



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 57/97 ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481

20 febbraio 2001

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra i criteri ed i metodi che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) intende adottare nella determinazione dell'ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica. Le proposte dell'Autorità sono formulate nell'ambito del procedimento avviato con delibera 30 maggio 1997, n. 57/97, ai fini della formazione dei provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481.

Questo documento segue il documento "Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica" che, diffuso nel mese di giugno 2000, è stato oggetto di una prima consultazione dei soggetti interessati tramite osservazioni scritte. Il presente documento viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni prima che l'Autorità adotti un provvedimento avente ad oggetto la determinazione dei valori di perequazione. Poiché nel secondo semestre dell'anno 2000 ha preso avvio la riforma delle tariffe elettriche, basate sui costi effettivi del servizio elettrico, l'applicazione dei sistemi di perequazione proposti per tale anno deve considerarsi sperimentale, anche in considerazione del processo di separazione contabile e amministrativa tuttora in corso da parte delle imprese distributrici. In considerazione dei tempi tecnici necessari per la definizione dei sistemi di perequazione che impongono a ciascuna impresa di versare o ricevere dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico le differenze derivanti dall'applicazione dei sistemi di perequazione proposti, l'Autorità ritiene opportuno lasciare alle imprese, per l'anno 2000, la facoltà di scegliere se partecipare o meno all'insieme dei sistemi di perequazione proposti. Non potendo essere in tal modo garantito nell'anno 2000 il pareggio, l'Autorità ritiene che l'onere complessivo che ne può risultare per i clienti del mercato vincolato debba essere inferiore a 1 lira/kWh e finanziato attraverso la componente tariffaria UC1.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, entro trenta giorni dalla data di pubblicazione del documento sul *sito internet* dell'Autorità, osservazioni, commenti e suggerimenti.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Area elettricità

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel 0265565202 – 0265565311

fax 0265565222 – 0265565266

e-mail: a_e@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

Indice

1	Introduzione	4
2	Natura dei sistemi di perequazione	4
3	Struttura dei sistemi di perequazione	5
4	Ambito soggettivo di applicazione dei sistemi di perequazione	6
5	Orizzonte temporale dei sistemi di perequazione	7
6	Sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento	7
6.1	Premessa	7
6.1.1	Perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso	8
6.1.2	Perequazione dei costi del servizio di trasporto	9
6.2	Determinazione degli ammontari di perequazione	10
6.2.1	Perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica	11
6.2.2	Perequazione dei costi del servizio di trasporto	12
7	Sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica	13
7.1	Premessa	13
7.2	Costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione e costi di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione	14
7.3	Costi di distribuzione sulle reti a media e bassa tensione	16
7.4	Determinazione degli ammontari di perequazione	19
7.4.1	Ammontari di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti ad alta tensione e dei costi diretti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione	19
7.4.2	Determinazione degli ammontari di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti a media e a bassa tensione	20
8	Compensazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici	21
8.1	Premessa	21
8.2	Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3	21
	Appendice - Esempio di determinazione dell'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione.	23

1 Introduzione

Il presente documento per la consultazione illustra come l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), allo scopo di completare il nuovo ordinamento tariffario, intende determinare l'ammontare dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico delle imprese di distribuzione dell'energia elettrica.

L'introduzione di sistemi perequativi si inserisce nel procedimento inteso 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), avviato formalmente con delibera 30 maggio 1997, n. 57/97.

Nell'ambito di tale procedimento l'Autorità ha emanato la deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 150 del 30 giugno 1997, in materia di razionalizzazione e inglobamento nella tariffa elettrica dei sovrapprezzi non destinati alle entrate dello Stato (di seguito: deliberazione n. 70/97), la deliberazione 18 febbraio 1999, n. 13/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 49 dell'1 marzo 1999, in materia di condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete (di seguito: deliberazione n. 13/99). Successivamente, a seguito del processo di consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha adottato la deliberazione 29 dicembre 1999, n. 204/99, recante "Regolamentazione 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 ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 14 novembre 1995, n. 481", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 306, del dicembre 1999, Supplemento ordinario n. 235 (di seguito: deliberazione n. 204/99). L'Autorità ha avviato un processo di consultazione in materia di sistemi di perequazione con il documento "Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione e di altri oneri a carico dei distributori di energia elettrica" approvato in data 8 giugno 2000 (di seguito: documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione). In esito alla consultazione appare opportuno proporre per una nuova consultazione i metodi e le tecniche che l'Autorità intende seguire per la determinazione degli ammontari di perequazione.

2 Natura dei sistemi di perequazione

Tra le finalità attribuite 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 articolo della legge n. 481/95 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.

La legge n. 481/95 prevede da un lato che per le tariffe relative ai servizi di fornitura dell'energia elettrica i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2), dall'altro lato che vengano disciplinati i sistemi di perequazione tra i diversi soggetti esercenti il servizio (articolo 3, comma 6).

In conformità ai principi generali indicati nell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, l'Autorità deve assumere le proprie decisioni salvaguardando l'economicità e la redditività degli esercenti; ciò

comporta che i parametri su cui si basa il nuovo ordinamento tariffario siano determinati con riferimento ai costi. Dato il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale e data la differenziazione dei costi del servizio tra i diversi soggetti esercenti non imputabile a scelte o a comportamenti delle imprese distributrici, la garanzia dell'economicità e la redditività delle imprese distributrici richiede la definizione di sistemi di perequazione dei costi. Affinché vengano contemplate le esigenze di garanzia di economicità e redditività per i distributori con quelle di stimolo all'efficienza ed al miglioramento della qualità del servizio, i sistemi di perequazione devono svilupparsi facendo riferimento unicamente a parametri posti al di fuori del controllo del distributore.

3 Struttura dei sistemi di perequazione

Coerentemente con gli obiettivi di cui al capitolo 2, l'Autorità ha previsto con la deliberazione n. 204/99 di introdurre un sistema di perequazione finalizzato a compensare eventuali differenze per i distributori tra i ricavi, al netto delle componenti tariffarie compensative, relativi alla fornitura a clienti ammessi al regime tariffario speciale di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 204/99 medesima e i ricavi che il distributore avrebbe potuto ottenere se avesse applicato le condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza. L'Autorità intende proporre ulteriori sistemi perequativi, finalizzati a compensare eventuali differenze per i distributori:

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

I sistemi di perequazione proposti si rivolgono ai distributori in quanto soggetti esercenti l'attività di distribuzione di energia elettrica, ossia soggetti che svolgono le funzioni della teleconduzione, le funzioni del trasporto e della trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione, nonché su porzioni di reti non incluse nella rete di trasmissione nazionale. I distributori sono i soggetti di riferimento anche per il sistema di perequazione dei ricavi per le forniture ai clienti domestici in quanto attualmente i clienti domestici, in qualità di clienti vincolati, sono legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area dove sono localizzati.

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

Come specificato nei capitoli del documento dedicate ai diversi sistemi di perequazione, il sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dovrebbe operare sostanzialmente in pareggio, a meno di modifiche nel tempo dei profili di prelievo medi nazionali delle diverse tipologie di utenza o delle classi di consumo rilevanti. Anche il sistema di perequazione dei costi di distribuzione e il sistema di perequazione dei ricavi per le forniture all'utenza domestica dovrebbero operare sostanzialmente in pareggio nell'ambito della struttura tariffaria definita dalla deliberazione n. 204/99, nel senso di prevedere versamenti a favore di alcuni distributori erogati attraverso uno specifico conto presso la CCSE e l'alimentazione del conto stesso con versamenti a carico di altri distributori che dovranno ricavare le risorse necessarie traendole dai normali ricavi tariffari definiti dalla deliberazione n. 204/99.

