

Documento di consultazione (approvato il 27 novembre 1999)

REGOLAZIONE DELLE TARIFFE DEL SERVIZIO DI FORNITURA DELL'ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI VINCOLATI

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge 14 novembre 1995, n. 481

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas formula per un nuovo ordinamento delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati, ivi compresi i clienti idonei che provvisoriamente non facciano ricorso al mercato libero. Il documento propone criteri e metodi per la determinazione dei costi del servizio, delle tariffe e delle relative opzioni e componenti in relazione alle diverse tipologie di utenza. La struttura delle tariffe e i ricavi previsti per i soggetti esercenti sono conformi ai criteri generali e all'impostazione presentati dalla stessa Autorità nella "Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato", approvata in data 4 agosto 1999.

Le proposte dell'Autorità sono formulate ai sensi dell'articolo 5, comma 2, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 maggio 1997, n. 61/97, nell'ambito del provvedimento 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. Le proposte contengono anche un possibile calendario di successivi adempimenti previsti per l'Autorità per l'energia elettrica e per le imprese distributrici, ed esempi di quantificazione dei diversi corrispettivi che caratterizzano il nuovo ordinamento tariffario.

Il documento per la consultazione segue le "Linee guida per la regolamentazione dei servizi di vettoriamento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento" che, diffuse dall'Autorità nel mese di marzo 1998, sono state oggetto di una prima consultazione dei soggetti interessati, tramite audizioni speciali e osservazioni scritte. Il presente documento viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti, prima che l'Autorità provveda all'emanazione di provvedimenti. L'Autorità prevede di tenere audizioni speciali delle associazioni dei consumatori e degli utenti, delle associazioni ambientaliste, delle associazioni sindacali delle imprese e dei lavoratori, delle imprese esercenti i servizi e delle loro formazioni associative. I soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni e suggerimenti per iscritto all'Autorità improrogabilmente entro il 17 dicembre 1999.

1 Introduzione

1.2 Il processo di definizione del nuovo ordinamento tariffario

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 adottato 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: 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 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.

Quasi contemporaneamente il Governo ha approvato il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) per l'attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, riformando il quadro istituzionale e normativo entro cui il nuovo ordinamento tariffario deve inserirsi, armonizzandosi con un sistema di prezzi di mercato. Assieme all'analisi dei costi, il nuovo quadro normativo costituisce la base per la presente proposta di regolazione delle tariffe di fornitura agli utenti finali vincolati.

Nel 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.

Il presente documento per la consultazione "Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati" si basa su quanto già esposto nella Nota informativa con riferimento ai clienti finali vincolati; espone i criteri di attribuzione alle tipologie di utenza dei costi riconosciuti; sviluppa le proposte già avanzate nelle Linee guida con alcune modifiche, in parte determinate da considerazioni emerse nelle precedenti consultazioni circa la praticabilità delle soluzioni proposte e in parte finalizzate a rendere il nuovo ordinamento tariffario coerente con l'assetto del settore determinato dal decreto legislativo n. 79/99.

L'Autorità sta inoltre predisponendo un documento di 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.

L'Autorità conferma i dati contenuti nella Nota informativa riguardo alla progressiva riduzione delle tariffe per la parte non indicizzata ai prezzi dei combustibili. La Nota informativa indicava una riduzione complessiva dei ricavi dell'Enel del 17 per cento circa nell'arco del quadriennio 2000 - 2003. Una parte importante della riduzione,

stimabile tra il 5% e il 7%, avrà effetto all'1 gennaio 2000 e i parametri contenuti nel presente documento sono proposti in misura coerente con tale riduzione.

Peraltro, il forte aumento del prezzo internazionale del petrolio e dei suoi derivati e il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, fanno prevedere un ulteriore aumento, stimato prossimo al 4%, della parte indicizzata delle tariffe elettriche all'1 gennaio prossimo.

