

PRESUPPOSTI E FONDAMENTI DEL PROVVEDIMENTO PER LA REGOLAZIONE DELLA TARIFFA BASE, DEI PARAMETRI E DEGLI ALTRI ELEMENTI DI RIFERIMENTO PER LA DETERMINAZIONE DEI SERVIZI DI DISTRIBUZIONE E DI VENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI DEL MERCATO VINCOLATO AI SENSI DELL'ARTICOLO 2, COMMA 12, LETTERA e), DELLA LEGGE 14 NOVEMBRE 1995, N. 481

1 Introduzione

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato nel mese di giugno 1997 la consultazione con i soggetti interessati nell'ambito di un procedimento finalizzato a definire un nuovo ordinamento tariffario, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), diffondendo il documento "Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario" (di seguito: documento Criteri) contenente gli obiettivi del nuovo ordinamento ed i criteri che si intendono seguire. Nello stesso mese di giugno si sono tenute le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché gli incontri con gli esercenti.

Coerentemente con gli obiettivi di incremento dell'efficienza nel settore elettrico enunciati nel documento Criteri, l'Autorità, con la deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97 (di seguito: deliberazione n. 70/97) ha introdotto un nuovo sistema per la determinazione dei costi di combustibile riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, ponendo termine al precedente sistema di rimborsi "a piè di lista" e sostituendolo con il riconoscimento di un costo medio del combustibile corrispondente a livelli raggiungibili di efficienza.

Sulla base delle indicazioni emerse dalla prima consultazione e dopo ulteriori elaborazioni, nel mese di marzo 1998 l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione "Linee guida per la regolazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento" (di seguito: documento Linee guida), contenente una prima proposta di riordino del sistema tariffario del settore elettrico italiano. Anche in questo caso i soggetti interessati sono stati invitati a formulare osservazioni e commenti; audizioni ed incontri hanno avuto luogo nel successivo mese di aprile.

Il documento Linee guida e i contributi emersi dalla seconda consultazione hanno costituito il punto di partenza per l'impostazione della raccolta di dati e la verifica dei costi del servizio, che è stata operata con riferimento alle principali imprese distributrici e con il grado di approfondimento necessario per la determinazione dei costi riconosciuti per le attività di generazione, trasporto e vendita dell'energia elettrica e la loro attribuzione alle tipologie di utenza.

Con riferimento al servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e ad alcuni servizi di rete, nel mese di dicembre 1998, l'Autorità ha diffuso, per la consultazione, uno schema di provvedimento sui presupposti e fondamenti della nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche di accesso e uso della rete. Questa ulteriore consultazione è stata ritenuta opportuna in quanto la proposta oggetto della precedente consultazione aveva subito in alcuni punti modifiche significative in seguito ai commenti pervenuti all'Autorità. L'Autorità ha quindi adottato la deliberazione 18

febbraio 1999, n. 13/99 (di seguito: deliberazione n. 13/99), recante la nuova disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete.

Con il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) di attuazione della direttiva 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, è stato riformato il quadro istituzionale e normativo entro cui il nuovo ordinamento tariffario deve inserirsi, tenuto conto dell'evoluzione verso un sistema di prezzi di mercato. Assieme all'analisi dei costi, il nuovo quadro normativo costituisce la base per il regime di regolazione delle tariffe di fornitura agli utenti finali vincolati.

Nel mese di giugno 1999 il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato hanno comunicato all'Autorità l'intenzione di pervenire entro la fine dell'anno al collocamento sui mercati dei capitali di una prima *tranche* dell'Enel Spa ed hanno richiesto che venissero comunicati i criteri della nuova regolazione tariffaria in tempi compatibili con tale quotazione. In risposta alla richiesta avanzata dal Governo, nel mese di settembre 1999 l'Autorità ha diffuso la "Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato" (di seguito: Nota informativa), che illustra i criteri e l'impostazione della regolazione tariffaria che l'Autorità intende adottare nel settore dell'energia elettrica. I criteri tengono conto delle esigenze di sviluppo del servizio di pubblica utilità corrispondenti agli interessi generali del Paese come indicate nel Documento di programmazione economico - finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 - 2003, tra cui l'esigenza di gradualità nella transizione verso il nuovo ordinamento.

Nel mese di novembre 1999 l'Autorità ha emesso un documento per la consultazione "Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati", basato su quanto già esposto nella Nota informativa con riferimento ai clienti finali vincolati. (di seguito: documento per la consultazione). In tale documento l'Autorità ha esposto i criteri di attribuzione alle tipologie di utenza dei costi riconosciuti per lo svolgimento delle attività di generazione, trasporto e vendita dell'energia elettrica. Nello stesso documento l'Autorità ha ripreso e sviluppato le proposte già avanzate nel documento Linee guida, modificandole in alcuni punti sia a seguito delle considerazioni emerse nelle precedenti consultazioni circa la praticabilità delle soluzioni proposte, sia al fine di rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore determinato dal decreto legislativo n. 79/99. Nel successivo mese di dicembre l'Autorità ha tenuto le audizioni speciali delle associazioni di consumatori e utenti, delle associazioni ambientaliste e delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, nonché gli incontri con i soggetti esercenti e ha raccolto le osservazioni e i commenti scritti su quanto prospettato nel documento per la consultazione.

Completato il processo di consultazione, con il provvedimento (di seguito richiamato anche come: presente deliberazione), l'Autorità introduce una nuova disciplina della 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.

L'Autorità sta inoltre predisponendo un documento per la consultazione sulle modalità della perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese distributrici, che prevede di diffondere nei prossimi mesi. Tale perequazione non avrà effetti sulle tariffe pagate dai clienti finali, ma inciderà sui ricavi delle imprese esercenti il servizio di distribuzione.

La presente relazione tecnica comprende, oltre all'introduzione, due capitoli e tre appendici. Nel capitolo 2 vengono sinteticamente esposti i tratti essenziali dell'ordinamento tariffario attualmente in vigore e ne vengono evidenziati i principali limiti, in particolare in relazione ai mutamenti nell'organizzazione del settore dell'energia elettrica che risulteranno dall'attuazione della direttiva 96/92/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996 concernente Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. Nel capitolo 3 viene presentata la nuova disciplina introdotta dalla deliberazione dell'Autorità. L'appendice 1 descrive le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e quelle necessarie per assicurare la gradualità della transizione e l'adeguata redditività delle imprese esercenti il servizio elettrico. Nell'appendice 2 vengono descritte le modalità di determinazione dei costi riconosciuti per l'acquisto, il trasporto e la vendita di energia elettrica e i criteri per l'attribuzione di tali costi alle tipologie di utenza. L'appendice 3 illustra le condizioni per la compatibilità di una opzione tariffaria multioraria con il vincolo V2.

2 La disciplina in vigore prima della deliberazione dell'Autorità

Il regime vigente prevede tariffe all'utenza finale fissate in via amministrativa. L'attuale sistema tariffario ha le sue origini nei provvedimenti di unificazione delle tariffe emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi nell'anno 1953 e, soprattutto, nell'anno 1961. Sull'impianto originario si sono innestate successive modificazioni che hanno portato alla determinazione di un sistema tariffario caratterizzato dalla presenza di numerose classi tariffarie, che presenta alcuni limiti piuttosto evidenti.

Innanzitutto l'ordinamento tariffario vigente mal si adegua ad una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura al mercato del settore elettrico, così come delineato dalla direttiva 96/92/CE, che ha trovato attuazione con il decreto legislativo n. 79/99. Un sistema in cui il prezzo del servizio è fissato in via amministrativa e in termini complessivi, senza distinzione per le fasi che compongono il servizio stesso, non permette infatti quei margini di flessibilità ed imprenditorialità necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta. D'altra parte la regolazione di tali prezzi è necessaria, laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza, 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 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 vigente è caratterizzato da prezzi che in molti casi non riflettono adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza. Per ciascun consumatore la tariffa deve invece essere il "segnale" del costo dell'utilizzo del servizio elettrico.

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 riduzione dei costi non sono goduti dall'impresa, nella forma di più elevata redditività, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.

3 La nuova disciplina per la regolazione delle tariffe di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato

3.1 Quadro normativo

Tra le finalità e le funzioni primarie del mandato attribuito alle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 vi è la definizione di un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, che promuova la tutela degli interessi di utenti e consumatori. Lo stesso comma stabilisce che il sistema tariffario deve armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Nel delineare i principi della riforma del settore dei servizi di pubblica utilità la legge n. 481/95 fissa alcune caratteristiche fondamentali del regime tariffario che dovrà essere determinato dalle Autorità competenti nei diversi settori considerati: in particolare pone in evidenza la configurazione di una potestà tariffaria che, coerentemente con l'esigenza di sviluppare efficienza e concorrenza, deve garantire, anche nelle fasi del servizio dove il prezzo è amministrato, sufficienti margini di flessibilità pur garantendo la necessaria tutela dell'utenza.

In questo quadro l'Autorità di regolazione deve operare determinando una cornice di criteri e parametri nell'ambito della quale deve svilupparsi, attraverso le determinazioni degli esercenti, un sistema tariffario coerente con gli interessi generali.

Questa impostazione trova ulteriore conferma nelle successive disposizioni della legge n. 481/95 che specificamente riguardano i profili tariffari. Al riguardo occorre richiamare le seguenti disposizioni:

- articolo 2, comma 12, lettera e), nel quale si prevede che l'Autorità “stabilisce e aggiorna, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe...”;
- articolo 2, comma 17, nel quale si prevede che per tariffa deve intendersi il prezzo massimo unitario al netto delle imposte;
- articolo 3, comma 2, nel quale si prevede che “per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica, i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza sono identici sull'intero territorio nazionale”;
- articolo 2, comma 12, lettera e), e articolo 3, comma 4, nei quali si prevede che gli esercenti presentano all'Autorità entro il mese di settembre di ogni anno le proposte aventi ad oggetto le tariffe da applicare nell'anno successivo e che l'Autorità si pronuncia su tali proposte entro un termine predefinito, intendendosi le stesse approvate qualora la pronuncia non intervenga nel suddetto termine.

Dalle suddette norme si ricavano gli elementi portanti della struttura delle determinazioni tariffarie previste dalla legge n. 481/95:

- a) l'Autorità di regolazione deve predisporre una cornice di criteri e parametri (tariffa base, ecc.);

- b) entro la cornice sub a) gli esercenti determinano le condizioni economiche da praticare all'utenza;
- c) le suddette condizioni economiche, per poter entrare in vigore, debbono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità;
- d) il principio dell'unicità della tariffa che deve essere inteso nel senso di unicità dei criteri e dei vincoli di determinazione per ogni tipologia di utenza sul territorio nazionale, diversamente essendo inapplicabile tanto la finalità generale di garantire la necessaria flessibilità quanto la previsione, che ne costituisce diretta espressione, secondo cui gli esercenti determinano, nei limiti della cornice regolatoria, le diverse opzioni tariffarie sottoponendole all'approvazione dell'Autorità.

3.2 Criteri generali per la definizione del nuovo ordinamento tariffario

L'esame delle disposizioni della legge n. 481/95 consente di ricavare i criteri ai quali l'Autorità deve uniformare le determinazioni di propria competenza.

Dai principi generali dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, nel quale si prevede che l'Autorità debba assumere le proprie decisioni salvaguardando l'economicità e la redditività degli esercenti, si desume che i parametri e i criteri che danno forma alla cornice regolatoria devono essere determinati con riferimento ai costi.

Il principio secondo cui le determinazioni tariffarie devono comunque promuovere l'efficienza consente di ricavare due criteri complementari: da una parte, l'esigenza di garantire efficienza nella produzione e nella erogazione del servizio determina la necessità di ricorrere al criterio dei costi standard; dall'altra, l'esigenza di garantire efficienza nella fruizione del servizio, impone la necessità di strutturare un sistema che garantisca la necessaria flessibilità tariffaria.

