il Fondo conguaglio per gli usi elettrodomestici e la forza motrice sotto i 30 kW, il Fondo conguaglio per contributo integrativo all'energia prodotta dai nuovi impianti, istituiti in occasione della prima parziale unificazione delle tariffe per le utenze fino a 30 kW, operata dal CIP con il provvedimento 20 gennaio 1953, n. 348.

Nel 1961, in occasione del completamento dell'unificazione delle tariffe elettriche, considerata l'intrinseca instabilità del meccanismo di sovrapprezzi e contributi realizzato con il citato provvedimento CIP n. 348/53, la Cassa conguaglio per le tariffe elettriche venne sostituita dal Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche.

Nel 1974, a seguito dello *shock* petrolifero del 1973, nacque l'esigenza di istituire un nuovo meccanismo di sovrapprezzo per la copertura dei maggiori oneri relativi al combustibile impiegato negli impianti di produzione termoelettrica. Di conseguenza si rese necessario ampliare nuovamente i compiti assegnati al Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Lo



stesso assunse la denominazione di Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e ebbe il compito di gestire due distinti conti: il Conto per le integrazioni tariffarie, cui vennero demandati i compiti già assegnati al preesistente Fondo e il Conto per l'onere termico.

Oltre a tali conti, la Cassa conguaglio per il settore elettrico ha gestito, fino al dicembre 1999 i seguenti conti:

- il conto per le agevolazioni di sovrapprezzo termico a favore delle imprese elettrosiderurgiche; con la legge 29 maggio 1982, n. 308 (art. 21) è stata conferita alla Cassa la somma di 50 miliardi, successivamente integrata, per il rimborso del sovrapprezzo termico fiscalizzato alle imprese siderurgiche con elevato consumo di energia;
- il conto per la compensazione tariffaria, istituito con provvedimento CIP 23 maggio 1986 n. 32 relativo alle agevolazioni a favore dell'utenza domestica;
- il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. e alle imprese appaltatrici di oneri straordinari istituito con provvedimento CIP 21 dicembre 1998 n. 27 per la reintegrazione all'Enel S.p.A. degli oneri derivanti dalla sospensione e chiusura delle centrali nucleari;
- il conto sovrapprezzo per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate istituito con provvedimento CIP n. 15/89;
- il conto costi energia istituito con la delibera dell'Autorità n. 70/97;
- il conto maggiorazione straordinaria ai sensi dell'art. 33, della legge n. 9/91.

A seguito dell'attuazione del nuovo ordinamento, i compiti della CCSE sono stati parzialmente modificati. Con delibera 9 marzo 2000, n. 53/00, l'Autorità ha stabilito di istituire i seguenti nuovi conti presso la CCSE:

- conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
- conto per la gestione della compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica nella transizione;
- conto per speciali il finanziamento della attività nucleari residue.

Con la delibera n. 53/00 è stato costituito un fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

L'Autorità ha altresì stabilito che rimangano operanti presso la CCSE il conto per il rimborso all'Enel S.p.A. di oneri straordinari, il conto per il rimborso degli oneri nucleari alle imprese appaltatrici, il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, il conto per la compensazione tariffaria ed il conto costi energia.

### Aspetti organizzativi della CCSE

*Sino al 1998 la Cassa è stata amministrata da un comitato di gestione composto dal presidente e da dieci membri designati dalla segreteria generale del CIP, dai Ministeri del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e dell'industria, commercio e artigianato, dall'Enel S.p.A., dalla Federelettrica e dall'Uniem. Il riscontro sulla gestione viene esercitato da un collegio di revisori composto da tre membri (provvedimento CIP del 6 aprile 1984, n. 13).*

*In virtù dell'art. 3 del decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, la CCSE è tenuta a presentare, all'autorità istitutiva e al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per la sua approvazione, un rendiconto annuale della gestione, corredato dalle relazioni del comitato di gestione e del collegio dei revisori.*

*La struttura organizzativa è articolata in tre aree funzionali: un'area contabile, un'area affari generali e personale, un'area tecnica per l'accertamento delle entrate e delle uscite, e in quattro uffici. L'organico della CCSE consta di 26 unità, di cui 24 sono dipendenti del Grtn S.p.A. e 2 sono dipendenti dell'Autorità. A seguito della soppressione del CIP le funzioni in materia di energia elettrica sono state dapprima transitoriamente attribuite al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (art. 5, comma 2, lettera b) del decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373) e, successivamente, trasferite all'Autorità (art. 3, comma 1 legge n. 481/95).*

*L'Autorità, con la delibera 16 maggio 1997, n. 46, ha istituito una commissione di studio sulla CCSE. Successivamente, l'Autorità ha deliberato alcuni interventi di tipo organizzativo. In data 26 novembre 1997, con delibera n. 123 ha deciso l'integrazione della disciplina concernente il comitato di gestione della CCSE; mentre, con delibera 11 febbraio 1998, n. 10, ha nominato un nuovo componente del collegio dei revisori dei conti; inoltre, in data 21 maggio 1998, con delibera n. 47, l'Autorità ha sciolto il Comitato di gestione e ha istituito un Collegio commissariale che esercita le funzioni del Comitato di gestione. La gestione Commissariale è stata prorogata fino al 30 maggio 2000, con delibera 8 giugno n. 83. La CCSE ha sede in Roma.*

## PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA E LIBERALIZZAZIONE DEL SERVIZIO

### Separazione contabile e amministrativa

Con la delibera 11 maggio 1999, n. 61, l'Autorità ha concluso il procedimento, avviato con la delibera 22 settembre 1997, n. 99, per la definizione di una direttiva in materia di separazione contabile e amministrativa delle imprese elettriche verticalmente integrate, ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera *f* della legge n. 481/95.

#### Principi generali

A fondamento della direttiva dell'Autorità, oltre che la legge n. 481/95, si pongono la Direttiva 96/92/CE e il dlgs. n. 79/99, emanato in attuazione della stessa Direttiva europea.