La riduzione della parte non indicizzata sarà sufficiente ad assorbire l'aumento della parte indicizzata e a determinare una lieve riduzione della tariffa media all'inizio dell'anno. La variazione sarà differenziata per le diverse classi tariffarie, in relazione alla determinazione dei costi imputabili a ciascuna classe, che sarà operata secondo i criteri proposti nel presente documento, che saranno definiti in seguito alla consultazione.

1.3 Guida alla lettura del documento per la consultazione

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per la regolazione della fornitura del servizio elettrico a:

- a) clienti finali legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove essi sono localizzati (i clienti *vincolati* ai sensi dell'articolo 2, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99);
- b) clienti finali che hanno la capacità di stipulare contratti di fornitura con un qualsiasi produttore, distributore e grossista, in Italia e all'estero (i clienti *idonei*, ai sensi dell'articolo 2, comma 6, del decreto legislativo n. 79/99) e che richiedano, ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, di essere provvisoriamente compresi nel mercato dei clienti vincolati; nel seguito del documento tali clienti saranno definiti "clienti potenzialmente idonei."

Tutte le proposte sono suscettibili di variazioni, integrazioni e formulazioni alternative. Per aiutare e stimolare il lettore vengono posti in evidenza alcuni spunti per la consultazione. Allo stesso fine sono poste in evidenza, in appositi riquadri, le principali differenze tra il presente documento e le proposte contenute nelle Linee guida del 1998.

Nella sezione 2 vengono esposti, sinteticamente e con linguaggio non tecnico, i meccanismi di regolazione delle tariffe proposti ed i criteri che li hanno ispirati.

L'esposizione viene sviluppata nelle restanti parti del documento prima con riferimento ai clienti vincolati non domestici (sezione 3), per i quali è previsto un regime più flessibile, e poi ai clienti domestici per i quali l'Autorità propone un regime di maggior salvaguardia (sezione 4).

Per i clienti vincolati non domestici l'Autorità propone un meccanismo di regolazione basato su limiti massimi (vincoli) ai ricavi tariffari delle imprese

distributrici, descritti nella sezione 3.1. I dettagli tecnici dei vincoli tariffari sono sviluppati nelle sezioni 3.2 e 3.4, con spiegazione delle principali differenze tra questa proposta e quella contenuta nelle Linee Guida (sezione 3.2.2). Le procedure di controllo del rispetto dei vincoli tariffari ed un possibile calendario dei relativi adempimenti per le imprese distributrici sono esposti nelle sezioni 3.3 e 3.5. Tra i clienti non domestici un trattamento separato è riservato ai cosiddetti “regimi tariffari speciali”, cioè a quelle categorie di utenza o singoli clienti che attualmente godono di condizioni tariffarie particolari stabilite per legge (sezione 5).

Per i clienti domestici l’Autorità propone un meccanismo di regolazione di maggior tutela in cui l’Autorità fissa direttamente una tariffa che le imprese devono obbligatoriamente offrire. Questo regime è descritto nelle sezioni 4.1 e 4.2. L’Autorità ritiene necessario assicurare condizioni tariffarie favorevoli per le fasce disagiate della popolazione e propone un regime di maggior favore per questi clienti, discusso nella sezione 4.3.

I vincoli tariffari per i clienti non domestici e le tariffe per i clienti domestici sono fissate in modo da assicurare alle imprese la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura e degli oneri sostenuti nell’interesse generale, avvicinando per ogni tipologia di utenza i prezzi ai costi.

Le modalità di identificazione dei costi riconosciuti alle imprese distributrici sono oggetto della sezione 7, con riferimento ai costi di acquisto dell’energia elettrica (sezioni 7.2), ai costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale (sezione 7.3) e sulle reti di distribuzione (sezione 7.4). Nella sezione 7.5 sono esposti i criteri per la determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura, a partire dai costi effettivamente sostenuti dalle imprese di distribuzione. Gli oneri sostenuti nell’interesse generale e caricati in tariffa attraverso specifiche componenti sono descritti nella sezione 7.6.