L'opportunità di prevedere meccanismi transitori quali la definizione di un tetto massimo al livello degli ammontari di perequazione che ciascuna impresa distributrice dovrebbe versare o ricevere alla CCSE, nonché la facoltà lasciata alle imprese distributrici di non partecipare ai sistemi di perequazione fa tuttavia venir meno l'attesa di pareggio di tali sistemi. Per l'anno 2000, si ritiene che l'onere derivante dai sistemi di perequazione proposti in questo documento non debba superare per l'insieme dei clienti del mercato vincolato 1 lira/kWh. Eventuali squilibri verrebbero finanziati attraverso la componente tariffaria UC1.

4 Ambito soggettivo di applicazione dei sistemi di perequazione

L'Autorità intende prevedere ambiti soggettivi differenziati per l'applicazione dei diversi sistemi di perequazione.

L'Autorità propone che i sistemi di perequazione dei costi di approvvigionamento trovi automatica applicazione per tutti i soggetti esercenti. Per i sistemi di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica l'Autorità intende rendere obbligatoria la partecipazione al sistema di perequazione per le sole imprese di più grandi dimensione, lasciando nel contempo la facoltà di partecipazione alle altre imprese. La partecipazione al sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica potrebbe richiedere infatti la disponibilità di dati sia contabili che tecnici disaggregati con un conseguente notevole onere amministrativo per l'impresa. Di conseguenza, coerentemente con le scelte operate in materia di separazione contabile e amministrativa, si propone che il sistema di perequazione dei costi di distribuzione trovi automatica applicazione per l'Enel distribuzione S.p.a. e le altre imprese distributrici che cedono annualmente a terzi un quantitativo di energia elettrica uguale o superiore a 100 GWh. Per quanto riguarda infine i sistemi di perequazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici l'Autorità intende lasciare la facoltà di partecipazione a tutte le imprese esercenti.

Fanno eccezione a quanto sopra descritto le imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione delle tariffe previsto dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che si propone siano temporaneamente escluse dall'ambito soggettivo di applicazione di tutti i sistemi di perequazione proposti, in attesa della definizione da parte dell'Autorità di nuovi criteri per la definizione delle integrazioni tariffarie spettanti a questi soggetti nonché della proposta di regolamento delle piccole reti isolate, formulata ai sensi dell'articolo 7 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

Con riferimento al solo anno 2000, in considerazione dei tempi tecnici necessari per la definizione dei sistemi di perequazione che imporrà a ciascuna impresa di versare o ricevere dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico la differenza derivante dall'applicazione del sistema, l'Autorità

ritiene opportuno lasciare alle imprese la facoltà di scegliere se partecipare o meno ai sistemi di perequazione proposti. La scelta partecipazione non potrà tuttavia essere effettuata in modo selettivo; la domanda di ammissione, se presentata, dovrà perciò riguardare tutti e tre i sistemi di perequazione proposti in questo documento

5 Orizzonte temporale dei sistemi di perequazione

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

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

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

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

6 Sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento

6.1 Premessa

Il documento per la consultazione "Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati", approvato dall'Autorità il 27 novembre 1999 e pubblicato sul proprio sito internet, spiega che i costi di approvvigionamento (acquisto e trasporto) dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura ai clienti vincolati non sono sotto il controllo diretto dei distributori, oppure lo sono in maniera molto modesta.

Il distributore acquista istantaneamente le quantità richieste dai propri clienti: il profilo di prelievo dell'energia elettrica destinata a clienti del mercato vincolato del distributore è cioè la somma dei singoli profili di prelievo dei clienti vincolati dallo stesso serviti, corretti per le perdite di rete e gli usi propri del distributore.

Ciò considerato, i distributori devono essere posti nelle condizioni di poter coprire i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti. Pertanto, è necessario prevedere un meccanismo di perequazione sia dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso sia dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale e su reti di distribuzione di terzi.

6.1.1 *Perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso*

Dopo che l'Acquirente unico avrà raggiunto la piena operatività, i prezzi ai quali il distributore acquista l'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura al mercato vincolato saranno definiti, per la parte destinata a coprire i costi di generazione, dallo stesso Acquirente unico. A tale data il sistema di perequazione descritto nel presente documento dovrà essere rivisto e potrebbe essere riassorbito nelle funzioni dell'Acquirente unico.

In attesa dell'operatività dell'Acquirente unico, i prezzi all'ingrosso di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per le forniture ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2000 sono stati fissati dall'Autorità con deliberazione 29 dicembre 1999, n. 205/99, recante definizione delle tariffe di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, per l'integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 18 febbraio 1999, n. 13/99, e per la definizione dell'ulteriore componente di ricavo concernente l'energia elettrica prodotta dalle imprese distributrici e destinata ai clienti del mercato vincolato (di seguito: deliberazione n. 205/99). A fine anno 2000, non avendo ancora l'Acquirente unico assunto la funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati, l'Autorità, ha ritenuto opportuno ridefinire, con deliberazione 28 dicembre 2000, n. 238/00, i prezzi all'ingrosso di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per le forniture ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2001 (di seguito: deliberazione n. 238/00).

I prezzi all'ingrosso di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici definiti dall'Autorità comprendono, a partire dall'anno 2001:

- a) una componente a copertura dei costi fissi di produzione di energia elettrica, differenziata per le fasce orarie F1, F2, F3 e F4;
- b) una componente a copertura dei costi variabili di produzione di energia elettrica, non differenziata per fascia oraria, pari, in ciascun bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, di cui all'articolo 6, comma 6.5, della deliberazione n. 70/97.

Dal lato dei ricavi, invece, le componenti tariffarie a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso previste dalla deliberazione n. 204/99 non hanno articolazione oraria, dal momento che attualmente per molte tipologie di utenza non è disponibile una misurazione dei consumi orari o anche solo per fasce orarie. Per tener conto del diverso onere sostenuto dal distributore per l'acquisto di energia elettrica destinata a clienti caratterizzati da differenti profili temporali di domanda ed allacciati a livelli di tensione differenti, le componenti tariffarie a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica sono state determinate come prodotto tra il prezzo medio dell'energia elettrica all'ingrosso ed un coefficiente (coefficiente **g** di cui all'articolo 1, lettera ee), della deliberazione n. 204/99) che misura lo scostamento, rispetto alla media nazionale, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda di ciascuna tipologia di utenza, tenendo conto delle perdite di energia elettrica associate a tale fornitura. Tale coefficiente è stato determinato per ciascuna tipologia di utenza facendo riferimento al profilo di prelievo medio nazionale della medesima tipologia di utenza.

Se, dati i profili di prelievo effettivi dell'utenza fornita da un distributore, per ciascuna tipologia di utenza lo scostamento del costo di acquisto dell'energia elettrica rispetto alla media nazionale è pari a quello misurato dal coefficiente **g** relativo alla medesima tipologia, il distributore può trasferire sui clienti finali i costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica all'ingrosso offrendo opzioni

tariffarie non multiorarie che riflettano la componente relativa all'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso specificata nel vincolo V2. In questo caso non sarebbe necessario alcun meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso. In alternativa, il distributore può trasferire sui clienti i costi di acquisto di energia elettrica offrendo opzioni tariffarie multiorarie che riflettano i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso corretti per tener conto delle perdite di trasporto.