Nel quadro normativo di settore la direttiva costituisce un significativo elemento, a integrazione e completamento delle disposizioni che impongono separazioni di tipo societario, sia quale strumento di tutela della concorrenza nel processo di apertura dei mercati, sia quale strumento di regolazione nei segmenti di mercato non concorrenziali. La direttiva persegue in particolare le seguenti finalità:

- separare sotto il profilo amministrativo/gestionale le attività delle imprese integrate operanti nel settore, in modo da evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza, promuovendo l'efficienza e adeguati livelli di qualità dei servizi;
- rendere trasparenti e omogenei i bilanci dei soggetti giuridici operanti nel settore dell'energia elettrica, nel rispetto della riservatezza dei dati aziendali;
- fornire alla stessa Autorità il supporto informativo di base per esercitare le funzioni di regolazione assegnate dal legislatore, consentendo la verifica dei costi delle prestazioni e assicurando la loro corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta.

In base alle finalità della direttiva e tenendo conto dei vincoli imposti dalla normativa vigente è stata definita una griglia di unità organizzativo-contabili elementari, articolate su due livelli di analisi, sulle quali viene costruito il sistema di separazione. Al primo livello si collocano le *attività* (quali ad esempio, le attività di produzione o distribuzione) e i *servizi comuni* (come i servizi commerciali e di vendita, servizi tecnici). Al secondo livello, quale ulteriore disaggregazione delle singole attività sono posti i *comparti* quali, ad esempio, per l'attività di produzione, gli impianti termoelettrici e gli impianti di cogenerazione. Ciascuna attività comprende così più comparti, mentre un comparto può appartenere ad una sola attività.

Il nuovo regime si applica a partire dalla redazione del bilancio del primo esercizio che si concluda entro il 31 dicembre 2000.

#### Ambito soggettivo di applicazione

Le disposizioni della direttiva si rivolgono a tutti i soggetti giuridici che operino in più attività del settore dell'energia elettrica o in questo e altri settori, indipendentemente dalla forma giuridica. Le norme sulla separazione contabile si applicano, per quanto compatibili, anche a tutti i soggetti giuridici che operino esclusivamente in una sola attività del settore dell'energia elettrica.

Sono previste esenzioni dagli obblighi contenuti nella direttiva basate sui quantitativi di energia elettrica ceduta a terzi e sul grado di integrazione del soggetto giuridico. È prevista inoltre una differenziazione delle soglie a partire dalle quali scattano gli obblighi rispettivamente in materia di separazione amministrativa e in materia di separazione contabile.

Dalle esenzioni sono state escluse le imprese minori ammesse al regime di integrazione tariffaria stabilito dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10, art. 7, in ragione delle esigenze conoscitive connesse alla determinazione delle integrazioni stesse.

#### Obblighi in materia di separazione amministrativa

Le disposizioni relative alla separazione amministrativa impongono al soggetto giuridico che opera in più attività del settore dell'energia elettrica, o in questo e in altri settori, di organizzare tali attività in modo reciprocamente autonomo, come se le stesse fossero svolte da imprese separate e di predisporre adeguate procedure di controllo di gestione anch'esse organizzate per attività.

#### Obblighi in materia di separazione contabile

I soggetti giuridici sono tenuti, applicando le disposizioni contenute nella direttiva in relazione all'attribuzione dei costi e dei ricavi comuni a più attività e in relazione alla determinazione delle transazioni infra-societarie, a predisporre una serie di rendiconti, distinguibili in due tipologie:

- rendiconti destinati alla pubblicazione;
- rendiconti destinati ad uso esclusivo dell'Autorità.

I rendiconti destinati alla pubblicazione, disaggregati per attività e servizi comuni, devono essere riportati nella relazione annuale sulla gestione di cui all'art. 2428 c.c., come stabilito nella legge n. 481/95.

I rendiconti destinati ad uso esclusivo dell'Autorità si distinguono da quelli destinati alla pubblicazione, sia in quanto sono più dettagliati, riportando disaggregazioni anche per comparti, sia in quanto richiedono l'attribuzione dei costi e dei ricavi originariamente iscritti ai conti relativi ai servizi comuni.

I rendiconti trasmessi all'Autorità devono essere certificati. La certificazione dei dati trasmessi all'Autorità risponde a due esigenze:

- garantire la coerenza dei dati riportati nel bilancio del soggetto giuridico con i dati trasmessi all'Autorità;
- garantire la corretta applicazione dei criteri di attribuzione delle poste comuni prescelte dal soggetto giuridico.

Considerato che la prospettiva della liberalizzazione del mercato elettrico italiano e la progressiva internazionalizzazione, che ne dovrebbe seguire, renderanno sempre più rilevante la presenza di gruppi societari nel settore dell'energia elettrica, sono state previste norme specifiche per la separazione contabile dei bilanci consolidati.

Esigenze conoscitive legate alla determinazione delle tariffe hanno poi reso necessaria l'estensione degli obblighi in materia di separazione contabile, per quanto applicabili, anche ai soggetti che operino in una sola attività del settore elettrico.

L'Autorità esaminata la disciplina precedentemente in vigore, ispirandosi a principi di chiarezza, certezza degli obblighi per gli operatori e parità di trattamento, ha deciso di revocare i decreti del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato dell'11 luglio 1996 e del 17 marzo 1997 dalla data del 1 gennaio 2000.

Fatte salve le esenzioni precedentemente evidenziate, il soggetto giuridico che opera nel settore dell'energia elettrica è tenuto a:

- redigere il proprio bilancio secondo quanto disposto dal Codice civile (o da altra disciplina speciale, come nel caso delle aziende speciali previste dalla legge n. 142/90);
- pubblicare nella relazione sulla gestione, di cui all'art. 2428 c.c., stato patrimoniale e conto economico ripartiti per attività e servizi comuni, redatti secondo gli schemi tipo riportati nella Direttiva europea;
- trasmettere all'Autorità i conti annuali separati, redatti secondo gli schemi tipo riportati nella Direttiva.