Per la costruzione dei vincoli tariffari per le tipologie di utenza non domestica e delle tariffe per i clienti domestici, i costi riconosciuti così come definiti nella sezione 7 vengono attribuiti alle tipologie di utenza in funzione della loro responsabilità nella formazione dei costi (sezione 8). I principi generali che guidano l’attribuzione dei costi sono descritti nella sezione 8.1, mentre le sezioni 8.2 e 9 entrano nei dettagli tecnici delle modalità di determinazione dei parametri dei vincoli con riferimento ad ogni componente di costo.

La costruzione dei vincoli tariffari e delle tariffe in funzione delle responsabilità di costo delle diverse tipologie di utenza potrà comportare per alcuni utenti variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio di fornitura di energia elettrica, rispetto ai livelli attuali. L’Autorità ritiene opportuno che tali variazioni siano introdotte con gradualità, secondo modalità descritte nella sezione 3.6 per i clienti non domestici ed alla sezione 4.2 per i domestici.

Nella sezione 10 sono descritti i meccanismi di aggiornamento delle tariffe durante il primo periodo (quadriennale) di regolazione e le modalità di fissazione dei nuovi livelli tariffari all’inizio del secondo.

Il passaggio dall’attuale al nuovo ordinamento tariffario comporterà anche per le imprese distributrici cambiamenti radicali, richiedendo tra l’altro un non indifferente

sforzo organizzativo iniziale. L'Autorità ritiene necessario modulare nel tempo il passaggio al nuovo ordinamento, con tempi e modalità descritti nella sezione 11.

La sezione 12 conclude analizzando le implicazioni del nuovo ordinamento tariffario per la tutela dell'ambiente e per l'uso efficiente delle risorse naturali.

Il documento per la consultazione è integrato da otto appendici ad ausilio della comprensione della parte metodologica e propositiva.

L'appendice 1 definisce gli introiti tariffari soggetti a regolazione.

L'appendice 2 riassume i principali adempimenti che il nuovo ordinamento tariffario a regime porrà a carico dell'Autorità e delle imprese distributrici.

L'appendice 3 contiene esempi di applicazione dei meccanismi di regolazione proposti, fornendo una prima indicazione approssimativa dei livelli tariffari del nuovo ordinamento per l'anno 2000.

L'appendice 4 esemplifica i meccanismi di regolazione con riferimento alle opzioni tariffe multiorarie.

L'appendice 5 fornisce una prima quantificazione approssimativa dei livelli delle componenti tariffarie a copertura dei costi relativi al finanziamento di finalità di interesse generale per l'anno 2000.

L'appendice 6 offre una sintesi delle relazioni tra l'ordinamento tariffario proposto e la struttura del settore elettrico.

Le appendici 7 e 8 contengono rispettivamente l'elenco dei simboli utilizzati nel testo ed un glossario dei principali termini tecnici.

Le definizioni dei principali termini utilizzati nel documento sono nel glossario, riportato nell'appendice 8. Si noti che, ove non diversamente specificato:

- a) l'e
spressione "tariffa" indica il prezzo massimo unitario dei servizi, al netto delle imposte;
- b) l'espressione
"opzione tariffaria" si riferisce ad una struttura di prezzi che determina l'esborso a carico del cliente per la fruizione del servizio elettrico, al netto delle imposte;
- c) l'espressione
"fornitura" indica l'insieme delle attività di distribuzione e di vendita;
- d) l'espressione "clienti
vincolati" individua tutti i clienti compresi nel mercato vincolato, quindi anche i clienti potenzialmente idonei;
- e) l'espressione "tipologia di utenza"
indica l'insieme dei clienti ai quali dovranno essere offerte, in maniera non discriminatoria, le stesse opzioni tariffarie;

- f) l'espressione "distributore" o "impresa distributrice" si riferisce all'impresa che esercita l'attività di distribuzione ai clienti finali, vincolati e idonei, e l'attività di vendita ai clienti vincolati.

1.4 Contesto normativo e finalità

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 vengono fissate alcune caratteristiche fondamentali del regime tariffario che dovrà essere determinato dalle Autorità competenti nei diversi settori considerati: in particolare si 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.