In questo contesto, nel determinare la "tariffa base", cioè la parte dell'esborso a carico dei clienti del servizio elettrico al netto delle componenti a copertura degli oneri sostenuti per finalità di interesse generale e delle componenti a copertura dei costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica, l'Autorità fa riferimento ai seguenti aspetti:

- a) obiettivo dell'efficienza, attraverso:
 - la determinazione dei ricavi complessivi che i distributori possono ottenere dalla fornitura del servizio elettrico sulla base dei costi riconosciuti, in luogo dei costi effettivamente sostenuti utilizzati come riferimento nel regime attuale;
 - la concessione di margini di flessibilità per i distributori nell'articolazione delle opzioni tariffarie offerte ai clienti finalizzata a consentire l'allineamento dei prezzi del servizio elettrico ai costi sostenuti per la sua fornitura, in funzione delle caratteristiche del prelievo di energia elettrica di ciascun cliente;
- b) livelli di qualità del servizio, disciplinati con apposita delibera;
- c) condizioni di economicità e redditività delle imprese, attraverso l'individuazione dei costi standard rilevanti per le determinazioni tariffarie coerenti con una adeguata redditività per le imprese esercenti il servizio elettrico;
- d) esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica che corrispondono agli interessi generali del Paese (come indicate nel Documento di programmazione economico - finanziaria relativo alla manovra di finanza pubblica per gli anni 2000 – 2003, presentato dal Presidente del Consiglio dei ministri l'1 luglio 1999 e nelle risoluzioni con cui il Senato della Repubblica in data 28 luglio 1999 e la Camera dei deputati in

data 29 luglio 1999 lo hanno approvato) attraverso l'introduzione di elementi di gradualità nell'allineamento dei ricavi tariffari ai costi riconosciuti;

- e) adeguata diffusione del servizio, tenendo conto del vincolo di uniformità tariffaria sull'intero territorio nazionale, stabilito dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95, reso compatibile con la garanzia delle condizioni di economicità e redditività delle imprese di distribuzione aventi costi unitari diversi, in quanto operanti in aree diverse del territorio nazionale, attraverso un sistema di perequazione le cui caratteristiche saranno oggetto di consultazione nel prossimo futuro;
- f) principio della gradualità per i clienti, prevedendo che le variazioni degli esborsi a carico dei clienti per la fruizione del servizio elettrico dovute all'introduzione del nuovo ordinamento abbiano luogo con gradualità.

Con riferimento ai costi relativi all'acquisto di energia elettrica l'Autorità determina il meccanismo di trasferimento ai clienti vincolati di tali costi ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95.

Il nuovo ordinamento tariffario dovrà altresì consentire l'acquisizione di risorse economiche per realizzare finalità generali, determinando puntualmente le prestazioni patrimoniali cui saranno tenuti i clienti vincolati per finalità diverse dalla remunerazione del servizio fruito.

Al riguardo l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità determina "le modalità per il recupero dei costi del servizio elettrico eventualmente sostenuti nell'interesse generale in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".

A tale proposito l'Autorità dispone di una ulteriore potestà avente ad oggetto l'imposizione di prestazioni patrimoniali funzionali alla realizzazione di finalità di interesse generale, in questo caso anche nei confronti della clientela idonea. Il decreto legislativo n. 79/99, riconosce infatti all'Autorità la potestà di adeguare la misura del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale al fine di garantire la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico; in altri termini di imporre prestazioni patrimoniali attraverso le quali acquisire le risorse economiche necessarie al sostenimento dei costi di finalità generali del sistema.

Costituiscono quindi "oneri generali afferenti al sistema elettrico" quegli oneri funzionali al perseguimento di finalità di interesse generale che si ritiene debbano gravare sia sui clienti vincolati che su quelli idonei. Costituiscono invece "costi sostenuti nell'interesse generale" quegli oneri funzionali al perseguimento di finalità di interesse generale che si ritiene debbano gravare solo sui clienti vincolati.

Gli oneri generali afferenti al sistema elettrico debbono essere preventivamente individuati in base ad un decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, adottato su proposta dell'Autorità. Tale proposta è stata formalmente adottata, e inoltrata al Ministro competente, con le delibere 20 settembre 1999, n. 138/99 e 22 dicembre 1999, n. 192/99.

Nella sua proposta l'Autorità ha individuato i seguenti oneri:

- i) la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di generazione di energia elettrica, limitatamente alla quota non recuperabile a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE;

- ii) la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva 96/92/CE, dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, già realizzati alla data del 19 febbraio 1997, di proprietà di imprese produttrici-distributrici e non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989, n. 15, 14 novembre 1990, n. 34, e 29 aprile 1992, n. 6 (di seguito rispettivamente provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990, n. 6/1992);
- iii) i costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, in quanto svolte dalla società costituita a tal fine dall'Enel Spa a norma dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 79/99;
- iv) i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- v) i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale;
- vi) gli oneri derivanti dall'applicazione di condizioni tariffarie speciali per le forniture di energia elettrica previste dalle norme primarie richiamate nell'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione n. 70/97, e dal decreto 19 dicembre 1995 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Sebbene non compresi nella proposta dell'Autorità, hanno natura di oneri generali afferenti al sistema elettrico, in base all'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, anche gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

A parità di contenuto patrimoniale, le modalità di copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico devono ovviamente essere diverse per i clienti idonei e per quelli del mercato vincolato. Mentre nel primo caso l'imposizione deve avvenire mediante maggiorazioni dei corrispettivi dovuti al gestore per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale, per i clienti del mercato vincolato che non acquistano direttamente il servizio di trasporto dell'energia elettrica bisogna prevedere esplicite componenti tariffarie. Nel provvedimento proposto queste componenti sono indicate con la lettera A, mentre le componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale sono indicati con le lettere UC.

L'Autorità, non essendo ancora stato emanato il decreto di individuazione di tali oneri da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, ha rinviato l'attivazione, come si vedrà più oltre nella relazione, di alcune delle componenti tariffarie previste nel documento di consultazione e destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (si veda l'appendice 1).

Per quanto riguarda i criteri d'aggiornamento, ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95, la parte della tariffa destinata alla copertura dei costi riconosciuti per l'acquisto dell'energia elettrica viene aggiornata secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità. Per la parte non coperta dalla suddetta disposizione l'aggiornamento deve avvenire in applicazione del metodo del "price-cap" sulla base dei seguenti parametri:

- a) tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- b) obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale.

Nel definire la disciplina del metodo del "price-cap" l'Autorità dovrà fare riferimento ad ulteriori elementi individuati nell'articolo 2, comma 19, della legge n. 481/95, ciò comportando la possibilità di modulare regimi di deroga alla struttura ordinaria del metodo. Tali elementi sono in particolare:

- a) recupero di qualità del servizio rispetto a standard prefissati per un periodo almeno triennale;

- b) costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- c) costi derivanti da interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

3.3 Tipologie di utenza

Nell'articolo 2 del provvedimento proposto vengono definite nove classi di fornitura, denominate tipologie di utenza. Come illustrato nelle sezioni 3.4.1 e 3.4.2 le tipologie di utenza sono rilevanti:

- per il controllo del rispetto dei vincoli tariffari (definiti nel paragrafo seguente) da parte dell'impresa distributrice;
- per la determinazione dell'insieme dei clienti a cui devono essere offerte in maniera non discriminatoria le stesse opzioni tariffarie.

La suddivisione dei clienti per tipologie adottata si basa su tre criteri:

- a) il livello di tensione a cui avviene la fornitura;
- b) il tipo di uso, limitatamente agli usi domestici e agli usi di illuminazione pubblica;
- c) la possibilità dei clienti di scegliere di approvvigionarsi di energia elettrica da un distributore diverso dal distributore locale, secondo quanto stabilito dal decreto legislativo n. 79/99, limitatamente alle tipologie di utenza diverse dagli usi per illuminazione pubblica e dagli usi domestici.

I tre criteri sono finalizzati a raggruppare insieme di clienti sufficientemente omogenei in termini di profilo e di elasticità della domanda, ai fini dell'efficacia del meccanismo di regolazione tariffaria adottato, per indurre l'offerta di opzioni tariffarie che riflettano i costi del servizio e per limitare le possibilità di discriminazione di prezzo. In particolare la distinzione tra clienti vincolati e clienti potenzialmente idonei è finalizzata ad evitare che la presenza all'interno di una stessa tipologia di utenza di clienti che devono rimanere nel mercato vincolato e di clienti potenzialmente idonei induca il distributore ad attuare discriminazioni di prezzo a favore di questi ultimi.

3.4 Regolamentazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati diversi da quelli per usi domestici in bassa tensione

Il meccanismo di regolazione definito dall'Autorità è basato su un sistema di vincoli ai prezzi praticati dalle imprese distributrici per le forniture ai clienti vincolati, con un regime generale applicabile a tutte le tipologie di utenza, ad eccezione delle utenze domestiche per le quali è previsto un regime di maggiore salvaguardia.

Questa sezione illustra gli elementi principali del sistema regolatorio delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati diversi da quelli per usi domestici in bassa tensione.

Il regime prevede che, per ciascuna impresa:

- a) gli introiti complessivi derivanti da vendite a clienti appartenenti ad una tipologia siano non superiori ad un valore massimo o "tetto" fissato dall'Autorità; tale tetto è definito come limite agli introiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti all'impresa per la fornitura

a quella tipologia di utenza e dei costi per il finanziamento di finalità di interesse generale (vincolo V1, descritto nella sezione 3.4.2);

- b) tra le opzioni tariffarie offerte ai clienti di ciascuna tipologia ve ne sia almeno una, definita “opzione tariffaria base”, che consenta a ciascun cliente di non pagare più di un valore massimo o “tetto” fissato dall’Autorità (vincolo V2, descritto nella sezione 3.4.4).

Il “tetto” specificato dai vincoli tariffari dipende dalle caratteristiche (in termini di energia prelevata, potenza impegnata, numero di clienti) delle forniture cui essi si riferiscono. I parametri che li definiscono sono uniformi sul territorio nazionale. Il loro aggiornamento è: predeterminato per un periodo inizialmente di quattro anni (metodo del “price-cap”) per la quota relativa ai costi di distribuzione e vendita sostenuti direttamente dalle imprese distributrici; annuale per la quota relativa al costo dei servizi di trasporto acquistati dall’impresa distributtrice; continuo per la quota relativa al costo di acquisto dell’energia elettrica e discrezionale, sulla base delle necessità di gettito, per i costi per il finanziamento di finalità di interesse generale.

3.4.1 Offerta di opzioni tariffarie

L’opzione tariffaria è l’insieme di tutti i corrispettivi unitari che determina l’esborso a carico del cliente per il servizio di fornitura dell’energia elettrica (articolo 1.1, lettera k)). I corrispettivi intesi a copertura dei costi riconosciuti per il servizio di fornitura dell’energia elettrica sono fissati dall’impresa distributtrice, nel rispetto delle regole stabilite all’articolo 5 e dei vincoli V1 e V2, e previa approvazione da parte dell’Autorità ai sensi del comma 5.4. I corrispettivi relativi alle componenti tariffarie A e UC, funzionali alla realizzazione di finalità di interesse generale, e alle componenti GR per la gradualità della transizione al nuovo ordinamento (articolo 3), sono invece fissati dall’Autorità.

L’articolo 5 fissa alcune regole che devono essere rispettate nell’offerta delle opzioni tariffarie:

- a) ai clienti appartenenti a ciascuna tipologia deve essere offerta almeno una opzione tariffaria “base”. Le opzioni tariffarie base:
- possono prevedere solo corrispettivi riferiti alle caratteristiche elettriche della fornitura (comma 5.4), quali ad esempio l’energia elettrica prelevata, la potenza impegnata e il profilo temporale del prelievo.
 - devono essere compatibili con il vincolo V2 che pone, per ciascuna tipologia di utenza, un tetto all’onere che il distributore può imporre a ciascun cliente di quella tipologia per il servizio di fornitura dell’energia elettrica.

Gli esercenti possono offrire anche ulteriori opzioni tariffarie, denominate “speciali”. Tali opzioni:

- non sono soggette al controllo di compatibilità con il vincolo V2;
 - possono consentire all’impresa, previa approvazione dell’Autorità secondo le modalità stabilite all’articolo 10, di realizzare i maggior ricavi a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base;
- b) le opzioni tariffarie, base e speciali, destinate a clienti appartenenti ad una tipologia di utenza devono essere offerte dall’esercente in maniera non discriminatoria a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia. Inoltre, per effetto del secondo periodo del comma 5.2, le opzioni tariffarie offerte ai clienti potenzialmente idonei devono essere offerte anche ai clienti vincolati allacciati allo stesso livello di tensione, e viceversa;

- c) le opzioni tariffarie base e speciali devono essere offerte nel rispetto del Codice di condotta commerciale da adottarsi ai sensi dell'articolo 4. Per maggior tutela dei consumatori l'offerta di opzioni tariffarie speciali è consentita solo dopo l'approvazione da parte dell'Autorità del Codice di condotta commerciale (comma 18.7);
- d) l'esercente non può sospendere l'offerta di opzioni tariffarie nel corso dell'anno o modificarne le caratteristiche senza la preventiva autorizzazione dell'Autorità;
- e) le opzioni tariffarie base e speciali offerte a ciascuna tipologia di utenza devono essere compatibili con il vincolo V1 relativo alla stessa tipologia;
- f) l'impresa di distribuzione 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.