Poiché i profili di prelievo effettivi non coincidono normalmente con quelli utilizzati come riferimento dall'Autorità, e per molte tipologie di utenza non è disponibile una misurazione dei consumi per fasce orarie, il distributore può trovarsi nella situazione di percepire, attraverso opzioni tariffarie compatibili con i vincoli V2, ricavi maggiori o minori rispetto ai costi sostenuti per l'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso.

Ad esempio, se il profilo di prelievo effettivo dei clienti vincolati serviti dal distributore è caratterizzato, rispetto al profilo medio nazionale assunto come riferimento dall'Autorità, da una maggiore quota di consumo di energia elettrica in fasce orarie di punta, nelle quali i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso sono più alti, il distributore si trova nell'impossibilità di recuperare i costi di acquisto sostenuti.

Simmetricamente, il distributore la cui clientela vincolata è caratterizzata da profili di prelievo che, rispetto al profilo medio nazionale assunto come riferimento dall'Autorità, mostrano una maggior quota di energia elettrica consumata in fasce orarie di minor carico del sistema (e quindi caratterizzate da prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso minori), potrà ottenere, attraverso le opzioni tariffarie che rispettano i vincoli V2, ricavi a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica maggiori dei costi effettivamente sostenuti.

Queste considerazioni suggeriscono l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione delle differenze tra i costi riconosciuti ai distributori per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso ed i ricavi ammessi destinati alla copertura di tali costi.

Nel caso in cui l'esercente proponga al cliente un'opzione tariffaria con corrispettivi articolati per le fasce orarie F1, F2, F3 e F4, sembra opportuno prevedere che i ricavi ammessi a fronte dei costi sostenuti per l'approvvigionamento di energia elettrica per i clienti che abbiano scelto tali opzioni tariffarie riflettano tale articolazione. In caso contrario l'esercente che abbia inteso riflettere nell'opzione tariffaria proposta gli effettivi costi di acquisto sostenuti, quindi trasmettendo segnali di prezzo efficienti, potrebbe essere penalizzato qualora il profilo di consumo dei clienti interessati da tale opzione risultasse sbilanciato verso i periodi di minor carico del sistema rispetto al profilo standard preso a riferimento nel vincolo V2.

6.1.2 *Perequazione dei costi del servizio di trasporto*

Le imprese distributrici pagano per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato un corrispettivo articolato per fasce orarie e riferito alla quantità netta di energia elettrica prelevata in ciascuna fascia, aumentato di un fattore percentuale a copertura delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale. Inoltre, nel caso in cui l'impresa distributtrice non sia direttamente connessa alla rete di trasmissione nazionale paga per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di terzi corrispettivi pari alle componenti a copertura dei costi di distribuzione e di vendita del vincolo V1.

Così come per gli acquisti di energia elettrica all'ingrosso, anche per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale mentre i corrispettivi pagati dal distributore sono articolati per fasce orarie,

le componenti tariffarie dei vincoli e della tariffa D1 a copertura dei costi di trasporto di energia elettrica all'ingrosso previste dalla deliberazione n. 204/99 non hanno articolazione oraria.

Le medesime considerazioni sviluppate con riferimento ai costi di acquisto di energia elettrica all'ingrosso suggeriscono l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione delle differenze tra i costi riconosciuti ai distributori per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale ed i ricavi ammessi dai vincoli tariffari e dalla tariffa D1 e destinati alla copertura di tali costi.

In relazione ai costi sostenuti per il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di terzi, qualora i ricavi conseguiti dall'impresa distributrice, in particolare quelli derivanti dall'applicazione delle componenti a copertura dei costi di distribuzione, non siano sufficienti per coprire tali costi, l'Autorità intende prevedere un opportuno meccanismo di integrazione a tutela dell'integrità economico-finanziaria dell'impresa.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Previsione di un meccanismo di integrazione relativa ai costi di trasporto sulle reti di distribuzione di terzi

6.2 Determinazione degli ammontari di perequazione

L'ammontare di perequazione rispettivamente spettante o dovuto da ciascun distributore in relazione all'approvvigionamento dell'energia elettrica è composto dai seguenti elementi:

- ammontare di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica (IA);
- ammontare di perequazione dei costi di trasporto (ITT).

Occorre considerare che i ricavi ammessi considerati ai fini della perequazione dei costi di approvvigionamento di energia elettrica destinata ai clienti vincolati saranno corretti, per gli anni 2000 e 2001, per tenere conto dell'effetto dell'applicazione delle componenti tariffarie GR. In particolare, qualora l'applicazione delle componenti tariffarie GR porti ad un saldo complessivo, sull'insieme dei clienti cui tali componenti si applicano, di segno negativo, la quota di tale saldo viene portata in detrazione dei ricavi ammessi ai fini della perequazione.

Ad eccezione dell'integrazione relativa all'applicazione delle componenti tariffarie GR e dell'integrazione relativa ai costi di trasporto sulle reti di distribuzione di terzi, il sistema di perequazione delle differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi ammessi a copertura di tali costi dovrebbe operare in pareggio, a meno di modifiche nel tempo ai profili di prelievo medi nazionali delle diverse tipologie di utenza rispetto a quelli presi dall'Autorità come riferimento nel definire le componenti tariffarie a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Eventuali squilibri del sistema di perequazione, derivanti dalle suddette modifiche, saranno finanziati con la componente tariffaria UC1, già prevista dall'ordinamento tariffario definito dalla deliberazione n. 204/99.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Definizione metodologia di determinazione del meccanismo di integrazione relativa all'applicazione delle componenti tariffarie GR

6.2.1 *Perequazione dei costi di acquisto di energia elettrica*

Per ogni distributore viene definito un ammontare di perequazione (IA), positivo o negativo, espresso in lire, pari a:

$$IA = [CA - RA] * \alpha_A \quad (1)$$

dove:

- CA denota i costi sostenuti dal distributore per l'acquisto dell'energia elettrica per fornire i propri clienti del mercato vincolato alle condizioni previste dalla deliberazione n. 205/99 e dalla deliberazione n. 238/00, come riportati nel bilancio di esercizio, corretti per tenere conto delle quantità di energia transitate sulla rete del distributore e destinate ad autoconsumo;
- RA denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V2 e della tariffa D1 a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato. Nel caso dei clienti cui sia stata applicata una opzione tariffaria che preveda una articolazione dei prezzi compatibile con l'articolazione dei costi di acquisto da parte del distributore, i ricavi ammessi sono pari ai ricavi che l'esercente avrebbe potuto ottenere applicando i corrispettivi dei costi di acquisto previsti dalla deliberazione n. 205/99 per l'anno 2000 e dalla deliberazione n. 238/00 per l'anno 2001, corretti per tenere conto delle perdite;
- α_A è un coefficiente compreso tra zero e uno. Con riferimento all'anno 2000 questo coefficiente è posto pari a 1, a meno che ciò non comporti un aumento della tariffa media nazionale superiore ad 1 lire/kWh. In questo caso il valore del coefficiente α è ridotto in modo da contenere l'aumento entro il tetto previsto di 1 lira/kWh.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Definizione dei ricavi ammessi a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica nel caso di opzioni tariffarie articolate per fasce orarie pari ai ricavi che l'esercente avrebbe potuto ottenere applicando i corrispettivi dei costi di acquisto previsti dalla deliberazione n. 205/99 per l'anno 2000 e dalla deliberazione n. 238/00 per l'anno 2001, corretti per tenere conto delle perdite.

