

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 ⁴ . Per le componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi riconosciuti per queste attività la legge n. 481/95 prevede l'applicazione del metodo del <i>price cap</i> . 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

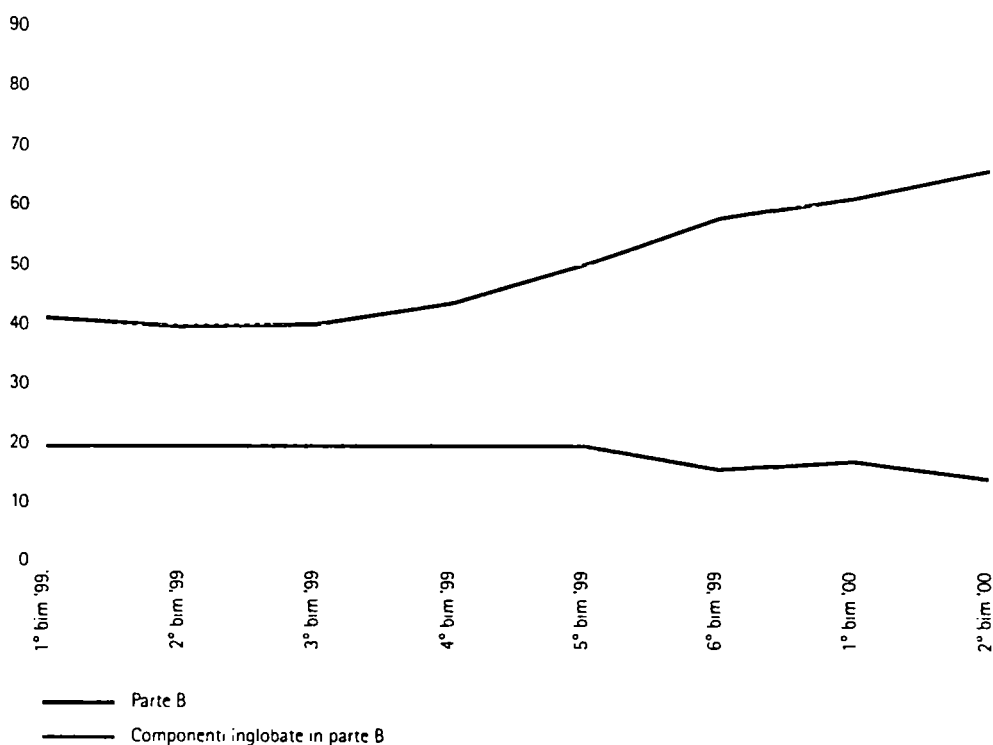
variazione del valore unitario medio nazionale della parte B della tariffa.

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 vettoramento 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.