3.4.2 Vincolo V1

Gli articoli 6 e 9 definiscono le condizioni che devono essere soddisfatte affinché l'insieme delle opzioni tariffarie offerte ai clienti appartenenti a ciascuna tipologia in un anno rispetti il vincolo V1, nonché gli adempimenti a carico dell'impresa nel caso di violazione del vincolo V1.

Per ciascuna tipologia di utenza ad eccezione dell'utenza domestica alimentata in bassa tensione, il vincolo V1 pone un tetto all'ammontare annuo dei ricavi tariffari che le imprese distributrici possono realizzare dal complesso dei clienti appartenenti alla stessa tipologia, al netto di quelli derivanti dall'applicazione delle aliquote GR per la gradualità della transizione al nuovo ordinamento. La verifica del rispetto del vincolo V1 in un anno avviene entro il 31 luglio dell'anno successivo.

L'insieme delle opzioni tariffarie offerte ai clienti appartenenti a ciascuna tipologia in un anno t è compatibile con il vincolo V1 se i ricavi effettivi ottenuti nell'anno t dall'impresa distributtrice dai clienti appartenenti alla tipologia sono inferiori ai ricavi ammessi. Il comma 9.2 indica come determinare i ricavi effettivi ai fini del controllo del rispetto del vincolo V1; questi sono pari alla somma dei:

- i) ricavi, come riportati nel bilancio di esercizio, ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi previsti dalle opzioni tariffarie, ad esclusione:
 - delle componenti tariffarie compensative in favore dei clienti che godono di regimi tariffari speciali, per la parte a carico delle imprese distributrici (si veda la successiva sezione 3.4.6);
 - dei ricavi derivanti dalle componenti tariffarie GR per la gradualità;
- ii) ricavi derivanti dall'applicazione di penalità per prelievi di potenza maggiori del livello contrattualmente impegnato e i ricavi riferiti ai prelievi di energia reattiva.

Si noti che, poiché le componenti A e UC costituiscono partite di giro per l'impresa, il gettito derivante dalla loro applicazione non partecipa alla formazione dei ricavi ammessi.

E' opportuno definire un'opzione tariffaria chiamata TV1, che ha carattere puramente strumentale e che quindi non esisterà nella realtà. Essa è definita come l'opzione che assicura, per ciascuna tipologia di utenza, la copertura dei costi medi nazionali riconosciuti per l'acquisto, il trasporto e la vendita dell'energia elettrica. Poiché il costo dell'acquisto risulta dall'andamento del mercato elettrico all'ingrosso (e prima che esso esista, dall'andamento dei costi dei combustibili fossili), esso non è determinabile a priori, e per questo motivo un'opzione TV1 non potrà, in pratica, essere offerta. Tuttavia il riferimento ad essa è utile al fine del controllo del rispetto del vincolo V1.

Il comma 9.3 indica come determinare i ricavi ammessi dai clienti appartenenti ad una tipologia ai fini del controllo del rispetto del vincolo V1; questi sono pari alla somma dei:

- i) ricavi, calcolati sulla base del numero dei clienti e dell'energia elettrica venduta riportati nel bilancio di esercizio, che risulterebbero nello stesso anno dall'applicazione dei corrispettivi dell'opzione tariffaria TV1, ad esclusione dei corrispettivi delle componenti A e UC; tale esclusione è necessaria per ottenere una grandezza confrontabile con i ricavi effettivi;
- ii) maggiori ricavi ammessi, ai sensi del comma 10.1, nello stesso anno a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base.

Per quanto riguarda, in particolare, i costi di acquisto dell'energia elettrica, sarà disciplinato con un apposito provvedimento un meccanismo di conguaglio destinato a correggere i ricavi ammessi in funzione del profilo effettivo di prelievo delle tipologie di utenza servite dal distributore.

L'opzione tariffaria TV1 è caratterizzata, in ciascun anno e per ciascuna tipologia di utenza c , dall'insieme dei parametri:

$$TV1^c \equiv \{ \rho_1^c, \rho_3^c, \gamma^c \overline{PG}, A^c, UC^c \}$$

dove:

- ρ_1^c , espresso in lire per cliente per anno, rappresenta un corrispettivo fisso per cliente a copertura dei costi di vendita e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione;
- ρ_3^c , espresso in lire per kWh, rappresenta un corrispettivo riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete dai clienti della tipologia a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione;
- $\gamma^c \overline{PG}$, espresso in lire per kWh, rappresenta un corrispettivo riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete dai clienti della tipologia a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica:
 - il parametro γ^c riflette il profilo di carico e la tensione di fornitura dei clienti appartenenti alla tipologia c , in quanto determinanti rispettivamente i costi di produzione dell'energia elettrica, diversificati di ora in ora in funzione della domanda complessiva, e le perdite di trasporto dell'energia elettrica;
 - il parametro \overline{PG} rappresenta il prezzo medio nazionale di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nell'anno cui il vincolo V1 si riferisce.
- $A^c = \{ {}^n A^c, {}^e A^c \}$ rappresenta il vettore dei corrispettivi, in parte fissi per cliente (con apice n) e in parte riferiti all'energia elettrica prelevata (con apice e), a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico per la tipologia c ;
- $UC^c = \{ {}^n UC^c, {}^e UC^c \}$ rappresenta il vettore delle ulteriori componenti per i clienti della tipologia c .

L'opzione tariffaria TV1 non include quindi le componenti tariffarie GR, attraverso le quali viene assicurata gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario rispetto ai livelli tariffari vigenti il 31 dicembre 1999. L'esclusione dalla opzione tariffaria TV1 delle componenti GR è necessaria per rendere il valore dei ricavi ammessi ottenuto dalla sua applicazione confrontabile con il valore dei ricavi effettivi. In questo modo le disposizioni relative alla gradualità del nuovo ordinamento tariffario rispetto ai livelli tariffari unitari vigenti il 31 dicembre 1999, come anche quelle relative

alle componenti A e UC, non hanno alcuna conseguenza in termini di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte dall'impresa.

Il valore della componente tariffaria $\gamma \overline{PG}$ è noto solo al termine dell'anno cui esso si riferisce in quanto il parametro \overline{PG} è determinato alla fine dell'anno dall'Autorità in misura pari alla media ponderata dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, in cui per la ponderazione sono utilizzate le quantità di energia elettrica vendute complessivamente in Italia in ciascun bimestre ai clienti del mercato vincolato.

I criteri per l'attribuzione alle tipologie di utenza, nel calcolo delle opzioni tariffarie TV1, dei costi riconosciuti per l'acquisto, il trasporto e la vendita di energia elettrica sono descritti nell'appendice 2.

Qualora i ricavi effettivi ottenuti dall'impresa dai clienti appartenenti ad una tipologia in un anno risultino superiori ai ricavi ammessi è previsto un meccanismo di restituzione ai clienti dei ricavi eccedentari (commi 9.4 e 9.5) aumentati applicando un tasso di interesse pari al tasso ufficiale di sconto maggiorato di una penalità graduata in funzione dell'entità della violazione del vincolo. Anche le modalità di restituzione all'utenza dei ricavi eccedentari variano in funzione dell'entità della violazione del vincolo; in particolare:

- a) qualora i ricavi eccedentari non superino il 5% dei ricavi ammessi, la restituzione avviene attraverso una riduzione nella stessa percentuale delle componenti diverse da A, UC e GR di tutte le opzioni tariffarie offerte ai clienti appartenenti alla tipologia nell'anno successivo a quello in cui la violazione del vincolo V1 ha avuto luogo; beneficiano quindi del rimborso i clienti serviti nell'anno successivo a quello in cui la violazione del vincolo V1 ha avuto luogo. Rispetto a quanto previsto nel documento di consultazione del novembre scorso, sono stati anticipati i tempi per l'effettuazione di tali rimborsi, al fine di ridurre le differenze tra l'insieme dei clienti cui sono state applicate le tariffe incompatibili con il vincolo V1 e quello dei clienti che beneficiano del rimborso.
- b) qualora i ricavi eccedentari superino il 5% dei ricavi ammessi, della restituzione beneficiano i clienti appartenenti alla tipologia serviti dall'impresa distributrice al 31 dicembre dell'anno in cui il vincolo V1 è stato violato. Nel caso di clienti che dopo quella data abbiano cessato la loro fornitura, gli esercenti dovranno utilizzare la normale diligenza per effettuare il rimborso dovuto.

Al meccanismo di penalità nella forma di maggiorazioni del tasso di interesse rilevante per il calcolo dell'ammontare di ricavi da rimborsare ai consumatori è prevista una deroga per il primo anno di applicazione del vincolo (comma 18.6), ritenuta necessaria per consentire agli esercenti una adeguata sperimentazione di strumenti tariffari del tutto innovativi rispetto al passato.

3.4.3 Componenti dell'opzione tariffaria TV1 a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica

La copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato sarà garantita a regime dalla componente $\gamma^c \overline{PG}$ dell'opzione tariffaria TV1, come descritto nel paragrafo precedente. In attesa che si raggiunga l'assetto definitivo di mercato, in un primo periodo l'acquisto di energia elettrica per i clienti vincolati da parte delle imprese distributrici viene effettuato con la produzione dei propri impianti oppure, qualora insufficiente, mediante acquisti da Enel Spa, la quale, fino alla data di assunzione da parte dell'acquirente unico della funzione di garante della

fornitura dei clienti vincolati, assicura la fornitura ai distributori sulla base dei vigenti contratti e modalità, ai sensi dell'art. 4, comma 9 del decreto legislativo n. 79/99.

In questo primo periodo deve pertanto essere mantenuta una regolazione diretta dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai generatori alle imprese distributrici. Nella prospettiva della liberalizzazione è però opportuna la soppressione dell'attuale meccanismo per la copertura dei costi variabili di generazione dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato introdotto con la deliberazione n. 70/97. Tale meccanismo origina infatti una valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali idroelettriche inferiore a quella dell'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali termoelettriche e ciò non è compatibile con la possibilità offerta ai generatori di destinare l'energia prodotta con gli impianti idroelettrici al mercato libero. D'altro canto la soppressione del meccanismo introdotto con la deliberazione n. 70/97 rende necessari interventi correttivi volti ad evitare che tale maggiore valorizzazione possa comportare aumenti del costo del servizio per l'utenza vincolata.

In questo senso, nella prospettiva della liberalizzazione della generazione dell'energia elettrica, un risultato equivalente a quello che si ottiene con l'attuale meccanismo di copertura dei costi variabili di generazione in termini di valorizzazione differenziata della produzione termoelettrica e idroelettrica convenzionale, e che non comporta un aumento degli oneri per l'utenza, può essere ottenuto attraverso opportune maggiorazioni dei corrispettivi per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale previsti all'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, a carico dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici convenzionali. Essendo la definizione di tali maggiorazioni subordinata all'emanazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, in cui sono individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ai sensi dell'art. 3, comma 11 del decreto legislativo n. 79/99, temporaneamente la deliberazione proposta non dispone l'eliminazione del meccanismo introdotto con la deliberazione dell'Autorità n. 70/97. Di conseguenza la copertura dei costi variabili di generazione dell'energia elettrica continua ad essere assicurato dal gettito derivante dall'applicazione della parte B della tariffa, raccolta dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico, e redistribuita ai generatori, in maniera differenziata in funzione della fonte primaria convenzionale utilizzata.

3.4.5 Vincolo V2

Gli articoli 7 e 8 stabiliscono le condizioni che devono essere soddisfatte affinché una opzione tariffaria base sia compatibile con il vincolo V2. A differenza del vincolo V1, che regola introiti e ricavi ottenuti dal complesso dei clienti di ogni tipologia, il vincolo V2 tutela il singolo cliente. Il vincolo V2 pone infatti, per ciascuna tipologia di utenza, un tetto all'onere che il distributore può imporre a ciascun cliente di quella tipologia per il servizio di fornitura dell'energia elettrica. Inoltre, a differenza del vincolo V1, la verifica di compatibilità di ciascuna opzione tariffaria base offerta ad una tipologia di clienti con il vincolo V2 relativo a tale tipologia avviene prima dell'avvio della sua offerta.