Spunti per la consultazione (Q1)

Con riferimento alla determinazione dell'ammontare di perequazione IA, si ritiene che le informazioni necessarie per la sua determinazione presentino problemi di carattere definitorio o relativi al loro reperimento anche con riferimento all'anno 2000?

6.2.2 *Perequazione dei costi del servizio di trasporto*

Per ogni distributore viene determinato un ammontare di perequazione (ITT), positivo o negativo, espresso in lire, pari a:

$$ITT = [CTT - RATT] * \alpha T + \max[(CTD - RATD); 0] \quad (2)$$

dove:

- CTT denota i costi sostenuti dal distributore per l'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale relativo all'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato, alle condizioni previste dalla deliberazione n. 205/99, come riportati nel bilancio di esercizio, corretti per tenere conto delle quantità di energia transitate sulla rete del distributore e destinate ad autoconsumo. Tali costi fanno riferimento sia agli importi direttamente addebitati dal distributore dal quale è stata prelevata l'energia elettrica, sia agli importi successivamente fatturati dalla società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) sulla base di quanto indicato nella lettera dell'Autorità del 29 settembre 2000 (protocollo: AP/M00/1915/cp). In tale lettera si conferiva al Gestore della rete la facoltà di fatturare in acconto a tutte le imprese distributrici un importo pari al prodotto tra i valori della componente tariffaria del vincolo V1 e della tariffa D1 a copertura dei costi dell'attività di trasmissione e l'energia elettrica fatturata dall'impresa distributtrice ai clienti del mercato vincolato, al netto di quanto eventualmente già addebitato direttamente dal Gestore della rete e/o da altre imprese distributrici e al netto di un ammontare pari alla somma dei prodotti tra l'energia elettrica, per ciascuna fascia oraria, eventualmente prodotta da impianti di produzione nella disponibilità dell'impresa distributtrice o di impresa produttrice facente parte dello stesso gruppo societario direttamente connessi alla rete di distribuzione della stessa impresa e destinata al mercato vincolato della stessa, e i corrispondenti corrispettivi di cui alla tabella 2 della deliberazione n.205/99.
- RATT denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e della tariffa D1 a copertura dei costi per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per i clienti del mercato vincolato; nel caso dei clienti cui sia stata applicata una opzione tariffaria che preveda una articolazione dei prezzi compatibile con l'articolazione dei costi per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale da parte del distributore, i ricavi ammessi sono pari ai ricavi che l'esercente avrebbe potuto ottenere applicando i corrispettivi dei costi di acquisto per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale previsti dalla deliberazione n. 205/99, corretti per tenere conto delle perdite. Vanno inoltre considerati gli importi che il distributore ha addebitato ad altri distributori allacciati alla propria rete;
- αT è un coefficiente compreso tra zero e uno. Con riferimento all'anno 2000 questo coefficiente è posto pari a 1, a meno che ciò non comporti un aumento della tariffa media nazionale superiore ad 1 lire/kWh. In questo caso il valore del coefficiente α è ridotto in modo da contenere l'aumento entro il tetto previsto di 1 lira/kWh;
- CTD denota i costi sostenuti dal distributore per l'acquisto del servizio di trasporto sulle reti di distribuzione di terzi relativo all'energia elettrica destinata ai propri clienti del mercato vincolato, alle condizioni previste dalla deliberazione n. 205/00, ivi compresi i costi relativi all'attività di vendita ad esso connessa, come riportati nel bilancio di esercizio, corretti per tenere conto delle quantità di energia transitate sulla rete del distributore e destinate ad autoconsumo.

- RATD denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e della tariffa D1 a copertura dei costi per il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per i clienti del mercato vincolato. Vanno inoltre considerati gli importi che il distributore ha addebitato ad altri distributori allacciati alla propria rete, ad esclusione degli importi relativi all'attività di vendita.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Definizione dei ricavi ammessi a copertura dei costi di trasporto di energia elettrica nel caso di opzioni tariffarie articolate per fasce orarie pari ai ricavi che l'esercente avrebbe potuto ottenere applicando i corrispettivi dei costi di acquisto per il servizio di trasporto previsti dalla deliberazione n. 205/99, corretti per tenere conto delle perdite.

Spunti per la consultazione (Q2)

Con riferimento alla determinazione dell'ammontare di perequazione ITT, si ritiene che le informazioni necessarie per la sua determinazione presentino problemi di carattere definitorio o relativi al loro reperimento anche con riferimento all'anno 2000?

7 Sistema di perequazione dei costi di distribuzione di energia elettrica

7.1 Premessa

La manovra di perequazione ha lo scopo di correggere i ricavi delle imprese che, per differenti caratteristiche dell'utenza e del territorio servito, si trovano a dover sostenere costi superiori rispetto a quelli mediamente riconosciuti. I costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di distribuzione sono infatti influenzati, oltre che da variabili organizzativo-gestionali e dalle caratteristiche dell'utenza servita, anche da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. Inoltre poiché la diversa composizione dell'utenza, a parità di costi, può comportare ricavi diversi tra i soggetti esercenti, la determinazione degli ammontari di perequazione viene effettuata tenendo conto dei ricavi ammessi per ciascun soggetto.

E' evidente l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione dei costi di distribuzione che compensi solo le differenze di costo dell'attività di distribuzione dovute a fattori non soggetti al controllo del distributore, mantenendo inalterati gli stimoli all'efficienza ed al miglioramento della qualità del servizio derivanti dal meccanismo di aggiornamento tariffario con il metodo del *price-cap*.

In relazione ai costi che ciascuna impresa sostiene per svolgere il servizio di distribuzione, si ritiene che le differenze nelle caratteristiche specifiche del territorio servito o nei fattori ambientali, al di fuori del controllo dell'impresa, producano i loro effetti essenzialmente sui costi direttamente imputabili agli impianti di distribuzione. In ragione di queste considerazioni, ai fini della determinazione degli ammontari di perequazione relativi all'attività di distribuzione verranno presi in considerazione i costi direttamente attribuibili agli impianti, di seguito indicati come "costi diretti di distribuzione".

Date le caratteristiche strutturali delle reti di distribuzione l’Autorità propone di articolare il sistema di perequazione dei costi di distribuzione sui seguenti tre livelli:

- a) perequazione dei costi diretti di distribuzione relativi alle reti ad alta tensione;
- b) perequazione dei costi diretti di distribuzione relativi alla trasformazione dell’energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- c) perequazione dei costi diretti di distribuzione relativi alle reti di media tensione, ad esclusione dei costi relativi alla trasformazione dell’energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, e di bassa tensione.

Sotto l’aspetto metodologico, per la perequazione dei costi diretti di distribuzione relativi alle reti di alta tensione e dei costi diretti di distribuzione relativi alla trasformazione dell’energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, di cui alle precedenti lettere a) e b), l’Autorità intende prendere come riferimento ai fini della perequazione i costi di ciascuna impresa, senza disaggregazioni per area geografica, ma ricorrendo a disaggregazioni per tipo di componente utilizzato, come illustrato nei paragrafi 7.2 e 7.3. Infatti si ritiene che la topografia delle reti di alta tensione e le caratteristiche degli impianti di trasformazione dell’energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione siano tali da non permettere un’analisi dei costi in relazione ad aree geografiche, come può avvenire invece per le reti di media e bassa tensione.