L'esigenza di un nuovo ordinamento tariffario per il servizio elettrico deriva da più ordini di motivazioni.

In primo luogo il sistema tariffario attuale nella sua struttura, risalente nell'impianto all'epoca della nazionalizzazione del settore elettrico, 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 di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette infatti quei margini di flessibilità ed imprenditorialità necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio. 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 di potere di mercato da parte delle imprese esercenti il servizio, a danno dei clienti. Lo sviluppo di tale 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 essere il "segnale" del costo del proprio 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 dei costi 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.

Nel quadro di tale disciplina, e in linea con le esigenze di cui si è detto, l'Autorità di regolazione deve operare attraverso la determinazione di 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 e valutare la portata delle 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 di regolazione;
- d) nel contesto sopra descritto si può inquadrare chiaramente 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;

L'esame delle disposizioni della legge n. 481/95 consente altresì 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 determinerà 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 tal senso sarebbe inefficiente, ad esempio, un sistema che imponesse il costo di un contatore multiorario a chi ha una curva di prelievo piatta così come un sistema che imponesse una tariffa piatta ad un cliente che si trovi nella possibilità di modulare il prelievo).

In questo contesto, nel determinare la "tariffa base", cioè la parte dell'esborso a carico dei clienti del servizio elettrico al netto degli oneri sostenuti per finalità di interesse generale e dei costi relativi all'energia elettrica acquistata da produttori nazionali e importata, l'Autorità fa riferimento a:

- obiettivo
dell'efficienza, attraverso: i) 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; ii) 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;
- livelli di qualità
del servizio, secondo le modalità illustrate nel documento di consultazione "Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica";
- condizioni di
economicità e redditività delle imprese attraverso: i) l'inclusione tra i costi rilevanti per le determinazioni tariffarie di una adeguata redditività per le imprese esercenti il servizio elettrico; ii) l'introduzione di elementi di gradualità nell'allineamento ai costi riconosciuti dei ricavi tariffari ammessi, in ciò tenendo conto delle 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;

- 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;
- principio della gradualità, 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'energia elettrica acquistata da produttori nazionali e importata l'Autorità determina il meccanismo di trasferimento ai clienti vincolati dei costi di acquisto dell'energia elettrica dai produttori 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 il 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 il 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, sia su altri utenti della rete. 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 il 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, proposta che è stata formalmente adottata, e inoltrata al Ministro competente, in forza della delibera 20 settembre 1999, n. 138/99.

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 vincolati. 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 vincolati che non acquistano direttamente il servizio di trasporto dell'energia elettrica bisogna prevedere esplicite componenti tariffarie. Di seguito nel documento queste componenti sono indicate con la lettera A.

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

- a) 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;
- b) 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 provvedimento CIP n. 15/1989, n. 34/1990, n. 6/1992);
- c) 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;
- d) i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;
- e) i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale;
- f) 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.

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

L'Autorità ritiene che debba invece gravare sui soli clienti domestici, e costituisca quindi un costo sostenuto nell'interesse generale, l'onere della protezione dei clienti domestici economicamente disagiati. La componente tariffaria a copertura di questo onere è nel seguito del documento indicata con la lettera C.

Il quadro normativo di riferimento deve essere completato con il richiamo delle disposizioni della legge n. 481/95 che disciplinano le modalità per l'aggiornamento delle tariffe. Anche gli aggiornamenti risulteranno dall'interazione tra Autorità di regolazione ed esercenti come sopra descritta.

Più in particolare, ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95, l'aggiornamento in relazione ai costi dei combustibili fossili e dell'energia elettrica acquistata da produttori nazionali e importata sulla base sarà operato 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.

2 Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica al mercato vincolato

2.1 Criteri di regolazione

Il nuovo ordinamento tariffario intende sostituire il sistema tariffario attualmente vigente, basato su prezzi dei servizi fissati amministrativamente, con uno caratterizzato da margini di flessibilità nell'offerta del servizio elettrico, assicurando la tutela dell'utenza.