Il vincolo V2 identifica, per ciascuna tipologia, una tariffa di riferimento TV2 e richiede che nessuna opzione tariffaria base possa comportare per il cliente, per qualsiasi livello di consumo di energia elettrica e di potenza impegnata, un esborso (al netto delle imposte) superiore a quello risultante dall'applicazione di questa tariffa. Considerando che il distributore ha l'obbligo di offrire almeno una opzione tariffaria base, la possibilità di selezionare una tale opzione base costituisce tutela anche per i clienti che scelgono di essere serviti attraverso opzioni tariffarie speciali. A

differenza della opzione tariffaria TV1 che ha carattere puramente strumentale, la tariffa TV2, essendo definita *ex ante* in tutte le sue componenti, fatta salva la verifica del rispetto del vincolo V1, potrebbe essere applicata dall'esercente.

La nozione di potenza impegnata rilevante ai fini del controllo della compatibilità con il vincolo V2 delle opzioni tariffarie base viene innovata rispetto a quella tradizionale per i clienti con potenza disponibile superiore a 37,5 kW, per i quali, ai sensi del provvedimento CIP n. 36/79 sono installati gruppi di misura che consentono la registrazione della potenza massima prelevata. Per tali clienti la potenza impegnata è definita come il valore massimo della potenza prelevata nell'anno. Tale previsione è finalizzata ad evitare possibili comportamenti distorsivi tendenti ad eludere il vincolo V2. Vi è infatti motivo di ritenere che i costi sostenuti dall'impresa distributrice per la fornitura del servizio elettrico ad un cliente possano dipendere:

- dalla potenza *disponibile* per quel cliente, stabilita in fase di allacciamento, in quanto determinante della massima potenza che lo stesso cliente potrebbe assorbire dalla rete di distribuzione in qualsiasi momento; la potenza disponibile per un cliente è tanto più rilevante, come determinante del costo di una infrastruttura di rete, quanto più tale infrastruttura è specificamente dedicata alla fornitura dello stesso cliente;
- dalla potenza massima *effettivamente* prelevata, tenendo conto della contemporaneità dei prelievi di tutti i clienti, per quanto riguarda il dimensionamento delle infrastrutture condivise.

Poiché la potenza contrattualmente impegnata non costituisce una determinante diretta dei costi sostenuti dal distributore, qualora tale nozione fosse considerata rilevante ai fini del controllo di compatibilità delle opzioni tariffarie con il vincolo V2, le imprese distributrici potrebbero trovare conveniente mettere in atto politiche tariffarie e commerciali volte ad aumentare l'impegno di potenza dei clienti, senza che ciò comporti maggiori costi di fornitura del servizio elettrico, per allentare il vincolo V2 e praticare più elevate componenti tariffarie espresse in lire/kWh.

Le imprese hanno comunque la possibilità di controllare il massimo prelievo di potenza da parte dei clienti allacciati alle loro reti, in quanto:

- la potenza massima disponibile costituisce un limite superiore al prelievo di potenza dell'utente, il cui superamento può comportare la disalimentazione;
- possono essere applicate opzioni tariffarie multiorarie o non lineari nelle componenti riferite alla potenza impegnata, ad esempio dipendenti dal numero di ore dell'anno in cui la potenza prelevata assume valori superiori ad un prefissato limite.

L'illustrazione delle condizioni per la compatibilità di una opzione tariffaria con il vincolo V2 è contenuta nell'appendice 3.

3.4.6 Componenti tariffarie GR

Nel regime attualmente in vigore il livello delle tariffe applicate ai clienti appartenenti ad alcune classi di fornitura si discosta, in alcuni casi significativamente, dai corrispondenti costi attribuibili agli stessi clienti.

Poiché la determinazione dei vincoli tariffari da parte dell'Autorità è basata sul principio della corrispondenza delle tariffe ai costi, le opzioni tariffarie compatibili con i vincoli V1 e V2 possono comportare, in assenza di ulteriori previsioni, sensibili variazioni rispetto al passato dell'onere per il servizio elettrico a carico dei clienti appartenenti ad alcune classi tariffarie.

L'Autorità ritiene opportuno che tali variazioni abbiano luogo con gradualità, anche per consentire l'eventuale adattamento dei processi produttivi ad alta intensità energetica alle mutate condizioni di acquisto. A questo fine sono introdotte nell'articolo 3 le componenti tariffarie GR, distinte con

riferimento alle classi tariffarie previste nell'ordinamento vigente al 31 dicembre 1999, che dovranno essere applicate dalle imprese distributrici.

Alle classi di utenza a cui, nel vecchio ordinamento tariffario, sono applicate tariffe inferiori ai corrispondenti costi del servizio elettrico, per le quali quindi l'introduzione del nuovo ordinamento comporterà un significativo aumento degli esborsi per il servizio elettrico, sarà applicata una componente tariffaria di segno negativo a parziale bilanciamento dei maggiori esborsi derivanti dall'applicazione delle opzioni tariffarie offerte nel rispetto dei vincoli V1 e V2. Una componente tariffaria analoga, ma di segno positivo, si applicherà all'insieme dei clienti appartenenti alle classi che, per effetto dell'introduzione del nuovo ordinamento tariffario, godono di riduzioni negli esborsi per il servizio elettrico rispetto al regime precedente.

Nel documento di consultazione "Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati", l'Autorità proponeva che l'applicazione delle componenti tariffarie GR negative fosse limitata ai contratti di fornitura in essere il 31 dicembre 1999. Sulla base delle risposte al predetto documento di consultazione ricevute sull'argomento, l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere l'applicazione delle componenti per la gradualità a tutte le forniture.

L'applicazione delle componenti per la gradualità sarà avviata contestualmente all'introduzione delle opzioni tariffarie fissate dalle imprese nel rispetto del vincolo V1 e V2, al termine del periodo transitorio di 6 mesi in cui i distributori dovranno applicare tariffe fissate dall'Autorità (si veda la sezione 3.4.7.).

Le componenti GR negative da applicarsi nell'anno 2000 sono state determinate in modo da lasciare invariato l'onere per il servizio elettrico a carico del cliente medio appartenente alla classe di fornitura rispetto all'onere che risulterebbe per lo stesso cliente dall'applicazione delle tariffe in vigore al 31 dicembre 1999, a parità di caratteristiche della fornitura e di costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (Ct) di cui al comma 6.5 della deliberazione dell'Autorità n. 70/97.

Le componenti GR vengono dimezzate a partire dall'1 gennaio 2001 e cesseranno di essere applicate il 31 dicembre dello stesso anno.

3.4.7 Componenti A e UC

Nella presente deliberazione sono state previste apposite componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale destinate a finanziare i conti di gestione istituiti o da istituire presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico. L'elenco delle componenti A e UC applicate a ciascuna tipologia di utenza viene evidenziato nell'Appendice 1 della presente relazione tecnica.

Rispetto a quanto indicato nel documento di consultazione va rilevato che la mancata definizione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato delle modalità di copertura dei costi non recuperabili da riconoscersi alle imprese produttrici-distributrici di energia elettrica non ha permesso di attivare la componente A6 a questo scopo prevista.

Le componenti A vanno poste a carico di tutti gli utenti, liberi e vincolati. Per gli utenti liberi l'imposizione dovrà avvenire mediante l'attivazione da parte dell'Autorità di maggiorazioni dei corrispettivi dovuti al gestore per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale, in seguito all'emanazione del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Per quanto riguarda le componenti UC, le aliquote della componente UC1, già prevista nella deliberazione e destinata alla copertura degli squilibri nei meccanismi di perequazione e di

eventuali conguagli per garantire la copertura dei costi riconosciuti alle 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, verranno definite solo quando l'Autorità con apposita deliberazione avrà esplicitato e resi operativi tali meccanismi di perequazione.

Nel documento di consultazione era previsto che la componente UC2 fosse destinata alla copertura degli squilibri tra il fabbisogno relativo all'erogazione dell'ulteriore componente di ricavo a favore della produzione di energia elettrica delle imprese produttrici-distributrici per il mercato vincolato prevista nella transizione al nuovo assetto (esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese, come indicate nel Documento di programmazione economica e finanziaria per il quadriennio 2000-2003), e il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 45/1990 e n. 6/1992, di proprietà delle imprese produttrici-distributrici. Essendo l'attivazione di tale maggiorazione subordinata alla individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, e considerato che tale provvedimento non è ancora stato adottato dal ministro competente, ne consegue che il gettito legato a tale maggiorazione viene a mancare. Pertanto le aliquote della componente UC2 sono stabilite in modo tale da garantire la copertura dell'ulteriore componente di ricavo.

Le componenti tariffarie UC sono poste a carico della sola utenza vincolata.

L'articolo 16 della presente deliberazione esplicita il regime delle deroghe al pagamento delle componenti e le aliquote ridotte pagate dai soggetti agevolati. Il motivo per cui è stato definito un regime esplicito per l'applicazione delle aliquote ridotte per le componenti A e UC è quello di minimizzare i trasferimenti finanziari tra i soggetti esercenti e i soggetti che beneficiano dei regimi tariffari speciali, in considerazione del fatto che tali componenti anche nel nuovo contesto devono essere applicate dagli esercenti senza alcun margine di flessibilità.

3.4.8 Regimi tariffari speciali

Come indicato nel documento per la consultazione, vi sono categorie di utenza e singole utenze alle quali, in base a norme primarie e secondarie, alla data del 31 dicembre 1999 si applicano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, e/o della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità dell'utenza (di seguito: regimi tariffari speciali. La dizione regimi tariffari speciali non include quindi le utenze che beneficiano di sconti su altre componenti della tariffa). L'Autorità ritiene che l'esistenza di regimi tariffari speciali costituisca, per i clienti che ne beneficiano, un forte disincentivo all'accesso alla fornitura sul mercato libero, dal momento che in tal caso essi perderebbero i vantaggi derivanti dal regime tariffario speciale. L'ostacolo che, in questo rispetto, l'ordinamento tariffario vigente pone allo sviluppo di un mercato liberalizzato dell'energia elettrica risulta particolarmente evidente se si considera la rilevanza di alcuni dei clienti attualmente beneficiari di tali regimi speciali.

Con la presente deliberazione viene introdotto un meccanismo che tende a rimuovere l'ostacolo che la presenza dei regimi tariffari speciali potrebbe porre alla liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, pur mantenendo condizioni tariffarie di maggior favore alle utenze che vi hanno diritto.

Il meccanismo prevede, contestualmente all'applicazione delle opzioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza, l'accredito di una componente tariffaria compensativa, definita al comma 15.2, e pari alla differenza tra:

- gli addebiti che derivano dall'applicazione dell'opzione tariffaria più conveniente per il cliente che beneficia del regime tariffario speciale, al netto delle componenti A e UC, e
- gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione allo stesso cliente delle condizioni tariffarie previste dalla normativa vigente al 31 dicembre 1999, al netto delle componenti A.

L'opzione tariffaria più conveniente risulta pari al minor valore tra l'addebito che risulterebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria base più conveniente tra quelle previste per i clienti della tipologia di utenza a cui appartiene il cliente agevolato e l'addebito che risulterebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria TV1, utilizzando un valore del $\gamma \overline{PG}$ pari a quello medio del bimestre in cui avviene il calcolo.

Viene posta a carico dell'esercente la differenza, se positiva, tra l'addebito derivante dall'applicazione dell'opzione tariffaria scelta dal cliente e l'addebito che deriverebbe applicando l'opzione tariffaria TV1. In questo modo l'esercente non può effettuare discriminazione di prezzo attraverso un aumento fittizio dei prezzi per i clienti che beneficiano dei regimi tariffari speciali, e una contestuale diminuzione dei prezzi a favore degli altri clienti appartenenti alla stessa tipologia di utenza.

A differenza di quanto previsto nel documento di consultazione tale differenza dovrà essere restituita dall'esercente non con una cadenza annuale, ma con una cadenza coerente con la periodicità di fatturazione.

La norma prevista dall'articolo 15.6 estende il riconoscimento della componente tariffaria compensativa dei regimi tariffari speciali anche al caso in cui la fornitura di energia elettrica sia effettuata da un soggetto diverso dal distributore al quale il cliente è allacciato. In questo modo, il cliente, qualora sia cliente idoneo e quindi abbia la facoltà di rifornirsi di energia elettrica anche da soggetti diversi dal distributore locale, potrà scegliere il fornitore in condizioni di parità concorrenziale tra fornitura nel mercato vincolato e fornitura sul mercato libero.