Per la perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione, di cui al punto c), l’Autorità propone di prendere come riferimento ai fini della perequazione dei costi di distribuzione un’area geografica pari all’area servita da ciascun distributore, se questa è compresa in un’unica provincia, o, altrimenti, la provincia. Il meccanismo proposto è illustrato nei paragrafi 7.4.

Ciascuno dei meccanismi proposti di per sé non implica oneri aggiuntivi per i clienti del mercato vincolato, salvo l’effetto della presenza di tetti agli ammontari di perequazione, previsti al fine di garantire gradualità di applicazione per le imprese nell’ambito della salvaguardia dell’equilibrio economico-finanziario delle imprese stesse.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

1. Riferimento ai costi diretti di distribuzione senza l’individuazione di una componente di costi comuni da attribuire all’attività di distribuzione.
2. Introduzione di tre distinti livelli dei costi relativi alla distribuzione di energia elettrica.
3. Introduzione di tetti agli ammontari di perequazione, previsti al fine di garantire gradualità di applicazione per le imprese nell’ambito della salvaguardia dell’equilibrio economico-finanziario delle imprese stesse.

7.2 Costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione e costi di trasformazione dell’energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione

L’attuale ambito delle reti di distribuzione ad alta tensione è il risultato del processo di individuazione dell’ambito della rete di trasmissione nazionale, definito con il decreto del Ministero dell’industria 25 giugno 2000, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 151 del 30 giugno 1999.

Per effetto di tale decreto, emanato ai sensi dell'articolo 3, comma 7 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), una parte delle reti di alta tensione è stata attribuita alla rete di trasmissione nazionale, mentre la restante parte delle linee e delle stazioni di trasformazione è stata considerata come rete di distribuzione.

L'Autorità ritiene opportuno riconoscere a ciascun esercente un ricavo a copertura dei propri costi diretti di distribuzione in alta tensione definito secondo metodologie coerenti con quelle utilizzate per la definizione dei ricavi relativi alla parte delle reti di alta tensione comprese nell'ambito della Rete di trasmissione nazionale.

La coerenza metodologica con le determinazioni assunte in materia di definizione dei ricavi relativi alla parte delle reti di alta tensione comprese nell'ambito della rete di trasmissione nazionale comporta che:

- a) l'ammontare di perequazione relativo alla distribuzione in reti ad alta tensione sia determinato annualmente come differenza tra il *costo standard diretto di distribuzione in alta tensione* ad esso riconosciuto e il gettito delle componenti tariffarie a copertura dei costi diretti di distribuzione su reti ad alta tensione che l'esercente avrebbe potuto ottenere applicando alla propria clientela l'opzione tariffaria TV1 o la tariffa D1;
- b) sia previsto un meccanismo di adeguamento automatico del livello complessivo dell'ammontare di perequazione in modo tale da garantire, a livello nazionale, l'equilibrio tra il totale dei *costi standard diretti di distribuzione in alta tensione* e i ricavi ammessi a copertura di tali costi.

Il *costo standard diretto di distribuzione in alta tensione* viene calcolato con una metodologia basata sull'analisi di costo dei diversi componenti tecnici delle reti di alta tensione, del tutto analoga a quella proposta dall'Autorità per il calcolo delle componenti fisse dei canoni annuali a copertura dei costi delle attività di esercizio e di manutenzione degli impianti, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito, come definito dalla delibera dell'Autorità 19 aprile 2000, n. 75/00, recante proposta al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in materia di concessione al Gestore della rete delle attività di trasmissione e di dispacciamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere b) e d), della legge n. 481/95 e per la proposta al medesimo Ministro della convenzione tipo di cui all'articolo 3, comma 8 del decreto legislativo n. 79/99.

Questa impostazione metodologica è basata sull'individuazione, a cura del Gestore della rete, di classi omogenee di elementi costitutivi della medesima rete, distinguendo in primo luogo le linee dalle stazioni di trasformazioni, e distinguendo ulteriormente, a titolo esemplificativo:

- a) per le linee, in base al livello di tensione (in kV: 380, 220, 200DC, 130-150), alla soluzione impiantistica e di esecuzione (linee aeree in terna doppia o in terna singola, linee in cavo, linee a corrente continua, e così via);
- b) per le stazioni di trasformazione, in base alla taglia dei trasformatori e per i restanti componenti al livello di tensione e alle soluzioni impiantistiche (stalli in aria o blindati, a terna singola o a terna doppia, con o senza interruttori, congiuntori, sezioni o altro.).

Applicando questa impostazione metodologica, è possibile determinare, per ciascun esercente che dispone di reti di distribuzione di alta tensione, il costo standard relativo alla specifica configurazione e dimensione di tali reti, sulla base di costi unitari per ogni classe omogenea di elementi moltiplicati per il numero (o la dimensione in km per le linee) di elementi posseduti da ciascun esercente di distribuzione. I costi unitari per ogni classe omogenea di elementi dovranno essere valutati in relazione all'intero sistema delle linee di alta tensione di distribuzione.

Per quanto riguarda i costi relativi agli impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, l'Autorità intende adottare un meccanismo di perequazione delle componenti di ricavo a copertura di tali costi che si basa sulla stessa metodologia definita per i costi relativi alle reti di alta tensione. Infatti, nonostante questi costi trovino copertura nelle componenti tariffarie del vincolo V1 e della tariffa D1 relative alle reti di distribuzione di media tensione, gli impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione presentano caratteristiche analoghe a quelli delle stazioni di trasformazione appartenenti alle reti di alta tensione.

Applicando la stessa impostazione metodologica dei costi relativi alle reti di alta tensione è possibile definire, per ciascun esercente che dispone di impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, il costo standard relativo alla specifica configurazione, sulla base di costi unitari per ogni classe omogenea di elementi moltiplicati per il numero di elementi posseduti da ciascun esercente di distribuzione. I costi unitari per ogni classe omogenea di elementi devono essere valutati in relazione all'intero sistema degli impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione.

Spunti per la consultazione (Q3)

- 1) Con riferimento alla determinazione dei *costi standard diretti di distribuzione in alta tensione* riconosciuti a ciascun distributore, si ritiene che le informazioni necessarie per la loro determinazione presentino problemi di carattere definitorio o relativi al loro reperimento anche con riferimento all'anno 2000?
- 2) Con riferimento alla determinazione dei *costi standard diretti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione* riconosciuti a ciascun distributore, si ritiene che le informazioni necessarie per la loro determinazione presentino problemi di carattere definitorio o relativi al loro reperimento anche con riferimento all'anno 2000?

7.3 Costi di distribuzione sulle reti a media e bassa tensione

Per la perequazione relativa alle reti di distribuzione di media e di bassa tensione, ad esclusione degli impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, dal momento che la distinzione tra differenze nei costi diretti di distribuzione derivanti da scelte organizzative e gestionali e differenze imputabili a fattori esterni non è facilmente rilevabile, il meccanismo proposto è basato sull'individuazione delle differenze tra aree geografiche che si dimostrano legate, con regolarità statistica, a differenze nelle caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti, anche se il nesso di causalità tra queste caratteristiche ed i costi di distribuzione può coinvolgere scelte organizzative e gestionali.