Il quadro degli obblighi imposti con la Direttiva europea sulla separazione contabile e amministrativa è completato dalla norma, definita nelle modalità di adempimento con la delibera dell'Autorità 14 ottobre 1999 n. 149, che impone alle sole imprese distributrici di energia elettrica, di cui al dlgs. n. 79/99, art. 9, comma 1, di fornire dati economico-tecnici integrativi disaggregati per regione e provincia.

L'acquisizione di dati integrativi disaggregati consente all'Autorità stessa di assolvere alcune delle funzioni stabilite con la legge n. 481/95, in particolare quelle relative alla:

- verifica dei costi delle singole prestazioni per assicurare, tra l'altro la loro

corretta disaggregazione e imputazione per funzione svolta, per area geografica e per categoria di utenza;

- istituzione di un meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione e vendita nei diversi ambiti territoriali;
- effettuazione delle comparazioni tra dati economici e patrimoniali sia a livello di singola impresa sia tra imprese esercenti il servizio elettrico, tenuto conto anche delle dimensioni delle imprese stesse.

## Apertura del mercato elettrico

### Clausole negoziali per i clienti idonei

L'art. 6, comma 1 del dlgs. n. 79/99 stabilisce che entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto stesso, siano stabilite, con riferimento ai contratti bilaterali con i clienti idonei, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili al corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico, da inserire nei contratti stessi.

Con la delibera 26 maggio 1999, n. 78, l'Autorità ha definito le clausole negoziali obbligatorie che devono essere inserite nei nuovi contratti bilaterali di vendita dell'energia elettrica sul mercato libero.

La delibera prevede tre clausole obbligatorie che hanno l'obiettivo di tutelare i clienti nella fase iniziale di sviluppo della concorrenza tra produttori. In particolare viene stabilito che:

- i contratti debbano riconoscere alle parti la facoltà di rescindere unilateralmente dal contratto con sei mesi di preavviso per i clienti e di un anno per i fornitori;
- sia prevista la possibilità di risolvere il contratto nel caso in cui il cliente perda il diritto ad operare sul mercato libero;
- sia definita l'attribuzione alle parti del contratto bilaterale dei diritti, degli oneri e delle obbligazioni derivanti dal contratto relativo al servizio di vettoriamento dell'energia elettrica.

Altre clausole negoziali e regolamentazioni tecniche dovranno poter essere inserite nei contratti in tempi successivi, per tenere conto della progressiva evoluzione del mercato elettrico.

La delibera prevede altresì che fino a quando non opererà la borsa dell'energia, i contratti bilaterali stipulati sul mercato libero debbano essere trasmessi in copia all'Autorità che potrà così valutare il processo di sviluppo della concorrenza.

### Riconoscimento della qualifica di cliente idoneo e istituzione dell'elenco dei clienti idonei

L'art. 14 del dlgs., n. 79/99, individua varie categorie di soggetti che, se in possesso di determinati requisiti, hanno diritto alla qualifica di cliente idoneo, ovvero possono acquisire la facoltà di stipulare contratti di fornitura di servizi elettrici con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero. Più in particolare, hanno diritto alla qualifica di clienti idonei:

- i distributori che sono considerati clienti idonei “limitatamente all’energia elettrica destinata a clienti idonei connessi alla propria rete” (comma 1, lettera a);
- gli acquirenti grossisti che sono considerati clienti idonei “limitatamente all’energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita” (comma 1, lettera b);
- i “soggetti cui è conferita da altri Stati la capacità giuridica di concludere contratti di acquisto o fornitura di energia elettrica scegliendo il venditore o il distributore, limitatamente all’energia consumata al di fuori del territorio nazionale”, ossia, in sostanza, i soggetti riconosciuti come clienti idonei da altri Stati (comma 1, lettera c);
- le aziende speciali delle Province autonome di Trento e di Bolzano, previste dall’art. 10 del decreto del Presidente della Repubblica 26 marzo 1977, n. 235, *Norme dello statuto speciale della Regione Trentino-Alto Adige in materia di produzione e distribuzione di energia idroelettrica* (comma 1, lettera d);
- i clienti finali “il cui consumo [comprensivo dell’eventuale energia autoprodotta], misurabile in un unico punto del territorio nazionale, sia risultato, nell’anno precedente, superiore a 30 GWh” (comma 2, lett. a);
- le imprese costituite in forma societaria, i gruppi di imprese (anche ai sensi dell’art. 7 della legge n. 287/90, che definisce i casi in cui si ha “controllo”), i consorzi e le società consortili. In tutti i casi, l’art. 14 prevede che il consumo (sempre comprensivo dell’eventuale energia autoprodotta) debba essere “risultato nell’anno precedente, anche come somma dei consumi dei singoli componenti la persona giuridica interessata, superiore a 30 GWh, i cui consumi, ciascuno della dimensione minima di 2 GWh su base annua, siano ubicati, salvo aree individuate con specifici atti di programmazione regionale, esclusivamente nello stesso comune o in comuni contigui”.

Con la delibera 30 giugno 1999, n. 91, l’Autorità ha disposto l’istituzione dell’elenco dei clienti idonei e definito le modalità di riconoscimento e verifica della qualifica di cliente idoneo.

### Istituzione dell'elenco dei clienti idonei

Nel costituendo mercato libero dell’energia elettrica è importante offrire dati certi o comunque accertabili ai soggetti che intendono stipulare contratti di

fornitura, garantendo trasparenza nella formazione delle relazioni commerciali. A tal fine, l'Autorità ha istituito e pubblica sul proprio sito Internet un elenco dei clienti idonei. Nell'elenco sono inseriti i nominativi di tutti i soggetti cui è riconosciuto il diritto alla qualifica di cliente idoneo.

#### Modalità di riconoscimento e verifica della qualifica di cliente idoneo

L'art. 14, comma 8, del dlgs. n. 79/99 prevede che, nella prima fase di applicazione del decreto stesso, il possesso dei requisiti richiesti per l'acquisizione della qualifica di cliente idoneo sia dichiarato dai soggetti interessati mediante autocertificazione all'Autorità; successivamente tale qualifica è riconosciuta sulla base di modalità definite dalla medesima Autorità. Al fine di promuovere la liberalizzazione dell'offerta di servizi elettrici, l'Autorità nella delibera n. 91/99 ha previsto, anche per il periodo successivo alla prima fase di applicazione, il meccanismo dell'autocertificazione.