3.4.9 Regime transitorio per il primo semestre dell'anno 2000

Il nuovo ordinamento tariffario rappresenta un cambiamento radicale rispetto al sistema attualmente in vigore. Il passaggio da un sistema di prezzi fissati direttamente da autorità amministrative a meccanismi di regolazione caratterizzati da margini di flessibilità per i distributori e da opportunità di scelta per i clienti richiede tra l'altro la messa a punto di nuove procedure amministrative e contabili. L'Autorità ritiene necessario modulare nel corso di un periodo di transizione l'applicazione delle norme di attuazione del nuovo ordinamento.

Per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica alimentata in bassa tensione il comma 18.2 dispone l'applicazione a ciascun cliente, fino al 30 giugno 2000, in luogo delle opzioni tariffarie definite dalle imprese distributrici nel rispetto del vincolo V2, della tariffa applicabile allo stesso cliente al 31 dicembre 1999. Limitatamente alle classi tariffarie indicate nella [tabella 10](#) i corrispettivi diversi dalla parte B e dalle componenti inglobate nella parte A in vigore al 31 dicembre 1999 sono modificati applicando le variazioni percentuali indicate nella stessa tabella 10. Sono inoltre applicate le componenti A e UC definite al comma 3.1, nonché la parte B della tariffa definita dalla deliberazione n. 70/97, come successivamente integrata e modificata.

Nel documento di consultazione diffuso dall'Autorità il 27 novembre 1999 si prospettava l'applicazione facoltativa delle tariffe di transizione da parte di ciascuna impresa distributrice, nel senso che ciascuna impresa avrebbe potuto decidere, per ciascuna tipologia di utenza, quando operare la sostituzione delle tariffe transitorie con le opzioni tariffarie da essa formulate nel rispetto dei vincoli V1 e V2. Tale soluzione poteva essere causa di confusione nel caso in cui l'introduzione delle opzioni tariffarie non fosse stata effettuata simultaneamente da tutte le imprese di distribuzione; nello stesso momento infatti clienti appartenenti ad una stessa tipologia ma serviti da distributori diversi avrebbero potuto essere soggetti a regimi diversi. Per questo motivo il comma 18.2 impone la data a cui il cambiamento di regime deve essere attuato da tutte le imprese distributrici.

Il primo anno di applicazione del vincolo V1, l'anno 2000, presenta alcune peculiarità. Da un lato la vigenza nel primo semestre di un regime transitorio e dall'altro la mancata soppressione a decorrere dall'1 gennaio 2000 della parte B della tariffa rendono necessari alcuni correttivi nel calcolo dei ricavi effettivi rispetto ai criteri generali esposti nell'articolo 9 della deliberazione. In considerazione del regime transitorio in vigore nel primo semestre dell'anno 2000, nel quale sono applicate le tariffe indicate nel comma 18.2. della deliberazione, gli esercenti devono indicare tra i ricavi effettivi dell'anno 2000 anche quelli derivanti dall'applicazione di tali tariffe ai consumi del primo semestre. Poiché tali tariffe includono implicitamente le componenti tariffarie GR, attraverso le quali viene assicurata la gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario rispetto ai livelli tariffari unitari vigenti il 31 dicembre 1999, e poiché l'opzione tariffaria TV1, con la quale i ricavi effettivi vengono confrontati, non comprende, come visto in precedenza, tali componenti, risulta necessario sottrarre ai ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe di cui al comma 18.2 della deliberazione l'importo, positivo o negativo, che risulterebbe dall'applicazione agli stessi consumi ai quali tali ricavi si riferiscono, delle suddette componenti tariffarie GR.

In considerazione della mancata soppressione della parte B della tariffa a decorrere dall'1 gennaio 2000, poiché l'opzione tariffaria TV1 ricomprende componenti tariffarie destinate alla piena copertura dei costi di acquisto di energia elettrica, ivi incluso il costo variabile dei combustibili, ai ricavi effettivi derivanti dall'applicazione delle tariffe di cui all'articolo 18.2, destinati a coprire solo i costi fissi di acquisto, nonché i costi di trasporto e vendita, vanno aggiunti gli importi relativi agli addebiti della parte B della tariffa.

3.5 Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati per usi domestici

Questa sezione illustra gli elementi principali del sistema regolatorio delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati per usi domestici.

Coerentemente con le indicazioni fornite nei documenti di consultazione aventi per oggetto la regolazione delle tariffe per il mercato vincolato, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere un regime di maggior tutela per i clienti domestici allacciati in bassa tensione, imponendo a tutte le imprese di distribuzione l'applicazione di tariffe fissate dall'Autorità. Al fine di consentire alle imprese di distribuzione e ai clienti adeguati margini di flessibilità anche nell'ambito delle forniture per usi domestici, è stata anche concessa alle stesse imprese di distribuzione la facoltà di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe fissate dall'Autorità.

Completa il quadro regolatorio del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati per usi domestici la disciplina che l'Autorità intende introdurre a tutela dei clienti in stato di disagio economico.

Il nuovo ordinamento tariffario per l'utenza domestica sarà di conseguenza caratterizzato dalla presenza di:

- un regime normale, previsto per la generalità dell'utenza, caratterizzato da tariffe fissate dall'Autorità coerentemente con il principio di copertura dei costi del servizio e da opzioni tariffarie definite dagli esercenti e ulteriori rispetto alle tariffe fissate dall'Autorità;
- un regime di tutela dei clienti disagiati, caratterizzato dall'applicazione di tariffe che non coprono i costi del servizio, con accesso basato su parametri che misurino lo stato di disagio.

L'Autorità ritiene che la transizione verso il nuovo ordinamento tariffario debba essere gestita con gradualità; il provvedimento proposto definisce quindi per il servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati per usi domestici un ordinamento transitorio che si dovrebbe concludere alla fine dell'anno 2002.

Difficoltà di tipo attuativo hanno impedito l'immediata attivazione di un regime di tutela dei clienti disagiati con accesso basato sulle condizioni economiche del soggetto richiedente. In attesa dell'attivazione, prevista per il 2001, dei nuovi meccanismi di selezione dei clienti ammessi alle condizioni tariffarie agevolate 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.

3.5.1 Il regime normale

Il regime normale, previsto per la generalità dell'utenza domestica, prevede l'applicazione della tariffa D1, fissata in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza. Tale tariffa, a decorrere dall'1 gennaio 2003, dovrà essere obbligatoriamente offerta dalle imprese di distribuzione ai propri clienti domestici allacciati in bassa tensione. Fino a tale data la tariffa D1 costituirà la tariffa di riferimento rilevante per la determinazione dei ricavi da riconoscere a ciascuna impresa. E' infatti prevista l'istituzione di un meccanismo di perequazione tra le imprese di distribuzione che consenta di riportare i ricavi effettivi al livello che ciascuna impresa potrebbe ottenere dalla propria clientela applicando la tariffa D1.

In linea con quanto previsto nei documenti di consultazione, la tariffa D1 si compone di:

- a) un corrispettivo fisso per cliente, a copertura dei costi di vendita;
- b) un corrispettivo stabilito in funzione della potenza impegnata dal cliente, a copertura di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione;
- c) un corrispettivo stabilito in funzione dei prelievi di energia elettrica dalla rete, a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione;
- d) un corrispettivo stabilito in funzione dei prelievi di energia elettrica dalla rete, a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica.

Poiché è stabilito che anche l'utenza domestica concorra alla copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori

componenti, la tariffa D1 comprende anche le componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, UC1 e UC2, stabilite in funzione dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

A differenza di quanto prospettato nel documento di consultazione, la tariffa D1 non comprende invece la componente C, destinata al finanziamento del regime di tutela dell'utenza in stato di disagio, non essendo ancora stato attivato tale meccanismo nella forma prevista dal documento stesso.

La tariffa D1 rappresenta quindi un sostanziale cambiamento rispetto all'attuale tariffa per clienti domestici residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW. Quest'ultima è caratterizzata da forti variazioni nel prezzo unitario dell'energia elettrica al variare dei consumi dovute alle condizioni tariffarie più favorevoli accordate ai livelli medio-bassi di consumo e al meccanismo di recupero delle stesse in concomitanza con livelli di consumo più elevati.

3.5.2 L'offerta di opzioni tariffarie ulteriori

L'articolo 13 regola l'offerta di opzioni tariffarie per l'utenza domestica formulate dalle imprese di distribuzione. Analogamente a quanto stabilito per le forniture per usi non domestici, è previsto che:

- le opzioni tariffarie ulteriori siano offerte in maniera non discriminatoria a tutti i clienti appartenenti alla tipologia nel rispetto del Codice di condotta commerciale;
- l'offerta delle opzioni tariffarie nel corso dell'anno non possa essere sospesa, né le condizioni esserne modificate senza la preventiva autorizzazione dell'Autorità;
- annualmente l'esercente dia comunicazione a ciascun cliente dell'opzione tariffaria più conveniente, date le caratteristiche della fornitura nell'anno precedente, qualora essa sia diversa dalla tariffa o opzione tariffaria applicata al momento della comunicazione.

3.5.3 La tutela dei clienti in stato di disagio economico

Nel documento di consultazione era previsto il superamento dei meccanismi di agevolazione basati sui profili di consumo di energia elettrica che caratterizzavano l'ordinamento vigente.

L'Autorità intende giungere entro l'anno 2000, non appena saranno definiti in dettaglio anche gli aspetti operativi, alla realizzazione di un meccanismo di protezione della clientela in stato di disagio economico, che utilizzi per la selezione dei clienti da ammettere al regime di tutela criteri basati su parametri che ne misurano lo stato di bisogno.

In attesa della definizione di tali meccanismi, l'Autorità pur riconoscendone i limiti, ha ritenuto indispensabile mantenere i criteri, basati unicamente sui profili di consumo, utilizzati attualmente allo scopo.

3.5.4 La transizione verso il nuovo ordinamento tariffario

Allo scopo di consentire un passaggio graduale al nuovo regime sono definite due tariffe di transizione:

- la tariffa D2, che le imprese di distribuzione devono applicare all'utenza domestica residente, con potenza impegnata fino a 3 kW;
- la tariffa D3 che le imprese di distribuzione devono applicare alla restante utenza domestica.

Coerentemente con quanto previsto nel documento per la consultazione, le tariffe D2 e D3 hanno struttura analoga a quella prevista per la tariffa D1, salvo il fatto che la componente riferita all'energia elettrica prelevata, relativa alla tariffa D2, è differenziata per fasce di consumo. In particolare l'articolazione di questa componente è inizialmente simile a quella attualmente in vigore per l'utenza residente con potenza impegnata non superiore a 3 kW. Rispetto alle tariffe del vecchio ordinamento è stato reso esplicito il meccanismo di recupero delle agevolazioni.

Annualmente l'Autorità ridefinirà i corrispettivi unitari relativi alle tariffe D2 e D3 con l'obiettivo di riallinearli, sia nella struttura, sia nei livelli, a quelli della tariffa D1. La convergenza delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1 è prevista per il 1 gennaio 2003.

Per ragioni di equità è previsto che le tariffe di transizione D2 e D3 siano applicate a tutti i clienti del servizio di fornitura dell'energia elettrica per usi domestici e quindi, sia ai clienti con contratto in essere all'avvio del nuovo ordinamento tariffario, sia ai nuovi clienti.

3.6 Aggiornamento dei parametri dei vincoli e della tariffa D1

L'aggiornamento dei parametri dei vincoli e della tariffa D1 definito dalla presente deliberazione riguarda la parte della tariffa non destinata alla copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica. Infatti la legge n. 481/95 stabilisce che mentre per questa parte l'aggiornamento deve avvenire secondo meccanismi di calcolo automatici definiti dall'Autorità, per la parte a copertura dei costi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, l'aggiornamento deve avvenire in applicazione del metodo del "price-cap".

Le componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi riconosciuti delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, sono quindi soggette a:

- a) una dinamica tariffaria all'interno del periodo di regolazione, ovvero del periodo durante il quale le tariffe sono aggiornate secondo dei criteri predefiniti;
- b) la rideterminazione del livello al termine del periodo di regolazione.

Nell'articolo 17 della presente deliberazione viene fissato il periodo di regolazione in quattro anni e vengono stabiliti i criteri di aggiornamento dei parametri all'interno di questo periodo di regolazione.

Le componenti tariffarie e gli elementi dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e vendita sono aggiornati dall'Autorità entro la fine del mese di giugno dell'anno precedente a quello di applicazione. Il valore di ciascuna componente o elemento è ottenuto applicando al valore della stessa componente o elemento dell'anno precedente:

- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, rilevato dall'Istat;
- b) il tasso di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti, stabilito, al comma 17.2, pari al 4% annuale;

- c) una variazione collegata a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
- d) una variazione collegata a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse, che potrà essere stabilito dall'Autorità con successiva deliberazione;
- e) una variazione collegata ad aumenti di costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, stabilito per gli elementi e per le componenti dell'opzione tariffaria TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione.