Mediante l'analisi statistica viene individuata una relazione analitica (di seguito indicata come "formula di perequazione") tra il rapporto tra costi diretti di distribuzione effettivamente sostenuti e ricavi ammessi a copertura di tali costi (di seguito: *rapporto di incidenza costi-ricavi*) di ciascuna area geografica e un insieme di caratteristiche dell'utenza e del territorio serviti al di fuori del controllo del distributore (di seguito indicato come gli "indicatori tecnici oggettivi" dell'area geografica).

Nel documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione sono state formulate alcune ipotesi circa gli indicatori tecnici oggettivi da considerare. Tenendo conto delle indicazioni

pervenute dai soggetti che hanno partecipato alla consultazione, è stata condotta un'analisi degli indicatori da utilizzare. Tale indagine ha consentito di individuare i seguenti indicatori tecnici:

- a) il numero totale dei clienti serviti; questa variabile è rilevante perché, essendo la formula di perequazione relativa alla differenza tra ricavi e costi, bisogna considerare che i ricavi, in base ai vincoli TV1 e alla tariffa D1, hanno una relazione lineare rispetto al numero di utenti, mentre è ragionevole che i costi crescano in modo non lineare; la formula di perequazione dovrebbe presentare una correlazione di segno negativo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*;
- b) il rapporto tra il numero di clienti serviti e la lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione (misurate in km): questa variabile è un indicatore della densità della clientela sul territorio servito. A parità di altre variabili, un aumento di questo indicatore è dovuto alla riduzione dei chilometri di linea, con una conseguente contrazione dei costi; la formula di perequazione dovrebbe presentare una correlazione di segno negativo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*;
- c) il rapporto tra la lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione (misurate in km) e l'estensione dell'area territoriale servita (misurata in km²): questa variabile è un indicatore della topologia della rete rispetto all'area territoriale servita. A parità degli altri indicatori, un aumento di questo indicatore è dovuto a un'area servita di minor superficie, con una conseguente contrazione dei costi; la formula di perequazione dovrebbe quindi presentare una correlazione di segno negativo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*;
- d) la percentuale dei km di linee di distribuzione a media e bassa tensione interrate rispetto ai km di linee totali: questa variabile consente di riconoscere il maggiore livello dei costi che deve essere sostenuto in presenza di una rete caratterizzata da un livello di linee interrate maggiore rispetto a quelli determinati sulla base dei costi medi; la formula di perequazione dovrebbe quindi presentare una correlazione di segno positivo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*. Con riferimento a questo indicatore tecnico, l'Autorità ritiene necessario raccogliere ulteriori elementi conoscitivi al fine di valutare la relazione tra questo indicatore tecnico-oggettivo ed i costi diretti di distribuzione in aree geografiche che presentino caratteristiche peculiari, quali la presenza di centri storici oppure particolari vincoli di carattere storico, paesaggistico o ambientale;
- e) il numero dei clienti allacciati a media tensione, ad esclusione degli usi di illuminazione pubblica, in rapporto al numero totale dei clienti serviti: questa variabile è un indicatore del grado di partecipazione dei clienti allacciati in media tensione alla remunerazione del tratto di rete che li serve. A parità di altri indicatori, un aumento di questo indicatore è dovuto ad un aumento del numero di clienti allacciati a media tensione, con un conseguente aumento dei ricavi. La formula di perequazione dovrebbe presentare una correlazione di segno negativo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*;
- f) la potenza media impegnata dai clienti domestici (misurata in kW): questa variabile è un indicatore della struttura territoriale dell'utenza e permette di compensare eventuali differenze tra i costi medi nazionali riconosciuti per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici, calcolati con riferimento a caratteristiche dell'utenza media nazionale, e i costi riconosciuti della singola area geografica, calcolati con riferimento alle specifiche caratteristiche; la formula di perequazione dovrebbe presentare una correlazione di segno negativo tra questo indicatore e il *rapporto di incidenza costi-ricavi*.

Sono state esaminate diverse formule di perequazione. La formula che viene proposta è di tipo logaritmico, in quanto meglio consente di tenere conto della relazione tra i costi e gli indicatori tecnici scelti per rappresentare le caratteristiche delle aree geografiche.

La formula di perequazione permette di calcolare il logaritmo del rapporto tra i costi diretti di distribuzione di ciascuna area geografica ed i ricavi ammessi a copertura di tali costi in base alla somma dei logaritmi degli indicatori tecnici oggettivi sopra elencati, a cui viene sommata una costante.

L'ammontare di perequazione, per una data area geografica in un dato anno, è il risultato della formula calcolata utilizzando i valori degli indicatori tecnici oggettivi rilevati nell'area geografica e nell'anno in considerazione.

Per ciascun anno, la determinazione degli ammontari di perequazione viene effettuata applicando i valori dei coefficienti degli indicatori tecnico oggettivi, identificati con analisi statistiche e mantenuti costanti per tutto il primo periodo regolatorio, ai valori degli indicatori tecnici oggettivi aggiornati anno per anno.

E' prevista l'applicazione di dispositivi di adeguamento automatico del livello complessivo dell'ammontare di perequazione in modo tale da garantire, a livello nazionale, la neutralità del meccanismo per l'utenza.

Spunti per la consultazione (Q4)

- 1) Con riferimento alla individuazione degli indicatori tecnico-oggettivi, si ritiene che le informazioni necessarie per la loro determinazione presentino problemi di carattere definitorio o relativi al loro reperimento anche con riferimento all'anno 2000?
- 2) Con riferimento alla individuazione degli indicatori tecnico-oggettivi, si ritiene che debbano essere presi in considerazione anche fattori ambientali specifici relativi alla distribuzione in aree caratterizzate dalla presenza di centri storici ovvero sottoposte a vincoli di natura paesaggistica, ambientale o archeologica? Quali indicatori potrebbero essere suggeriti al riguardo?
- 3) Si ritiene opportuno articolare il meccanismo di perequazione in due periodi: periodo transitorio e periodo a regime? Nel periodo transitorio, corrispondente all'anno 2000, la determinazione degli ammontari di perequazione sarebbe effettuata in acconto in base a una formula di perequazione provvisoria. Successivamente quando disponibili i dati relativi ai costi e agli indicatori tecnico-oggettivi riferiti all'anno 2000, il valore dei coefficienti di perequazione potrebbero essere modificato individuando dei valori definitivi da utilizzare per il calcolo degli ammontari di perequazione.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

1. Specificazione della forma funzionale logaritmica;

2. Definizione degli indicatori tecnico oggettivi selezionati sulla base di metodi statistici di specificazione e di stima basati sui minimi quadrati ordinari.
3. Applicazione di dispositivi di adeguamento automatico del livello complessivo dell'ammontare di perequazione in modo tale da garantire, a livello nazionale, la neutralità del meccanismo per l'utenza.

7.4 Determinazione degli ammontari di perequazione

Fatto salvo quanto indicato in precedenza per quanto riguarda la fissazione dei tetti sulle somme dovute dagli esercenti, l'ammontare di perequazione rispettivamente spettante o dovuto da ciascun distributore in relazione ai costi di distribuzione è composto dai seguenti elementi:

- a) ammontare di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti ad alta tensione (AP_{AT});
- b) ammontare di perequazione dei costi diretti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (AP_{TT});
- c) ammontare di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti media e a bassa tensione (AP_{MBT}).