L'autocertificazione, per essere valida, deve contenere la dichiarazione del possesso dei requisiti specificamente individuati per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. Al fine di rendere più agevole per i soggetti interessati la redazione dell'autocertificazione, nonché di facilitare le operazioni di verifica da parte dell'Autorità, la delibera n. 91/99 contiene, in allegato, formulari per l'autocertificazione dei requisiti richiesti per ogni singola categoria di clienti idonei, come individuati dai commi 1 e 2 dell'art. 14 del dlgs. n. 79/99.

La delibera n. 91/99 ha inoltre provveduto a precisare alcuni aspetti relativi ai requisiti richiesti per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. In particolare, sia con riferimento ai clienti finali con consumi in un unico punto del territorio nazionale, sia con riferimento a imprese costituite in forma societaria, gruppi di imprese, consorzi e società consortili, dove il consumo di energia elettrica può avvenire in diversi luoghi, l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre la nozione di sito, ovvero di insieme di impianti utilizzatori i cui consumi possono esser considerati complessivamente come facenti capo ad unico punto del territorio nazionale o ad una singola componente dell'impresa costituita in forma societaria, del gruppo di imprese, del consorzio o della società consortile. Il sito è stato definito come un insieme di punti di misura dell'energia elettrica che insistono su un'area, nella disponibilità di un unico soggetto (persona fisica o giuridica), che non ha soluzione di continuità eccezion fatta per aree separate unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua, o comunque collegate da una linea elettrica nella esclusiva disponibilità del soggetto medesimo.

Nel caso di gruppi di imprese, consorzi e società consortili, è stato anche precisato che ad avere titolo alla qualifica di cliente idoneo sono il grup-



po, il consorzio o la società consortile, e non i loro singoli componenti. Pertanto spetta al gruppo, al consorzio o alla società consortile stipulare contratti di fornitura di servizi elettrici a favore con qualsiasi produttore, distributore o grossista sia in Italia che all'estero.

Infine, allo scopo di ridurre il più possibile gli adempimenti a carico dei soggetti già inseriti nell'elenco dei clienti idonei, la delibera n. 91/99 non richiede che questi soggetti reiterino ogni anno l'autocertificazione del possesso dei requisiti richiesti per il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo. È invece previsto che i soggetti inseriti in elenco comunichino all'Autorità ogni variazione intervenuta successivamente all'autocertificazione iniziale, se tale da comportare la perdita anche di uno solo dei requisiti previsti per il riconoscimento del diritto alla qualifica di cliente idoneo. Sulla base di queste comunicazioni, l'Autorità provvede ad aggiornare periodicamente l'elenco dei clienti idonei.

## La regolazione della rete di trasmissione nazionale

L'accesso non discriminatorio alle reti, ed in particolare a quella di trasmissione nazionale, passa attraverso una regolamentazione economica e tecnica che permetta di stabilire un quadro normativo certo, trasparente e stabile nel tempo.

A tal scopo ed in conformità al disposto della Direttiva europea 96/92/CE, il dlgs. n. 79/99 ha stabilito che il Grtn S.p.A. adotti un corpo normativo di carattere tecnico (le cosiddette regole tecniche) disciplinante la connessione alla rete di trasmissione nazionale degli impianti di generazione, di distribuzione, dei clienti finali e delle altre reti, al fine di garantire la sicurezza e l'interoperabilità delle reti medesime.

L'elaborazione, l'applicazione e l'eventuale aggiornamento delle regole tecniche viene indirizzata da apposite direttive emanate dall'Autorità che fissano gli obiettivi ed i principi generali, le linee guida tecniche, nonché i meccanismi procedurali, prevedendo un'idonea partecipazione dei soggetti interessati alla formazione delle regole stesse.

A tal proposito, l'Autorità ha predisposto nel corso del 1999 un documento di consultazione, già in forma di articolato, con lo scopo di raccogliere il maggior numero di osservazioni e commenti formulati dai soggetti già utenti della rete di trasmissione nazionale e da altri potenziali utilizzatori. Si sottolinea come a seguito del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, recante *Determinazione dell'ambito della rete di trasmissione nazionale*, la quasi totalità della generazione rilevante ai fini

del distaccamento - segnatamente quella con taglia superiore a 10 MVA - risulta collegata alla rete di trasmissione (circa il 98 per cento della potenza installata in Italia); se tale criterio dovesse essere reiterato anche per il futuro come criterio guida per lo sviluppo della rete, tutti i nuovi impianti di generazione con taglia superiore a 10 MVA andranno necessariamente connessi alla rete di trasmissione, conferendo una grande rilevanza alla rete medesima come infrastruttura cruciale per l'accesso dei nuovi entranti al mercato elettrico nazionale.

Nei primi mesi dell'anno in corso, l'Autorità ha adottato le sopra menzionate direttive. L'Autorità ha altresì fissato la scadenza del 31 maggio 2000 per la presentazione di regole tecniche da parte del Grtn S.p.A.. Queste ultime dovranno essere successivamente trasmesse all'Autorità perché ne verifichi la conformità alle direttive e per l'eventuale approvazione.