La variazione collegata ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio è un margine di incremento finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione dei recuperi di qualità del servizio rispetto agli standard prefissati.

Appendice 1: Costi sostenuti nell'interesse generale e oneri generali afferenti al sistema elettrico

La legge n. 481/95 e il decreto legislativo n. 79/99 impongono la copertura attraverso apposite componenti tariffarie dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Per garantire la massima trasparenza l'Autorità ha ritenuto inoltre opportuna la copertura dei costi sostenuti per la gradualità della transizione al nuovo ordinamento tariffario e per assicurare adeguate condizioni di economicità per le imprese esercenti del servizio elettrico, attraverso specifiche componenti tariffarie.

Ciascuna opzione tariffaria offerta dai distributori ai propri clienti e ciascuna tariffa definita dall'Autorità include delle specifiche componenti tariffarie fissate dall'Autorità a copertura di questi oneri.

Nella sezione A1.1 sono illustrate le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Nella sezione A1.2 sono illustrate le componenti tariffarie necessarie ad assicurare la gradualità della transizione e l'adeguata redditività delle imprese esercenti del servizio elettrico. Nella sezione A1.3 viene illustrata la struttura delle componenti tariffarie.

A1.1 Componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico

Le componenti tariffarie indicate con la lettera A finanziano appositi conti di gestione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico per la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale.

In particolare:

- a) **la componente A2** è destinata al completamento della reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari;
- b) **la componente A3** è destinata alla copertura degli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, attraverso la copertura dei maggiori prezzi di cessione dell'energia elettrica acquistata dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 12 del decreto legislativo n. 79/99;
- c) **la componente A4** è destinata alla copertura degli oneri derivanti dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali.
- d) **la componente A5** è destinata alla copertura degli oneri relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico.

A1.2 Componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale

Le componenti tariffarie indicate con la lettera UC finanziano appositi conti di gestione presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico per la copertura di:

- a) squilibri del fondo attraverso il quale avverrà la perequazione dei costi di distribuzione nei diversi ambiti territoriali (**componente UC1**);
- b) eventuali conguagli per garantire la copertura dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per l'acquisto dell'energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione (**componente UC1**);

- c) il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione (**componente UC2**);

A1.3 Struttura delle componenti A e UC

Ciascuna componente è articolata in due parti, una fissa per cliente (espressa in lire per cliente per anno) e una riferita all'energia elettrica prelevata (espressa in lire per kWh). Nell'articolazione delle componenti a copertura degli oneri di sistema, l'introduzione di una quota fissa per cliente in luogo del riferimento alla potenza impegnata è coerente con l'eliminazione del riferimento a quest'ultima grandezza nell'articolazione dei vincoli tariffari.

Di seguito viene presentata la tabella A1.1, che riassume le componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, dei costi sostenuti nell'interesse generale e delle ulteriori componenti, indicando il riferimento normativo e i clienti su cui ciascuna componente grava.

Tabella A1.1 – Componenti A e UC

Componente		Riferimento normativo	A carico di chi
A2	Oneri connessi al completamento della reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari	Articolo 33, comma 1, legge 9 gennaio 1991, n. 9	Tutti i clienti, vincolati e idonei
A3	Oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	Decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
A4	Oneri derivanti dall'applicazione delle condizioni tariffarie speciali	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti idonei e i vincolati.
A5	Costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
A6	Costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
UC1	Componente a compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura dei costi riconosciuti alle 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.	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati
UC2	Componente a copertura del costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati

Appendice 2: determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica e modalità di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza

A2.1 Premessa

Come evidenziato nel documento per la consultazione, le componenti ed i parametri dei vincoli tariffari per le forniture a clienti non domestici e quelli delle tariffe per le forniture a clienti domestici sono fissati in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica, ivi inclusi i costi sostenuti nell'interesse generale, gli oneri generali afferenti al sistema elettrico e le ulteriori componenti.

Nella presente appendice vengono analizzate le modalità di determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica nonché i criteri di attribuzione di tali costi riconosciuti alle tipologie di utenza.

A2.2 Modalità di determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica

I costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica includono costi che hanno origine nelle fasi a monte del sistema elettrico (costi di acquisto e costi di trasporto dell'energia elettrica) ed altri che sono invece generati direttamente dalle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica.

Il decreto legislativo n. 79/99 ha riformato il quadro istituzionale e normativo entro cui il nuovo ordinamento tariffario deve inserirsi. In particolare, nell'assetto di mercato delineato dal decreto legislativo n. 79/99, le imprese distributrici:

- a) acquistano dall'acquirente unico tutta l'energia elettrica che forniscono ai clienti del mercato vincolato a prezzi fissati dall'acquirente unico stesso o, in una fase iniziale, acquistano dall'Enel Spa l'energia elettrica fornita ai clienti del mercato vincolato in eccesso rispetto a quella prodotta dai propri impianti di generazione e destinata al mercato vincolato;
- b) acquistano il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dal Gestore della rete di trasmissione nazionale a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- c) acquistano, se necessario, il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di altre imprese a corrispettivi fissati dall'Autorità;
- d) distribuiscono e vendono l'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato ed ai clienti idonei.

La metodologia utilizzata dall'Autorità per la determinazione dei costi riconosciuti si inquadra in questo nuovo assetto normativo ed è tale da:

- a) consentire alle imprese distributrici di trasferire sui clienti finali i costi sostenuti dal distributore per l'acquisto di energia elettrica e del servizio di trasporto di energia elettrica;
- b) riconoscere i costi relativi alle attività di distribuzione e vendita sostenuti direttamente dal distributore

Di seguito vengono illustrate le modalità di trasferimento dei costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto e le modalità di riconoscimento dei costi relativi alle attività di distribuzione e vendita sostenuti direttamente dal distributore.

A2.3 Trasferimento sui clienti finali dei costi sostenuti dal distributore per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale

Per effetto del decreto legislativo n. 79/99 le modalità di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione sono cambiate. Le nuove modalità di acquisto dell'energia

elettrica e il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione sono oggetto di un'altra apposita deliberazione con cui l'Autorità intende fissare le tariffe, da applicare alle cessioni di energia elettrica per la fornitura a clienti del mercato vincolato, di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica e di acquisto dei servizi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione di proprietà di terzi (proposta di delibera dell'Autorità PROT.AU/99/315).

I costi di acquisto dell'energia elettrica e del servizio di trasporto non sono quindi sotto il controllo diretto del distributore. Per questo motivo l'Autorità intende consentire il trasferimento sui clienti dei costi sostenuti. I prezzi dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso ed i corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale sono differenziati per fasce orarie, per tanto tali costi dipendono dalla distribuzione temporale dei prelievi di energia elettrica da parte dei clienti delle diverse tipologie di utenza. Le componenti delle opzioni tariffarie TV1 e della tariffa D1 a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica (componente $\gamma \overline{PG}$) e dei costi di trasmissione (componente $\rho_3(tras)$ e componente $\sigma_3(tras)$) non sono invece articolate per fasce orarie e sono state determinate facendo riferimento ai profili di carico medi delle tipologie di utenza. Se i profili di carico effettivi dei clienti serviti da ciascun distributore sono diversi da quelli medi nazionali utilizzati per la determinazione delle componenti, potrebbero verificarsi degli squilibri per il singolo distributore tra il prezzo pagato e i ricavi ottenuti attraverso le componenti tariffarie. Per le ragioni sopra esposte, l'Autorità sta predisponendo un meccanismo di aggiustamento dei ricavi ammessi in funzione del profilo effettivo di prelievo delle tipologie di utenza servite dal distributore.

A2.4 Criteri di riconoscimento dei costi relativi alle attività di distribuzione e di vendita direttamente sostenuti dal distributore

Al totale dei costi riconosciuti concorrono:

- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici, effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti;
- b) una congrua remunerazione del capitale investito, al fine di assicurare alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica.

I costi riconosciuti sono quelli relativi alla gestione caratteristica del servizio elettrico. Sono pertanto esclusi i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio elettrico.

Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione uguale a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio. Il riferimento a tassi di rendimento reali è motivato dal fatto che, in un ordinamento tariffario basato sul metodo del *price-cap*, le tariffe sono aggiornate, di anno in anno, in modo da garantire livelli reali costanti, a meno di obiettivi di recupero di efficienza.

A2.5 Costi riconosciuti per la costruzione dei vincoli tariffari V1 e della tariffa D1

I livelli sia dei costi riconosciuti che delle variabili di scala utilizzate al fine della determinazione dei parametri dei vincoli V1 e della tariffa D1 (numero di clienti serviti e kWh fatturati) sono riferiti al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario, cioè l'anno 2000.

Nella determinazione dei costi riconosciuti per l'anno 2000 si utilizzano come base di partenza per i calcoli i costi dell'Enel Spa, quale operatore principale di tutte le fasi del settore, confrontati con i costi delle altre imprese maggiori esercenti i servizi del settore elettrico, come risultanti dalla rilevazione, relativa ai dati dell'esercizio 1997, effettuata dall'Autorità nel corso del 1998. Di conseguenza, i vincoli tariffari V1 e la tariffa D1 sono tali da garantire la copertura dei costi medi del sistema elettrico. La copertura dei costi riconosciuti attraverso i criteri sopra descritti sostenuti dal singolo distributore verrà garantita attraverso i meccanismi di compensazione sopra descritti e il meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione.

Per quanto riguarda le variabili di scala si fa riferimento a livelli stimati dall'Autorità per l'anno 2000 a partire da dati consuntivi riferiti all'anno 1998 con riferimento alla domanda totale, sia da clienti vincolati che idonei.

Nella determinazione sia dei parametri dei vincoli tariffari che dei corrispettivi per l'uso della rete si è fatto riferimento ai costi totali riconosciuti e al totale della domanda (energia e potenza transitata sulle reti e numero di clienti), in modo da consentire la coerenza dei relativi esborsi a carico dei clienti vincolati e di quelli idonei.

A2.6 Criteri di attribuzione dei costi riconosciuti: dai costi riconosciuti ai vincoli tariffari V1 e alla tariffa D1

I parametri unitari dei vincoli e della tariffa D1 sono costruiti in modo da:

- a) consentire nel complesso la copertura dei costi riconosciuti per l'acquisto, il trasporto e la vendita dell'energia elettrica ai clienti vincolati;
- b) attribuire ad ogni tipologia di utenza quei costi riconosciuti che l'impresa distributrice sostiene per soddisfare la domanda di quella tipologia.

L'opzione tariffaria TV1 definisce per ogni tipologia di utenza diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa può realizzare nell'anno dalla vendita di servizi elettrici ai clienti della tipologia. A parità di energia elettrica fatturata e di numero di clienti serviti, l'ammontare ammesso di ricavi tariffari varia da tipologia a tipologia, in modo da rispecchiare le responsabilità delle diverse tipologie di utenza nella determinazione dei costi dei servizi.

La tariffa D1 definita dall'Autorità assicura la copertura dei costi attribuiti all'utenza domestica allacciata in bassa tensione.

In particolare, l'opzione tariffaria TV1, evidenziata nell'articolo 6 della delibera, è costituita dalle seguenti componenti:

- ρ_1 (espressa in lire per cliente per anno), costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la vendita (elemento $\rho_1(ven)$), di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione (elemento $\rho_1(disMT)$) e dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di bassa tensione (elemento $\rho_1(disBT)$):

$$\rho_1 = \rho_1(ven) + \rho_1(disMT) + \rho_1(disBT)$$

- ρ_3 (espressa in lire per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la trasmissione (elemento $\rho_3(tras)$), per la distribuzione su reti di alta tensione (elemento $\rho_3(disAT)$) e di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione (elemento $\rho_3(disMT)$):

$$\rho_3 = \rho_3(tras) + \rho_3(disAT) + \rho_3(disMT)$$

Per le forniture destinate ad usi di illuminazione pubblica rispetto alla struttura dell'opzione tariffaria TV1 descritta nel documento di consultazione, occorre rilevare che è previsto che

l'ammontare dei costi riconosciuti ad esse attribuibili è tradotto integralmente, nella opzione tariffaria TV1, in una componente riferita all'energia elettrica prelevata. Per tali forniture l'opzione tariffaria TV1 è pertanto di tipo monomio (vedi tabella A2.1). Le ragioni di questa scelta sono da ricercarsi nella difficoltà di caratterizzare, per tale tipologia di utenza, la nozione di "cliente", difficoltà alla quale è collegata la possibilità per gli esercenti di porre in essere comportamenti finalizzati all'elusione del vincolo V1. La componente ρ_3 per tali forniture può essere quindi scomposta nei seguenti elementi:

$$\rho_3 = \rho_3(tras) + \rho_3(disAT) + \rho_3(disMT) + \rho_3(disBT) + \rho_3(ven)$$

- $\gamma \overline{PG}$ (espressa in lire per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per l'acquisto di energia elettrica.