7.4.1 *Ammontari di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti ad alta tensione e dei costi diretti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione*

Per ogni distributore viene definito un ammontare di perequazione (AP_{AT}), positivo o negativo, espresso in lire, pari a:

$$AP_{AT} = Cst - RA, \quad (3)$$

dove:

- Cst (espresso in lire) denota il costo diretto standard di ciascun esercente relativo all'intero sistema delle linee ad alta tensione di distribuzione, eventualmente corretto per garantire l'equilibrio, a livello nazionale, tra il totale dei *costi standard diretti di distribuzione ad alta tensione* e i ricavi ammessi a copertura di tali costi;
- RA (espresso in lire) denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e dalla tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione ad alta tensione, calcolato ipotizzando che tutti i clienti, compresi i clienti idonei e gli autoconsumi, siano serviti alle condizioni previste dalla deliberazione n. 204/99 dell'Autorità. Nel caso in cui il distributore abbia una rete con uno o più punti di interconnessione in alta tensione con reti di

distribuzione di terzi, al ricavo come sopra determinato va sottratto il costo sostenuto per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete ad alta tensione dei distributori terzi.

Ai fini del calcolo del costo standard la consistenza degli impianti, distinti per classi omogenee di componenti, è, per ciascun esercente, quella relativa all'anno 2000.

Per poter consentire il finanziamento di eventuali sviluppi della rete, il livello complessivo dei ricavi ammessi viene calcolato come valore minimo tra:

- a) livello dei ricavi calcolato con riferimento a quantità standard di consumo e di clienti, coerenti con le quantità stimate ai fini della determinazione dei vincoli tariffari; tali quantità standard vengono determinate, incrementando i consumi effettivi del 1997 del 4,3% ed il numero dei clienti del 3,7%.
- b) livello dei ricavi calcolati con riferimento alle quantità effettive dell'anno di riferimento.

L'ammontare di perequazione dei costi diretti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione (AP_{TT}) è definito per ogni distributore in modo del tutto analogo a quanto previsto per la determinazione degli ammontari di perequazione dei costi diretti delle reti di alta tensione.

Principali differenze rispetto ai Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Definizione di un costo standard relativo alla rete di alta tensione e agli impianti di trasformazione AT/MT sulla base dei costi unitari per ogni classe omogenea di elementi della rete stessa.

7.4.2 Determinazione degli ammontari di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti a media e a bassa tensione

L'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione (AP_{MBT}^o), positivo o negativo, espresso in lire, attribuito a ciascuna area geografica o impresa distributrice, viene definito a partire dall'ammontare di perequazione (AP_{MBT}), ottenuto secondo la formula sotto descritta, applicando un apposito dispositivo di adeguamento che garantisca, a livello nazionale, la neutralità del meccanismo per l'utenza.

L'ammontare di perequazione (AP_{MBT}) dipende dai ricavi ammessi a copertura dei costi oggetto dell'analisi e dagli indicatori elencati nel paragrafo 7.4, combinati secondo la seguente formula di perequazione:

$$AP_{MBT} = RA * \left(e^{A + \sum b_i Z_i} - 1 \right) \quad (4)$$

dove:

- RA (espresso in lire) denota la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e dalla tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione, calcolato ipotizzando che tutti i clienti, compresi i clienti idonei e gli autoconsumi, siano serviti alle condizioni previste dalla deliberazione n. 204/99 dell’Autorità. Nel caso in cui il distributore sia fornito a un livello di tensione per il quale disponga egli stesso di proprie reti di distribuzione al ricavo come sopra determinato va sottratto il costo sostenuto per l’approvvigionamento dell’energia elettrica da altri distributori;
- Gli indicatori Z sono i logaritmi degli indicatori tecnico oggettivi, ad eccezione dell’indicatore relativo alla percentuale di linee interrate, che è invece espresso in termini di punti percentuali;
- I coefficienti **b** sono i coefficienti dei logaritmi degli indicatori tecnico – oggettivi inclusi nella funzione di regressione;
- A è la costante.

8 Compensazione dei ricavi per le forniture a clienti domestici

8.1 Premessa

L’ordinamento tariffario introdotto con la deliberazione n. 204/99 prevede, nel caso delle forniture a clienti domestici allacciati a bassa tensione, un regime di maggior tutela rispetto alle altre tipologie di utenza, imponendo a tutte le imprese distributrici l’applicazione di tariffe fissate dall’Autorità. L’applicazione della tariffa fissata dall’Autorità in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza (tariffa D1) avrebbe rappresentato, per una parte significativa della clientela domestica, un sostanziale cambiamento rispetto alla tariffa in vigore prima della deliberazione n. 204/99.

Al fine di gestire con gradualità la transizione verso la nuova tariffa D1 e in attesa dell’avvio del nuovo regime di agevolazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati, è stato previsto un regime transitorio che si concluderà alla fine dell’anno 2002. Nell’ambito di questo regime transitorio l’Autorità ha definito due tariffe di transizione: rispettivamente per i clienti domestici con contratto per abitazioni di residenza con potenza impegnata non superiore ai 3 kW (tariffa D2) e per i restanti clienti domestici alimentati a bassa tensione (tariffa D3). Queste tariffe devono essere applicate obbligatoriamente dai distributori sia ai clienti con contratto in essere all’avvio del nuovo ordinamento tariffario, sia ai nuovi clienti finali.

Terminato tale periodo transitorio, i distributori devono applicare a tutti i clienti domestici la tariffa D1 e pertanto questo sistema di perequazione cessa la sua operatività.

8.2 Perequazione dei ricavi ottenuti dall’applicazione delle tariffe D2 e D3

Il livello dei corrispettivi delle tariffe D2 e D3 è stato determinato dall’Autorità in modo tale da garantire, a livello medio nazionale, che i ricavi complessivi siano tali da coprire i costi riconosciuti del servizio elettrico attribuiti ai clienti domestici. Tale garanzia non può essere assicurata a livello di singola impresa distributtrice, dal momento che sia la quota dei clienti domestici a cui deve essere applicata la tariffa D2 o la tariffa D3, sia la struttura dei consumi di energia elettrica per i clienti domestici ai quali si applica la tariffa D2 varia da distributore a distributore.

Il sistema di perequazione proposto è tale da garantire, a ciascun distributore, un livello di ricavi tariffari pari a quello che lo stesso distributore avrebbe potuto conseguire qualora la composizione della sua clientela domestica e la struttura dei consumi di tali clienti fosse stata pari a quella di riferimento utilizzata dall'Autorità in sede di definizione delle tariffe D2 e D3.

Di conseguenza, per ciascuna impresa distributrice, l'ammontare di perequazione (APdom) viene definito secondo la formula:

$$AP_{dom} = RA - RE \quad (5)$$

dove:

- RA rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa avrebbe conseguito dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 qualora la composizione dei clienti domestici e la struttura dei consumi di tali clienti nell'anno a cui l'ammontare di perequazione si riferisce fosse stata pari a quella di riferimento media nazionale riferita allo stesso anno;
- RE rappresenta il livello dei ricavi effettivamente conseguito dall'impresa esercente nell'anno a cui si riferisce l'ammontare di perequazione.

La composizione dei clienti domestici e la struttura dei consumi di tali clienti di riferimento media nazionale verrà calcolata con riferimento alla composizione della clientela domestica e della struttura dei consumi dell'utenza domestica dei quattro principali fornitori.