Il nuovo ordinamento è articolato per tipologia di utenza. Nel sistema tariffario vigente le classi tariffarie sono numerose e caratterizzate da elementi estranei rispetto ai parametri elettrici della fornitura. Ad esempio, si prevede oggi una differenziazione tariffaria in funzione dell'uso che il cliente fa dell'energia elettrica. L'Autorità intende ridurre le tipologie di utenza a nove, definendole generalmente in funzione di parametri caratteristici del consumo di elettricità, in modo che ciascuna di esse identifichi un'utenza sufficientemente omogenea dal punto di vista del consumo elettrico.

Le tipologie così definite contengono gruppi di clienti con esigenze differenziate, in relazione ai diversi usi finali dell'energia, alle diverse potenze impegnate, alle diverse aspettative di qualità del servizio, ai diversi profili orari del consumo, ai diversi livelli di consumo. Proprio per rispondere alle esigenze dei clienti, e per permettere soluzioni tariffarie più adeguate ai costi causati da ogni singolo cliente, le imprese distributrici potranno offrire diverse opzioni tariffarie ai clienti di una stessa tipologia di utenza. Le differenze di tali opzioni tariffarie potranno riguardare qualunque aspetto di natura commerciale e di servizio. Potranno per esempio essere proposte ai clienti opzioni tariffarie differenti, in relazione ai livelli di consumo, nella ripartizione tra quota fissa e quota variabile. Oppure, potrebbero essere offerte opzioni tariffarie differenziate in relazione ad esempio alla qualità del servizio, alle fasce orarie in cui avviene il consumo, alle forme di lettura e fatturazione dei consumi, alle modalità di pagamento.

Ogni esercente sarà libero di offrire le opzioni tariffarie che ritiene più opportune, ma dovrà rispettare alcune regole stabilite dall'Autorità.

In primo luogo, ogni esercente dovrà offrire le medesime opzioni tariffarie a tutti i clienti della stessa tipologia, così che ogni cliente possa scegliere tra tutte le opzioni tariffarie offerte alla tipologia di appartenenza quella che più corrisponde alle proprie esigenze. Tale regola contribuisce alla protezione dei consumatori rispetto alla possibilità per l'impresa di operare "sussidi incrociati", cioè di praticare a qualche gruppo di clienti tariffe troppo elevate allo scopo di poter offrire tariffe molto vantaggiose ad altri gruppi di clienti. In questo modo infatti il distributore potrà discriminare tra i consumatori solo rispetto alle caratteristiche del prelievo di energia elettrica (in termini ad esempio di profilo di carico e tensione di allacciamento), e nel far questo dovrà tenere conto della possibilità per ogni consumatore di modificare le caratteristiche della propria fornitura per accedere ad una opzione tariffaria più favorevole.

In secondo luogo, tutte le opzioni tariffarie dovranno corrispondere alla prestazione di un servizio con caratteristiche qualitative e condizioni di fornitura che soddisfino standard fissati dall'Autorità.

Infine, le opzioni tariffarie offerte dovranno essere compatibili con il meccanismo di regolazione che l'Autorità intende introdurre. Tale meccanismo 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.

Il regime generale, applicabile a tutte le tipologie di utenza ad eccezione dell'utenza domestica allacciata in bassa tensione, 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);
- 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).

I vincoli tariffari hanno in comune le seguenti caratteristiche:

- a) il "tetto" che essi specificano dipende dalle caratteristiche (in termini di energia prelevata, potenza impegnata, numero di clienti) delle forniture cui si riferiscono;
- b) i parametri che le definiscono sono uniformi sul territorio nazionale¹;
- c) 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 dell'energia elettrica all'ingrosso acquistata dall'impresa distributtrice e discrezionale, sulla base delle necessità di gettito, per i costi per il finanziamento di finalità di interesse generale.