Per quanto riguarda la tariffa D1, le componenti tariffarie evidenziate nell'articolo 12 della deliberazione sono:

- σ_1 (espressa in lire per cliente per anno) costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la vendita;
- σ_2 (espressa in lire per kW per anno) costruita in modo da consentire la copertura della parte dei costi fissi riconosciuti per la distribuzione su reti di bassa tensione attribuita ai clienti domestici allacciati in bassa tensione;
- σ_2 (espressa in lire per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la trasmissione (elemento $\sigma_3(tras)$), per la distribuzione su reti di alta tensione (elemento $\sigma_3(disAT)$) e di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione (elemento $\rho_3(disMT)$);
- $\gamma \overline{PG}$ (espresso in lire per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per l'acquisto di energia elettrica.

Per quanto riguarda la responsabilità delle tipologie di utenza nella formazione dei costi le determinanti principali sono:

- a) il profilo temporale dei consumi della tipologia, rilevante sia nella determinazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica che dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti condivise da più tipologie di utenza e dimensionate in funzione del picco di domanda aggregato;
- b) il livello massimo di potenza richiesto per cliente, rilevante nella determinazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica su reti con topologia di tipo radiale; questo elemento di domanda vale anche come indicatore di responsabilità nella formazione dei costi di vendita;
- c) il numero di clienti della tipologia di utenza, indicatore dei costi fissi di vendita associati a ciascun cliente, a prescindere dalle caratteristiche della domanda;
- d) 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 assume per diverse tipologie di utenza sono quindi spiegate da un lato da una diversa articolazione della domanda e dall'altro da differenze nel numero di 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 su reti a tensione inferiore. Allo stesso modo ai clienti allacciati in media tensione non si applicano gli elementi dei parametri a copertura dei costi di distribuzione su reti in bassa tensione.

Nelle seguenti tabelle viene evidenziata la scomposizione delle componenti tariffarie dell'opzione tariffaria TV1 (tabelle A2.1 e A2.2) e delle tariffa D1 (tabella A2.3).

Tabella A2.1 - Scomposizione delle componenti tariffarie dell'opzione tariffaria TV1 in relazione ai costi per le tipologie di utenza diverse dalle forniture in bassa e media tensione per usi di illuminazione pubblica

Costi	Generaz.	Tramiss.	Distribuz. AT	Distribuz. MT		Distribuz. BT	Vendita
Componenti tariffarie	$\gamma \overline{PG}$	$\rho_3(tras)$	$\rho_3(disAT)$	$\rho_3(disMT)$	$\rho_1(disMT)$	$\rho_1(disBT)$	$\rho_1(ven)$
Unità di misura	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/cliente/anno	Lire/cliente/anno	Lire/cliente/anno
Forniture in bassa tensione per tutti gli altri usi ¹	X	X	X	X		X	X
Forniture in media tensione per tutti gli altri usi ²	X	X	X		X		X
Forniture in alta tensione ³	X	X	X				X

Nota: X indica che il parametro relativo alla colonna è un elemento costitutivo del vincolo V1 per la tipologia di utenza.

Tabella A2.2 - Scomposizione delle componenti tariffarie dell'opzione tariffaria TV1 in relazione ai costi per le forniture in bassa e media tensione per usi di illuminazione pubblica

Costi	Generaz.	Tramiss.	Distribuz. AT	Distribuz. MT	Distribuz. BT	Vendita
Unità di misura	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh
Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica	X	X	X	X	X	X
Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica	X	X	X	X		X

¹ A clienti potenzialmente idonei e a clienti vincolati

² A clienti potenzialmente idonei e a clienti vincolati

³ A clienti potenzialmente idonei e a clienti vincolati

Nota: X indica che il parametro relativo alla colonna è un elemento costitutivo del vincolo V1 per la tipologia di utenza.

Tabella A2.3 - Scomposizione delle componenti tariffarie della tariffa D1 in relazione ai costi per le forniture in bassa tensione per usi domestici

Costi	Generaz.	Tramiss.	Distribuz. AT	Distribuz. MT	Distribuz. BT	Vendita
Componenti tariffarie	$\gamma \overline{PG}$	$\sigma_3(tras)$	$\sigma_3(disAT)$	$\sigma_3(disMT)$	$\sigma_2(disBT)$	$\sigma_1(ven)$
Unità di misura	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kW/anno	Lire/cliente/anno
Forniture in bassa tensione per usi domestici	X	X	X	X	X	X

Nota: X indica che il parametro relativo alla colonna è un elemento costitutivo della tariffa D1 per la tipologia di utenza.

Per ciascuna tipologia di utenza i parametri unitari sono calcolati come rapporto tra la parte di costi riconosciuti attribuita a quella tipologia e le variabili di scala ritenute rilevanti, cioè il numero di clienti, l'energia elettrica prelevata e, per i soli clienti domestici, la potenza impegnata.

A2.7 *Attribuzione dei costi di acquisto dell'energia elettrica alle tipologie di utenza*

Il costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto dalle imprese distributrici deve essere attribuito alle tipologie di utenza in funzione:

- del profilo temporale del carico di ciascuna tipologia di utenza, rilevante a causa del diverso costo di produzione dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie in funzione del tipo di impianti utilizzati;
- del livello di tensione a cui i clienti appartenenti alla tipologia sono forniti, in quanto determinante le perdite di trasporto dell'energia elettrica.

Il parametro γ è una misura dello scostamento rispetto alla media del costo di acquisto di energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda della tipologia di utenza c , corretto per tener conto delle perdite di energia elettrica associate a quella fornitura. Tale parametro riflette quindi il profilo del carico e la tensione di fornitura della tipologia c ed è ottenuto come segue:

$$\gamma = \frac{1}{1 - p^c} \frac{\overline{PG}^c}{\overline{PG}}$$

dove:

- c sono le tipologie di utenza evidenziate all'articolo 2 della presente deliberazione;
- \overline{PG}^c , espresso in lire/kWh, è il costo di acquisto di energia elettrica medio annuo associato al profilo di prelievo della tipologia c e all'articolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso per fasce orarie y determinata dall'Autorità

Formalmente \overline{PG}^c è calcolato come:

$$\overline{PG}^c = \frac{\sum_{y=1}^4 PG^y \overline{kWh}^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{y,c}} \quad \text{con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 9 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

Per ogni tipologia di utenza i consumi di energia elettrica relativi ad ogni fascia oraria y per l'anno 2000, indicati con il simbolo $\overline{kWh}^{y,c}$, stimati a partire da rilevazioni campionarie relative al 1996, sono valorizzati al prezzo di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso PG^y fissato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

- \overline{PG} è il prezzo di cessione medio annuo stimato dall'Autorità con riferimento all'anno 2000;
- p^c è la perdita percentuale media riconosciuta per il trasporto dell'energia elettrica per la fornitura dei clienti della tipologia c comporta.

I prezzi PG^y per fascia sono quelli fissati dall'Autorità per la determinazione dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso da parte delle imprese distributrici (si veda la deliberazione n. 205/99). L'articolazione dei prezzi PG^y , per la parte a copertura dei costi fissi, implica che la quota di costi di generazione a carico di ciascuna tipologia di utenza dipenda dal profilo temporale di consumo. Il criterio proposto può essere considerato un'applicazione del metodo solitamente indicato come della "partecipazione alla punta", in presenza di un profilo di domanda di energia elettrica non noto con certezza anche a causa di una significativa sensibilità del profilo stesso ai prezzi relativi dell'energia elettrica nelle diverse fasce orarie.

A2.8 Attribuzione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione

I criteri di attribuzione alle tipologie di utenza dei costi riconosciuti relativi alle attività di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e sulle reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione risultano differenti a seconda delle caratteristiche della rete e del diverso utilizzo di queste infrastrutture.

In particolare:

- a) la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione in alta tensione possono essere considerate infrastrutture completamente condivise da tutti i clienti. Queste reti devono dunque essere dimensionate in funzione della domanda aggregata nel momento di picco del sistema. Il cliente è quindi responsabile di una quota del costo di queste infrastrutture nella misura in cui l'astensione dall'utilizzo dell'infrastruttura stessa da parte di quel cliente consente una riduzione del dimensionamento e quindi del costo;
- b) le reti in media tensione sono condivise dai clienti allacciati in media ed in bassa tensione. Data la topologia prevalentemente di tipo radiale di queste infrastrutture, i raggi del livello di media tensione che terminano presso clienti allacciati a quel livello di tensione debbono essere dimensionati sulla base della potenza massima di cui è richiesta la disponibilità da parte di ciascun cliente (nel regime attuale tale livello è pari ad un multiplo della potenza impegnata) e l'insieme dei raggi che servono i clienti alimentati in bassa tensione deve essere dimensionato sulla base della massima potenza di cui è richiesta la disponibilità da parte dell'insieme di tali clienti. Questa potenza è stata fissata, anche tenuto conto delle osservazioni sul documento di consultazione, a partire dal picco di domanda dei clienti allacciati in bassa tensione registrato sulle reti di media tensione corretto per tener conto del rapporto tra potenza massima prelevata ed impegno di potenza caratteristico dei clienti allacciati in media tensione;

c) le reti in bassa tensione hanno una struttura di tipo radiale e devono perciò essere dimensionate in funzione della potenza massima richiesta dai clienti allacciati in bassa tensione, a prescindere dall'istante temporale in cui il picco di domanda si verifica. Nel regime attuale tale livello è pari alla potenza impegnata.

Conseguentemente, le componenti a copertura di questi costi vengono determinati come segue.

a) I costi fissi di trasmissione e di distribuzione sulla rete di alta tensione sono attribuiti alle tipologie di utenza in funzione del profilo temporale del loro carico, tenendo conto del diverso grado di congestione delle reti nelle quattro fasce orarie attualmente vigenti per le forniture multiorarie ai clienti finali. Per la valorizzazione dei consumi in ciascuna fascia oraria si sono utilizzati corrispettivi determinati secondo la logica del *peak-load pricing* con domanda variabile in modo prevedibile. Il fondamento teorico di riferimento è lo stesso utilizzato nella determinazione dei corrispettivi di potenza per il segmento di alta-altissima tensione nella deliberazione n. 13/99.⁴ L'articolazione dei corrispettivi per fasce orarie risulta quindi del tutto analoga a quella utilizzata in tale contesto.

Le componenti tariffarie $\rho_3(\text{tras})$ e $\sigma_3(\text{tras})$ a copertura dei costi di trasmissione, espresse in lire per kWh, sono quindi calcolate come media ponderata del costo unitario della trasmissione per fasce orarie:

$$\rho_3(\text{tras}), \sigma_3(\text{tras}) = \frac{\sum_{y=1}^4 ct^y * \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \quad \text{con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 9 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove ct^y è il costo di trasmissione unitario (in lire per kWh) relativo alla fascia oraria y .

Le componenti tariffarie $\rho_3(\text{disAT})$ e $\sigma_3(\text{disAT})$ a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di alta tensione, espressi come lire per kWh, sono calcolate come media ponderata del costo della distribuzione sulle reti di alta tensione per fasce orarie:

$$\rho_3(\text{disAT}), \sigma_3(\text{disAT}) = \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{AT}^y \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \quad \text{con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 9 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove cd_{AT}^y è il costo unitario di distribuzione sulle reti di alta tensione unitario (in lire per kWh) relativo alla fascia oraria y .

b) I costi fissi di distribuzione di media tensione sono attribuiti alle tipologie di utenza allacciate in media e in bassa tensione in funzione rispettivamente della potenza impegnata dei clienti allacciati in media tensione e della potenza massima prelevata complessivamente dai clienti allacciati in bassa tensione. I costi fissi di distribuzione di media tensione attribuiti al complesso dei clienti allacciati in bassa tensione sono poi attribuiti alle tipologie di utenza allacciate a questo livello di tensione in funzione del profilo temporale del loro carico, tenendo conto del diverso grado di congestione delle reti nelle quattro fasce orarie.