Nel corso del 1999 l'Autorità ha inoltre avviato il processo istruttorio per la formazione della proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in tema di convenzione tipo fra il Grtn S.p.A. e i proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale o coloro che ne hanno la disponibilità ai sensi dell'art. 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99. La convenzione regolerà i rapporti fra le parti in materia di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle porzioni di rete costituenti la rete di trasmissione nazionale; in tal modo costituisce uno strumento contrattuale essenziale per la definizione e la separazione delle diverse funzioni dell'attività di trasmissione sulla rete nazionale. La convenzione regolerà altresì i rapporti tecnici intercorrenti tra il Grtn S.p.A. e il titolare, ivi incluse le modalità di accertamento di disfunzioni ed inadempimenti delle parti, i rapporti economici prevedendo dei canoni annuali di remunerazione delle attività e degli investimenti, nonché le attribuzioni in termini di coinvolgimento delle regioni in ordine alla localizzazione, alla razionalizzazione ed allo sviluppo della rete. Nell'ambito del processo istruttorio, gli uffici dell'Autorità si sono avvalsi dei contributi tecnici del Grtn S.p.A. e dei titolari delle porzioni di rete esistenti mediante l'istituzione e la conduzione di gruppi di lavoro che hanno consentito di acquisire importanti elementi per la formazione del provvedimento da sottoporre all'Autorità.

#### L'ambito della rete di trasmissione nazionale

L'art. 3, comma 7, del dlgs. n. 79/99 prevede che il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Autorità e i soggetti interessati, determini, con proprio decreto, l'ambito della rete di trasmissione nazionale, comprensiva delle reti di tensione uguale o superiore a 220 kV e delle parti di rete, aventi tensioni comprese tra 120 kV e 220 kV (alta tensione), da individuare secondo criteri funzionali. Nel mese di giugno 1999 il Ministro ha inviato all'Autorità uno schema di decreto per la determinazione

dell'ambito della rete di trasmissione nazionale. Lo schema del decreto prevedeva che fossero attribuite alla rete di trasmissione nazionale gli impianti in altissima tensione, a prescindere dalla loro funzione. In conseguenza al criterio funzionale individuato dal Ministro, una quota preponderante dei potenziali clienti idonei finali (circa l'80 per cento degli utenti in alta tensione) risulta direttamente connessa a porzioni di rete in alta tensione non appartenenti alla rete di trasmissione nazionale.

L'Autorità, nell'esprimere il parere richiesto, ha ritenuto che l'attribuzione alla rete di trasmissione nazionale delle infrastrutture in altissima tensione rendesse necessario prevedere un'eccezione nel caso di tali reti con funzione prevalentemente di distribuzione nelle aree metropolitane, ed, in aggiunta a quanto specificato, fosse opportuno prevedere che le infrastrutture con tensione nominale compresa tra 120 kV e 220 kV che, in base allo schema di decreto, non rientrano nella rete di trasmissione nazionale fossero attribuite interamente all'attività di distribuzione. Con queste considerazioni di fondo, l'Autorità ha ritenuto che lo schema di decreto, fosse complessivamente condivisibile nell'impostazione e nei criteri funzionali assunti. L'Autorità ha evidenziato alcuni aspetti migliorativi contestualmente al parere complessivamente favorevole sullo schema di decreto:

- la definizione chiara delle attività distinte di gestione della rete di trasmissione nazionale e di esercizio degli impianti di trasmissione rispettivamente, la prima attività attribuita interamente al gestore e la seconda ai proprietari di porzione di rete;
- l'aggiunta di una norma con cui si preveda l'attribuzione all'attività di distribuzione delle parti di reti a tensione nominale compresa tra 120 kV e 220 kV che, in base allo schema di decreto, non fanno parte della rete di trasmissione nazionale.

Si è ritenuto opportuno che lo schema di decreto contenesse disposizioni relative agli impianti di proprietà della Ferrovie dello Stato S.p.A., non rientranti nella rete di trasmissione nazionale, avendo riguardo al fatto che esistono clienti finali connessi a tali reti e per i quali esistono rapporti di vettoramento dell'energia elettrica da parte di fornitori terzi rispetto alla medesima Ferrovie dello Stato S.p.A. Per tali motivi, si è ritenuto importante che l'accesso a tali reti sia disciplinato in modo da non discriminare gli utenti connessi e che, anche per tali reti, debbano trovare applicazione le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri.

Le linee di collegamento attribuite dal criterio funzionale alla rete di trasmissione nazionale devono essere in grado di convogliare tutta la potenza producibile nel sito di produzione e devono essere comprese nella rete di trasmissione nazionale le due o più direttrici di collegamento a tensione nomina-

le diversa (anche facenti parte di reti diverse) che escono dal medesimo sito di produzione di energia elettrica.

Nella proposta presentata dall'Autorità si sottolinea altresì l'opportunità di includere nell'ambito della rete di trasmissione nazionale tutte le linee di interconnessione con l'estero a condizione che tali linee si interfaccino con reti di trasmissione estere e non siano considerate linee dirette ai sensi dell'art. 21 della Direttiva 96/92/CE e dell'art. 2, comma 16, del dlgs. n. 79/99, nonché di precisare che l'impiantistica necessaria per la corretta gestione ed esercizio debba includere non solo i posti di teleconduzione, ma anche le apparecchiature di rilevamento in campo del funzionamento elettrico degli impianti di trasmissione e le apparecchiature per la elaborazione dei segnali e l'attuazione dei comandi di esercizio sugli impianti stessi.

L'Autorità, nell'ambito delle direttive di cui all'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99, provvederà ad impartire le direttive per la determinazione della separazione funzionale tra le attività di trasmissione e di distribuzione, e tra le attività di trasmissione e di produzione nell'ambito delle stazioni elettriche non comprese nella rete di trasmissione nazionale, ma ad essa comunque connesse, nonché le direttive per la individuazione e la definizione dei punti di consegna al Grtn S.p.A. dell'energia elettrica ad esso ceduta ai sensi dell'art. 3, comma 12, del dlgs. n. 79/99, anche per gli impianti di produzione che non siano direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale.

L'Autorità ha, inoltre, sottolineato la necessità di prevedere che il Grtn S.p.A. affidi eventuali porzioni limitate a soggetti terzi che non siano solo i proprietari di reti di trasmissione o coloro che ne hanno la disponibilità. In tal modo, si potranno ricomprendere anche le società di distribuzione, per affidare loro le porzioni limitate di rete che, pur rientrando nell'ambito della rete di trasmissione nazionale, svolgono funzione distributiva (come infrastrutture in alta ed altissima tensione in ambito urbano). Dovrà comunque essere assicurato l'accesso dei terzi a tali porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'art. 3, commi 1 e 3, del dlgs. n. 79/99.