Come già indicato nel capitolo 4 l'Autorità intende lasciare agli esercenti la facoltà di partecipazione a questo sistema di perequazione.

Principali differenze rispetto al documento Criteri per la definizione dei sistemi di perequazione:

Partecipazione facoltativa al sistema di perequazione.

Appendice - Esempio di determinazione dell'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione (ad esclusione dei costi diretti di distribuzione relativi agli impianti di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione).

Al fine di rendere più agevole la comprensione dei meccanismi di perequazione dei costi diretti di distribuzione sulle reti di media e di bassa tensione, di cui al paragrafo 7.3, viene presentato nel seguito un esempio riferito ad un'ipotetica impresa di distribuzione che si immagina fornisca il suo servizio in un'area geografica di dimensione inferiore o uguale all'ambito provinciale. Nell'esempio non vengono considerati gli effetti dell'applicazione del dispositivo di adeguamento, previsto per garantire, a livello nazionale, la neutralità del meccanismo di perequazione per l'utenza.

Si assume che gli indicatori di tale impresa di distribuzione rilevanti ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione per l'anno 2000 siano pari a quelli indicati nella tabella 1.

Tabella 1 – Caratteristiche rilevanti ai fini della determinazione degli indicatori tecnico oggettivi Z_i

Numero dei clienti serviti	150.000
Lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione (km)	10000
Area territoriale servita (kmq)	1500
Percentuale di linee di distribuzione in media e bassa tensione interrato rispetto al totale (%)	40
Numero dei clienti serviti in media tensione appartenenti alla tipologia altri usi	1.500
Potenza media impegnata dai clienti domestici serviti (kW)	3,1

Ai fini della determinazione della somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza dal vincolo V1 e dalla tariffa D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione (RA), si assume che le variabili rilevanti, per ciascuna tipologia di utenza fornita in bassa e in media tensione, siano pari a quelli riportati nella tabella 2.

Tabella 2 – Caratteristiche delle singole tipologie di utenza fornite in media e bassa tensione

Tipologia di utenza	Numero di clienti rilevante ai fini del calcolo del vincolo V1	Potenza impegnata rilevante ai fini del calcolo del vincolo V1 (kW)	Consumo rilevante ai fini del calcolo del vincolo V1 (kWh)
Forniture in bassa tensione per usi domestici		341.000	260.000.000
Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica			10.000.000
Forniture in bassa tensione a clienti vincolati e potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	38.000		300.000.000
Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica	-		-
Forniture in media tensione a clienti potenzialmente idonei e a clienti vincolati per tutti gli altri usi	1.500		

Si considera che le componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi diretti di distribuzione abbiano i valori unitari riportati nella tabella 3. L’Autorità intende definire il valore di tali componenti contestualmente alla deliberazione di introduzione dei meccanismi di perequazione.

Tabella 3 – Stima di valori aggregati delle componenti dei vincoli tariffari e della tariffa D2 e D3 a copertura dei costi diretti degli impianti di media e di bassa tensione

Tipologia di utenza	lire/cliente anno	lire/ kW anno	lire/kWh
Forniture in bassa tensione per usi domestici		21.000	7
Forniture in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica	-		11
Forniture in bassa tensione a clienti vincolati e a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	148.000		8
Forniture in media tensione per usi di illuminazione pubblica	-		6
Forniture in media tensione a clienti vincolati e a clienti potenzialmente idonei per tutti gli altri usi	5.970.000		-

Si assume che, sempre a titolo esemplificativo, i valori dei coefficienti β definiti dalla funzione di regressione e della costante A per la determinazione dall'ammontare di perequazione siano pari ai livelli riportati nella tabella 4.

Tabella 4- Coefficienti della funzione di regressione e costante

Costante/Coefficiente	
A	2,320
β_1 (parametro relativo al logaritmo del numero totale dei clienti serviti)	-0,110
β_2 (parametro relativo al logaritmo del rapporto tra il numero di clienti serviti e la lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione)	-0,455
β_3 (parametro relativo al logaritmo del rapporto tra la lunghezza delle linee di distribuzione di media e bassa tensione e l'estensione dell'area territoriale servita)	-0,123
β_4 (parametro relativo ai punti percentuali delle linee di distribuzione in media e bassa tensione interrate rispetto al totale)	0,003
β_5 (parametro relativo al logaritmo del numero dei clienti allacciati in media tensione ad esclusione degli usi di illuminazione pubblica, in rapporto al numero totale dei clienti serviti)	-0,250
β_6 (parametro relativo al logaritmo della potenza media impegnata dai clienti domestici)	-0,685

Ricordando che l'ammontare di perequazione è pari a:

$$AP = RA * \left(e^{A + \sum b_i Z_i} - 1 \right)$$

Si procede, sulla base dei dati riportati nelle tabelle da 1 a 4, in primo luogo alla determinazione di RA.

RA è pari alla somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia di utenza del vincolo V1 e dalla tariffa D1 a copertura dei costi diretti degli impianti di media e di bassa tensione, calcolato ipotizzando che tutti i clienti, compresi i clienti idonei e gli autoconsumi, siano serviti alle condizioni previste dalla deliberazione n. 204/99 dell'Autorità. Nell'esempio in esame, a tale livello di ricavi ammessi non viene sottratto il costo sostenuto per l'approvvigionamento di energia elettrica da altri distributori, poiché si ipotizza che l'impresa sia fornita direttamente dalla rete di trasmissione nazionale.

Moltiplicando i valori unitari delle componenti riportati nella tabella 3 per le caratteristiche delle singole tipologie di utenza fornite in media e bassa tensione, come riportati nella tabella 2, si ottiene il ricavo, distinto per tipologia, rilevante ai fini della determinazione di RA. Sommando i ricavi così ottenuti per ciascuna tipologia si ottiene il valore di RA. Nell'esempio RA assume un valore pari a circa 26 miliardi di lire.

Ottenuto RA, si prosegue nel calcolo. Mediante semplici passaggi dai dati di tabella 1 si possono ottenere i valori degli indicatori Z_i , che compaiono nell'esponente dell'equazione di perequazione. Tali valori sono indicati nella tabella 5.

Tabella 5 – Valori assunti dagli indicatori Z_i

Z_1 (logaritmo del numero clienti serviti)	11,918
Z_2 (logaritmo del numero clienti serviti in rapporto alla lunghezza della linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km)	2,708
Z_3 (logaritmo della lunghezza delle linee di distribuzione in media e bassa tensione misurate in km in rapporto all'area territoriale servita misurata in kmq)	1,897
Z_4 (percentuale delle linee di distribuzione in media e bassa tensione interrato rispetto al totale)	40
Z_5 (logaritmo del numero dei clienti allacciati in media tensione, ad esclusione degli usi di illuminazione pubblica, in rapporto al numero totale dei clienti serviti)	-4,605
Z_6 (logaritmo della potenza media impegnata dai clienti domestici misurata in kW)	1,131

Il valore dell'esponente dell'equazione di perequazione si ottiene come somma del valore assunto dalla costante A e della somma dei prodotti ottenuti moltiplicando i valori assunti dalle variabili Z_i per i valori assunti dai coefficienti β_i , di cui alla tabella 4.

Viene infine determinato l'ammontare di perequazione per l'impresa di distribuzione dell'esempio; questo valore risulta pari a circa 1 miliardo di lire.