La componente tariffaria a copertura dei costi di distribuzione su reti in media tensione per i clienti allacciati in media tensione è determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia di utenza. In particolare tale componente risulta pari a :

i) $\rho_1(\text{disMT})$, espressa in lire per cliente per anno, per le tipologie di utenza fornite in media tensione diverse dalle forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica, calcolata come:

⁴ Il lettore interessato ad un approfondimento del metodo di allocazione dei costi delle reti di trasmissione adottato è rimandato alla Relazione tecnica della deliberazione n. 13/99.

$$\rho_1(disMT) = \frac{CD_{MT}}{\overline{kW_{imp}^{MT}} + \overline{kW_{disp}^{BT}}} * \frac{\overline{kW_{imp}^c}}{N^c},$$

dove:

- c sono le tipologie di utenza f) e g) dell'articolo 2 della deliberazione;
 - CD_{MT} corrisponde ai costi di distribuzione della rete di media tensione riconosciuti;
 - $\overline{kW_{imp}^{MT}}$ corrisponde alla somma delle potenze impegnate da tutti i clienti allacciati in media tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
 - $\overline{kW_{disp}^{BT}}$ corrisponde alla massima potenza di cui è richiesta la disponibilità da parte dell'insieme dei clienti allacciati in bassa tensione, stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario, corretta delle perdite. Tale potenza corrisponde alla potenza massima prelevata sulle reti in media tensione dai clienti allacciati in bassa tensione moltiplicata per un fattore di contemporaneità del prelievo sulle reti di media tensione⁵;
 - $\overline{kW_{imp}^c}$ corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia di utenza c allacciata in media tensione, stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- ii) $\rho_3(disMT)$, espressa in lire per kWh, per la tipologia di utenza forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica, calcolata come:

$$\rho_3(disMT) = \frac{CD_{MT}}{\overline{kW_{imp}^{MT}} + \overline{kW_{disp}^{BT}}} * \frac{\overline{kW_{imp}^c}}{\overline{kWh^c}}$$

dove:

- c è la tipologia di utenza e) dell'articolo 2 della deliberazione;
- $\overline{kWh^c}$ corrisponde all'energia consumata dalla tipologia di utenza stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario.

Le componenti tariffarie $\rho_3(disMT)$ e $\sigma_3(disMT)$, espresse in lire per kWh, a copertura dei costi di distribuzione su reti di media tensione per i clienti allacciati in bassa tensione sono calcolate come media ponderata del costo unitario, distinto per fasce orarie, della distribuzione su reti di media tensione attribuito all'insieme dei clienti allacciati in bassa tensione ($cd_{MT}^{y,BT}$):

$$\rho_3(disMT) = \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{MT}^{y,BT} \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \quad \text{con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 4 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove c sono le tipologie di utenza a), b), c) e d) dell'articolo 2 della deliberazione.

- c) *I costi fissi di distribuzione in bassa tensione* sono attribuiti alle tipologie di utenza allacciate in bassa tensione in funzione della potenza impegnata per cliente. La componente a copertura dei costi di distribuzione su reti di bassa tensione è quindi determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia di utenza. In particolare tale componente risulta pari a:
- i) $\rho_1(disBT)$, espressa in lire per cliente per anno, per le tipologie di utenza allacciate in bassa tensione diverse dalle forniture per usi di illuminazione pubblica, calcolata come:

⁵ Il fattore di contemporaneità del prelievo sulle reti MT è il rapporto tra la potenza impegnata e la potenza massima prelevata dai clienti allacciati in media tensione.

$$\rho_1 (disBT) = \frac{CD_{BT}}{kW_{imp}^{BT}} * \frac{kW_{imp}^c}{N^c};$$

dove:

- c sono le tipologie di utenza c) e d) dell'articolo 2 della deliberazione;
- CD_{BT} corrisponde ai costi della rete di bassa tensione riconosciuti;
- kW_{imp}^{BT} corrisponde alla somma delle potenze impegnate da tutti i clienti allacciati in bassa tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- kW_{imp}^c corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia di utenza c stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;

ii) $\rho_3(disBT)$, espresso in lire per kWh, per le forniture per usi di illuminazione pubblica, calcolata come:

$$\rho_3 (disBT) = \frac{CD_{BT}}{kW_{imp}^{BT}} * \frac{kW_{imp}^c}{kWh^c};$$

dove:

- c è la tipologia di utenza b) dell'articolo 2 della deliberazione;

iii) $\sigma_2(disBT)$, espressa in lire per kW impegnato per anno, per le forniture in bassa tensione per usi domestici, calcolata come

$$\sigma_2 (disBT) = \frac{CD_{BT}}{kW_{imp}^{BT}}$$

A2.9 *Attribuzione dei costi di vendita dei servizi elettrici alle tipologie di utenza*

L'attribuzione alle tipologie di utenza dei costi riconosciuti di vendita è stata effettuata utilizzando un criterio intermedio rispetto a quelli proposti nei documenti di consultazione. Infatti, la mancanza di informazioni circa le responsabilità dirette di costo richiede l'utilizzo di criteri di attribuzione indiretti ed i criteri proposti nel documento di consultazione rappresentavano scenari estremi circa le determinanti dei costi di vendita per le diverse tipologie di utenza.

Anche sulla base delle osservazioni pervenute sul documento di consultazione, si è ritenuto che i costi di vendita possano essere distinti in una quota che risulta indipendente dalle caratteristiche della domanda e in una quota che dipende dalla complessità del rapporto contrattuale che regola la fornitura, soprattutto rispetto alle modalità di rilevazione dei prelievi⁶. Di conseguenza i costi di vendita riconosciuti (*CVE*) sono attribuiti per il 50% in modo identico per tutte le tipologie di utenza e per il 50% in funzione della potenza impegnata del cliente. Si è ritenuto infatti che un possibile indicatore della complessità del contratto sia rappresentato dalla potenza media impegnata per cliente.

La componente tariffaria $\rho_1(ven)$, per le tipologie di utenza diverse dalle forniture in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in lire per cliente per anno, è calcolata come:

⁶ Nel sistema tariffario attualmente vigente:

- per i clienti in BT la fatturazione risulta bimestrale e la lettura avviene tipicamente su base annuale;
- per i clienti in MT e AT, la periodicità della fatturazione e la lettura risultano più elevate e gli apparecchi di misura più sofisticati, anche per l'applicazione delle tariffe multiorarie.

$$\rho_1(\text{ven}) = \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{kW_{imp}}} * \frac{\overline{\overline{kW_{imp}^c}}}{\overline{\overline{N^c}}} + \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{N}}},$$

dove:

- c sono le tipologie di utenza c), d), f), g), h), i) dell'articolo 2 della deliberazione;
- $\overline{\overline{kW_{imp}}}$ e $\overline{\overline{kW_{imp}^c}}$ sono rispettivamente la somma della potenza impegnata da tutte le tipologie di utenza e quella impegnata dalla tipologia di utenza c , come stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $\frac{\overline{\overline{kW_{imp}^c}}}{\overline{\overline{N^c}}}$ rappresenta la potenza media impegnata da ciascun cliente della tipologia di utenza c .

La componente tariffaria $\rho_3(\text{ven})$, per le forniture in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in lire per kWh, calcolata come:

$$\rho_3(\text{ven}) = \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{kW_{imp}}} * \frac{\overline{\overline{kW_{imp}^c}}}{\overline{\overline{N^c}}} + \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{N}}} * \frac{\overline{\overline{N^c}}}{\overline{\overline{kWh^c}}},$$

dove c sono le tipologie di utenza b) e e) dell'articolo 2 della deliberazione.

Infine, la componente tariffaria $\sigma_1(\text{ven})$, per le forniture in bassa tensione per usi domestici, espressa in lire per cliente per anno, è calcolata come:

$$\sigma_1(\text{ven}) = \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{kW_{imp}}} * \frac{\overline{\overline{kW_{imp}^c}}}{\overline{\overline{N^c}}} + \frac{1}{2} * \frac{\overline{\overline{CVE}}}{\overline{\overline{N}}},$$

dove c sono le tipologie di utenza a) dell'articolo 2 della presente deliberazione.

Appendice 3: le opzioni tariffarie multiorarie e il vincolo V2

I margini di flessibilità concessi agli esercenti nell'articolazione delle opzioni tariffarie da offrire ai propri clienti hanno lo scopo di favorire l'allineamento dei prezzi del servizio elettrico ai costi sostenuti per la sua fornitura. Poiché i costi di fornitura dipendono dalle caratteristiche del prelievo di energia elettrica di ciascun cliente, gli esercenti, nella definizione delle proprie opzioni tariffarie base devono prevedere solo corrispettivi riferiti a tali caratteristiche.

Al fine di consentire la pratica applicazione di questo principio, considerato che la scansione temporale dei prelievi di energia del singolo cliente incide, anche in modo rilevante, sul costo della fornitura e considerato che la tariffa di riferimento TV2 utilizzata per la verifica del vincolo V2 non ha struttura multioraria, nel regime di vincoli tariffari previsto dalla presente deliberazione è stato introdotto un meccanismo specifico che consente agli operatori l'ulteriore flessibilità necessaria per proporre formule tariffarie di tipo multiorario, particolarmente adatte a trasferire segnali di costo ai clienti.

Questo meccanismo è riportato nell'articolo 8, comma 8.3 e comma 8.4 della presente deliberazione e prevede che le opzioni tariffarie multiorarie definite dall'esercente debbano soddisfare due condizioni.

Per la prima condizione, riportata alla lettera a) dell'articolo 8, comma 8.3, è richiesto che il vincolo V2 sia rispettato, con riferimento a un profilo tipico stabilito dall'Autorità, per qualsiasi combinazione di potenza impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata. Quindi, per tutte le distribuzioni temporali dei prelievi che si possono ottenere combinando potenza impegnata ed energia elettrica prelevata con il profilo definito dall'Autorità, deve risultare che gli addebiti, che deriverebbero dall'applicazione dell'opzione tariffaria definita dall'esercente, siano inferiori a quelli che si potrebbero ottenere applicando la tariffa di riferimento TV2. Questa prima condizione garantisce la protezione del consumatore con profili di prelievo prossimi alla media, ma non tutela a sufficienza quelli con profili sensibilmente diversi da quello tipico.

Per garantire a questi clienti una tutela analoga a quella fornita dal vincolo V2 ai clienti serviti con opzioni tariffarie non multiorarie è previsto che le opzioni tariffarie multiorarie debbano rispettare una seconda condizione, riportata alla lettera b) dell'articolo 8, comma 8.3. La condizione richiede che l'esborso derivante dall'applicazione dell'opzione tariffaria, per qualsiasi combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata e per qualsiasi profilo di prelievo, sia inferiore a un tetto, stabilito come moltiplicatore percentuale del vincolo V2. In questo secondo caso pertanto, per qualsiasi distribuzione temporale dei prelievi di energia elettrica, deve risultare che gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria definita dall'esercente siano inferiori a quelli che si otterrebbero applicando la tariffa di riferimento TV2 maggiorata del 100%.

Le grandezze prese in considerazione per la verifica del vincolo sono, al pari di quanto previsto per i clienti ai quali sono applicate opzioni tariffarie non multiorarie, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata. La potenza impegnata è la potenza contrattualmente impegnata per i clienti con potenza disponibile fino a 37,5 kW, per i quali alla data di entrata in vigore del presente provvedimento non siano installati gruppi di misura in grado di registrare la potenza massima prelevata; per tutti gli altri clienti è il valore massimo della potenza prelevata nell'anno.

L'esercente, di conseguenza, può definire opzioni tariffarie multiorarie che replichino nella struttura le attuali tariffe multiorarie, adeguando per quanto necessario i livelli dei corrispettivi.

TABELLA 1: Valori delle componenti A e UC

TABELLA 2: Valori della componente GR

TABELLA 3: Valori delle componenti r1, r3 delle opzioni tariffarie TV1 e degli elementi che le compongono

TABELLA 4: Valori dei coefficienti g delle opzioni tariffarie TV1 e delle tariffe TV2

TABELLA 5: Valori dei parametri d1, d2, d3 e d4 delle tariffe TV2

TABELLA 6: Profili tipici di prelievo dell'energia elettrica e della potenza

TABELLA 7: Valori delle componenti s1, s2 s3 e del coefficiente g della tariffa D1

TABELLA 8: Valori delle componenti t1, t2 t3 delle tariffe D2 e D3

TABELLA 9: Componenti A, UC per le utenze di cui al comma 16.2 (valori in lire/kWh)

TABELLA 10: Variazioni percentuali delle tariffe attuali