Con delibera 9 marzo 2000, n. 52, l'Autorità ha emanato le direttive al Grtn S.p.A. per l'adozione di regole tecniche 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, come previsto dall'art. 3, comma 6, del dlgs. n. 79/99.

Il 29 marzo 2000 l'Autorità ha approvato la delibera n. 63/00 recante *Adozione di disposizioni in materia di finanziamento del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A.*

I corrispettivi per l'accesso e per l'uso della rete di trasmissione nazionale sono attualmente fissati, per i clienti del mercato libero, dalla delibera dell'Autorità n. 13/99 e, per i clienti del mercato vincolato, dalla delibera n. 205/99 e sono tali da garantire la copertura dei costi riconosciuti per le attività svolte dal Grtn S.p.A. e per l'adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti effettuati dai proprietari delle reti di trasmissione. La delibera n. 63/00 fissa la parte di tali corrispettivi che viene riconosciuta al Gestore per il finanziamento delle proprie attività nell'anno 2000.

In particolare, la delibera prevede che al Grtn S.p.A. sia riconosciuta, a copertura dei costi riconosciuti per il proprio funzionamento:

- in relazione all'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato, una quota del corrispettivo per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale di cui all'art. 3 della delibera n. 205/99;
- in relazione all'energia elettrica vettoriata, una quota del corrispettivo di potenza previsto dalla delibera n. 13/99, nonché la componente del corrispettivo per l'uso del sistema a copertura dei costi di dispacciamento di cui all'art. 8, comma 8.1, lettera c, della medesima delibera.

I corrispettivi riconosciuti al gestore sono stati determinati, con decorrenza dall'1 aprile 2000 e fino al 31 dicembre 2000, nella misura di 0,50 lire/kWh per i clienti del mercato vincolato e per i clienti del mercato libero, in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti relativi a tutte le attività attualmente svolte direttamente dal Gestore, ovvero le attività connesse al servizio di trasporto e di dispacciamento dell'energia elettrica.

#### Massima capacità di trasporto sulle reti di interconnessione con l'estero

L'Autorità nel corso del 1999 ha avviato, con delibera 14 aprile 1999 n. 43, un'istruttoria conoscitiva in tema di accertamento della massima capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti di interconnessione con l'estero, provvedendo ad attivare il Grtn S.p.A. ai fini della predisposizione di informazioni riguardanti l'argomento. In aggiunta a tale istruttoria, il dlgs.n. 79/99, prevede, tra l'altro, che il Grtn S.p.A. individui le linee elettriche della rete di trasmissione nazionale interconnesse con i sistemi elettrici di altri Stati, distinguendo gli Stati membri dell'Unione europea, e comunichi al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ed alla medesima Autorità le rispettive capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione di energia elettrica nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali, tenuto conto anche dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete.

In ottemperanza a tali disposizioni, il Grtn S.p.A. ha trasmesso all'Autorità una nota recante l'analisi della capacità massima di trasporto di energia elettrica sulle linee di interconnessione con l'estero, rispondendo in tal

modo alle esigenze di acquisizione di notizie e informazioni previste dall'istruttoria conoscitiva avviata con la delibera n. 43/99. L'Autorità ha ritenuto di dover esercitare le proprie funzioni di consultazione e segnalazione al Governo nelle materie di propria competenza inoltrando al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato alcune osservazioni circa la possibilità di ampliare la capacità di trasporto in importazione dell'interconnessione con l'estero soprattutto in relazione al fatto che il Grtn S.p.A. e gli altri gestori di rete hanno ricevuto numerose richieste di vettoriamento per l'importazione di energia elettrica a beneficio di clienti idonei italiani.

Nella maggior parte dei casi tali richieste non hanno potuto essere accolte per il 1999 stante la sostanziale scarsità della suddetta capacità.

L'Autorità ha altresì ribadito l'importanza di promuovere l'accesso di energia elettrica importata destinata al mercato dei clienti idonei italiani in presenza di scarsa disponibilità di energia nazionale a prezzi competitivi.

Tali osservazioni al Governo saranno rese disponibili una volta acquisite informazioni ulteriori circa le possibilità di ampliamento dell'interconnessione soprattutto in relazione ai seguenti aspetti:

- estensione del periodo invernale convenzionale a sette mesi sui dodici annuali, al fine di applicare i valori relativi al periodo invernale della massima capacità di trasporto ad un periodo temporale che si estende per oltre metà dell'anno solare;
- riattivazione, nell'ambito delle funzioni di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, di progetti di ampliamento dell'interconnessione con l'estero elaborati nel passato dall'Enel S.p.A. e non realizzati, quale, ad esempio, il progetto indicato dall'Enel S.p.A. nel 1997 con riferimento al collegamento internazionale a 380 kV tra le stazioni di S. Fiorano (Italia) e Robbia (Svizzera);
- installazione di dispositivi di compensazione sulle linee di interconnessione con l'estero al fine di conseguire un maggior sfruttamento ed un più uniforme utilizzo delle medesime;
- adozione di criteri per il mantenimento della sicurezza della rete interconnessa che, limitatamente ad alcune interconnessioni con l'estero e per determinati periodi di tempo, permettano di derogare, anche parzialmente, al criterio di sicurezza N-1;
- sostituzione di componenti accessori d'impianto che limitano la capacità massima di trasporto su alcuni collegamenti funzionali all'interconnessione con l'estero;
- attribuzione al Grtn S.p.A. nazionale della facoltà di disporre di risorse di generazione nazionali sufficienti a consentire l'adempimento degli impegni contrattuali internazionali a fronte di possibili riduzioni dovute ad eventi

- non programmati della capacità dell'interconnessione con l'estero;
- adozione di metodologie adeguate a precisare le previsioni della domanda complessiva nazionale e a consentire che mediante l'impiego di impianti di generazione elettrica possa essere fornita una risposta più accurata alle variazioni della domanda stessa;
- armonizzazione della gestione e dello sviluppo dell'interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale italiana e quelle degli Stati confinanti, definendo accordi con i gestori delle reti elettriche di trasmissione dei medesimi Stati.

## Direttiva sulla facoltà di recesso

A seguito di segnalazioni pervenute da utenti e produttori di energia elettrica da cui risultava la permanenza, in numerosi contratti di fornitura annuale ad esecuzione continuata, di vincoli contrattuali e tariffari tali a limitare l'esercizio della libertà di scelta del fornitore riconosciuta ai clienti che avevano già acquisito il diritto alla qualifica di cliente idoneo, in data 9 novembre 1999, l'Autorità ha adottato la delibera n. 158 concernente *La facoltà di recesso nei contratti di fornitura annuali, ad esecuzione continuata, di servizi elettrici*.

I sopra menzionati vincoli riguardavano, in particolare, l'impossibilità per i clienti che avevano già acquisito la qualifica di cliente idoneo di recedere unilateralmente e senza oneri dal contratto di fornitura, e le tariffe applicate dall'impresa distributrice nel periodo compreso tra la data di scadenza del contratto annuale di fornitura e quella di avvio del nuovo contratto con un operatore sul mercato libero. Tali tariffe risultavano più onerose per il cliente a causa della mancata applicazione della tariffa multioraria ad utenze soggette a tale tariffa.

La delibera n. 158/99 prevede che i contratti di durata annuale debbano contenere una clausola che contempli il riconoscimento al cliente della facoltà di recesso unilaterale, con onere di preavviso all'impresa distributrice non superiore ad un mese, nel caso in cui, anche in vigenza di contratto, il cliente abbia acquisito la qualifica di cliente idoneo.

La direttiva si applica sia agli utenti che acquisiscono la qualifica di cliente idoneo per effetto delle disposizioni del dlgs. n. 79/99, sia agli utenti che partecipano ad un consorzio o ad una società consortile o fanno parte di un'impresa costituita in forma societaria o di un gruppo di imprese avente la qualifica di cliente idoneo, relativamente ai punti di consumo individuale di energia elettrica per cui tale qualifica ha effetto, come previsto dalla delibera dell'Autorità n. 91/99.

Nella delibera è stato previsto un termine di preavviso non superiore a un mese per permettere al cliente finale, nel caso in cui non sottoscriva un nuovo contratto sul mercato libero, di stipulare un nuovo contratto annuale di fornitura con l'impresa distributrice locale, alle condizioni tariffarie vigenti, evitando di ricorrere a contratti di fornitura di durata inferiore all'anno.

## Condizioni di importazione dell'energia elettrica

L'art. 10, comma 2 del dlgs. n. 79/99 prevede che l'Autorità individui, con proprio provvedimento, le modalità e le condizioni delle importazioni nel caso in cui risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili, tenuto conto di un'equa ripartizione tra mercato vincolato e mercato libero. Sempre con proprio provvedimento l'Autorità è chiamata a fissare le modalità e le procedure per consentire al Grtn S.p.A. di rifiutare l'accesso alla rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica importata a beneficio di un cliente idoneo, qualora nel paese di produzione non sia riconosciuta uguale qualifica alla stessa tipologia di clienti. Il comma 3 dell'art. 10 stabilisce inoltre che l'Autorità emani norme sulla compatibilità ambientale e economica dell'energia elettrica importata da paesi non appartenenti all'Unione europea, tenuto conto delle condizioni di reciprocità.

In data 28 ottobre 1999 l'Autorità ha adottato la delibera n. 162 recante *Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica ai sensi dell'art. 10, commi 2 e 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99*. Con la delibera n. 162/99 l'Autorità ha disciplinato le modalità e le condizioni delle importazioni nonché le procedure che il Grtn S.p.A. deve seguire per la verifica di ammissibilità delle richieste di importazione per l'anno 2000 e la conseguente assegnazione della capacità di interconnessione disponibile per il mercato libero. La delibera stabilisce che la massima capacità di trasporto complessiva sull'interconnessione con l'estero sia destinata per il 65 per cento al mercato vincolato e, per il 35 per cento al mercato libero. I soggetti che intendono usufruire, per l'anno 2000, di un servizio di vettoriamento internazionale per l'importazione o esportazione di energia elettrica sono tenuti a presentare una apposita domanda contenente informazioni relative ai punti di consegna e riconsegna, nonché all'acquisizione, anche in data successiva a quella di presentazione della domanda, della qualifica di cliente idoneo. Le informazioni relative ai punti di consegna e riconsegna rispondono alla necessità sia di identificare il luogo di origine dell'energia elettrica importata, al fine dell'applicazione della clausola di reciprocità, sia di permettere al Grtn S.p.A. una verifica sulla compatibilità delle richieste con la salvaguardia della sicurezza.



za di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Se, dopo aver integralmente soddisfatto le richieste di importazione, a seguito della valutazione positiva del Grtn S.p.A., in ordine alla compatibilità di dette richieste con la salvaguardia della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale e con la massima capacità di trasporto disponibile sull'interconnessione, risulti una capacità residua, ovvero, qualora si renda disponibile della capacità nel corso dell'anno 2000, tale capacità dovrà essere assegnata ai soggetti interessati sulla base dell'ordine di ricevimento delle richieste di importazione. Nel caso in cui, invece, la domanda ecceda la capacità disponibile, tale capacità dovrà essere allocata sulla base di una procedura concorsuale.

Con riferimento alle importazioni di energia elettrica da paesi non appartenenti all'Unione europea, pur ritenendo necessario sottoporre la materia a ulteriori approfondimenti, la delibera n. 162/99 dispone che a partire dall'anno 2001 tali importazioni saranno soggette alle norme in materia di compatibilità ambientale ed economica sulla base di una serie di criteri specificati nella delibera.

Successivamente all'approvazione della delibera n. 162/99, l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare alcune modifiche al fine di eliminare eventuali incertezze interpretative, nonché di prorogare i termini di presentazione delle domande di vettoriamiento internazionale e di verifica delle stesse da parte del Grtn S.p.A.. A tal fine, l'11 novembre 1999 l'Autorità ha adottato la delibera n. 172/99 recante *Modifica della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 28 ottobre 1999, n. 162/99*. In particolare, le modifiche precisano che i consorzi di acquisto dell'energia elettrica godono delle stesse prerogative dei clienti idonei finali e che le condizioni di reciprocità nelle importazioni internazionali vengono sottoposte a verifica alla data di inizio del trasporto di elettricità.

A seguito di comunicazione da parte del Grtn S.p.A. con la quale veniva reso noto l'eccesso della domanda rispetto alla capacità disponibile, con delibera 3 dicembre 1999, n. 180, recante *Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti*, l'Autorità ha previsto l'applicazione di un limite alla detenzione di quote della massima capacità di trasporto disponibile, ai sensi dell'art. 10, comma 2, primo periodo, del dlgs. n. 79/99, e definizione del corrispettivo di cui all'art. 5, comma 5.4, della delibera n. 162/99. L'Autorità ha stabilito che, per ciascun mese solare dell'anno 2000, nessun operatore ha diritto ad una percentuale superiore al 20 per cento della massima capacità disponibile complessiva per nuovi impegni contrattuali di importazione su tutta l'interconnessione con l'estero. Nel caso di paesi confinanti nei confronti dei quali l'insieme delle

richieste di vettoriamiento internazionale risulti superiore alla massima capacità disponibile, la delibera n. 180/99 prevede che, sempre con riferimento a ciascun mese solare dell'anno 2000, la massima capacità disponibile per ciascun operatore non possa superare il 15 per cento.

A seguito della delibera n. 180/99, il Grtn S.p.A. ha comunicato all'Autorità che, dopo essere state eseguite le necessarie rettifiche alle richieste presentate dai soggetti interessati, è emersa l'esistenza di capacità di trasporto residua sull'interconnessione con alcuni paesi confinanti. Conseguentemente l'Autorità, con delibera 16 dicembre 1999 n. 182, recante *Ulteriori disposizioni in materia di assegnazione della capacità di trasporto sull'interconnessione con l'estero per l'anno 2000*, ha proceduto ad un'integrazione delle disposizioni contenute nella delibera n. 180/99. Con la delibera n. 182/99, l'Autorità ha stabilito che, in caso di residua capacità disponibile, questa sia assegnata esclusivamente a soggetti che abbiano già presentato domanda di vettoriamiento internazionale, fermo restante il limite del 20 per cento di cui alla delibera n. 180/99. L'assegnazione è definitiva solo se, entro il 28 dicembre 1999, il soggetto interessato ha comunicato al Grtn S.p.A. la sua accettazione di tutto o di una quota della capacità assegnata, unitamente alle modalità secondo cui intende avvalersi di tale capacità.

## ATTIVITÀ DI CONTROLLO

### Accertamenti tecnici e verifiche sugli impianti

Nel corso del 1999 gli uffici dell'Autorità hanno attivato 70 istruttorie relative ad accertamenti tecnici di cui ai titoli II e V del provvedimento CIP 29 aprile 1992 n. 6 e successive modifiche e integrazioni, con l'obiettivo di definire, su istanza dei soggetti produttori, il prezzo di cessione dell'energia elettrica o una sua maggiorazione rispetto a quello previsto dal punto 3, titolo 2 del medesimo provvedimento CIP n. 6/92. Nello svolgimento di tali istruttorie sono stati eseguiti 11 controlli tecnici sugli impianti al fine di acquisire elementi informativi relativi alla tipologia ed all'entità delle opere eseguite e alla loro correlazione con la funzionalità dell'impianto, allo stato generale dell'impianto, nonché altre informazioni funzionali agli accertamenti tecnici di cui sopra, effettuando dei sopralluoghi presso sette impianti idroelettrici, un impianto fotovoltaico, un impianto di generazione elettrica con turboespansore e due impianti a biogas.

ci rifacimenti di impianti esistenti, tre potenziamenti di impianti idroelettrici, un potenziamento non idroelettrico, due accertamenti dei costi, otto casi di problematiche impiantistiche-economiche analoghe a quelle degli impianti che utilizzano rifiuti solidi urbani (RSU), e ha respinto due istanze di rifacimento di impianto esistente, due istanze di potenziamento di impianto idroelettrico e due istanze di accertamento dei costi.

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 iniziato 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 380 impianti di generazione elettrica in esercizio nel 1998, 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.

È stata inoltre constatata la dismissione di 33 impianti di generazione elettrica assimilati ai sensi del titolo I, del provvedimento CIP n. 6/92, e la non attivazione o la mancata realizzazione alla data del 31 dicembre 1998, di ulteriori 83 impianti per i quali era avvenuta la comunicazione dell'indice energetico da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

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.

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.

Nel 1999 è proseguita l'attività connessa alla determinazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP 14 novembre 1990, n. 34, e sono stati effettuati i sopralluoghi su tutti i 15 impianti di produzione di energia elettrica appartenenti a 8 imprese produttrici-distributrici. In particolare si tratta di un impianto idroelettrico e di quattordici impianti di cogenerazione con teleri-

scaldamento. Relativamente ad un secondo impianto idroelettrico l'impresa produttrice-distributrice ha espresso la volontà di rinunciare alla opzione per il provvedimento CIP 14 novembre 1990 n. 34 a suo tempo effettuata, preferendo l'applicazione dei contributi previsti dal provvedimento CIP n. 6/92.

Con il provvedimento 16 dicembre 1999, n. 183 l'Autorità ha avviato l'istruttoria formale per la determinazione dei contributi che dovrà essere conclusa entro il 21 luglio 2000.

Infine, con riferimento a quanto previsto dall'art. 15 del dlgs. n. 79/99, *Norme transitorie in materia di fonti rinnovabili*, l'Autorità ha avviato il monitoraggio dei provvedimenti adottati dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ai sensi dei commi 1, 3, 4 e 5 del medesimo art. 15.