Il criterio di regolazione tariffaria basato su vincoli rispettivamente agli introiti complessivi per tipologia di clienti e agli esborsi per ciascun cliente della tipologia che sceglie una opzione tariffaria base è finalizzato a raggiungere un compromesso tra flessibilità per l'impresa nell'offerta di opzioni tariffarie che si adattino alle diverse caratteristiche delle forniture richieste dai clienti appartenenti alla tipologia e protezione dei consumatori da eventuali sussidi incrociati che l'impresa possa avere interesse ad operare tra gruppi di clienti serviti.

Per illustrare gli effetti del criterio di regolazione proposto è utile confrontarlo con soluzioni alternative. Può essere considerato un meccanismo che nella scelta tra flessibilità e protezione dei consumatori privilegia il primo obiettivo. Ciò può essere ottenuto imponendo un solo vincolo agli introiti dell'impresa, senza articolazione per tipologie di clienti e senza tutela esplicita per i singoli clienti. All'impresa verrebbe cioè imposto solo un tetto agli introiti ottenibili dall'insieme dei clienti serviti. In questo caso la flessibilità dell'impresa nel ripartire i costi riconosciuti complessivi tra i diversi clienti sarebbe massima in quanto la valutazione della compatibilità delle opzioni offerte con il vincolo avrebbe per oggetto l'introito complessivo, senza alcun

¹ In particolare, il vincolo V2 assicura, per ciascuna tipologia di utenza, una tariffa relativa ai servizi di fornitura di energia elettrica, intesa come prezzo massimo unitario dei servizi al netto delle imposte ai sensi dell'articolo 2, comma 17, della legge n. 481/95, identica su tutto il territorio nazionale, così come richiesto dall'articolo 3, comma 2, della stessa legge.

riferimento a come esso è ottenuto da singoli clienti o da gruppi omogenei di clienti, consentendo quindi la realizzazione di ampi sussidi incrociati.

Dall'altro lato può essere considerato un meccanismo che nella scelta tra flessibilità e protezione dei consumatori privilegia il secondo obiettivo. Ciò può essere ottenuto imponendo solo un vincolo sulla spesa massima per cliente, cioè un tetto all'introito massimo che l'impresa può ottenere dalla prestazione del servizio elettrico a ciascun consumatore, espresso ovviamente in funzione delle caratteristiche del prelievo del cliente stesso. Questa soluzione rigida ha il vantaggio di evitare i sussidi incrociati, ma lo svantaggio di impedire alle imprese di offrire opzioni tariffarie adeguate ai vari gruppi di clienti sulla base delle loro esigenze. Tale compito graverebbe sull'Autorità che dovrebbe disegnare un numero molto elevato di tariffe, nell'illusione di poter operare questa articolazione meglio delle imprese distributrici. Inoltre, in questo caso l'impresa distributtrice non avrebbe, in generale, alcun interesse a praticare riduzioni di prezzo rispetto al massimo ammesso dal vincolo, in quanto una riduzione dell'introito ottenuto da un cliente con date caratteristiche della fornitura non consentirebbe all'impresa, a differenza di quanto succede con un vincolo sugli introiti complessivi, di realizzare maggiori introiti da clienti con diverse caratteristiche della fornitura.

Il criterio di regolazione tariffaria proposto dall'Autorità presenta caratteristiche intermedie tra quelle dei due criteri estremi appena illustrati. Il primo vincolo (V1) fissa un ricavo massimo complessivo pari ai costi riconosciuti di fornitura, controllando quindi l'esercizio di potere di mercato da parte dell'impresa monopolista sull'insieme dei clienti serviti. Il secondo vincolo (V2) pone un tetto al ricavo massimo che l'impresa può ottenere da ciascun cliente e quindi limita la flessibilità dell'impresa nell'innalzare i prezzi praticati per alcune forniture (e ridurre, come è necessario per il rispetto del vincolo V1, il prezzo per altre).

Per i clienti domestici è opportuno prevedere un regime di maggior protezione. A questo fine si propone di imporre a tutte le imprese distributrici l'offerta di opzioni tariffarie fissate dall'Autorità.

L'Autorità ritiene prioritario assicurare tutela alle fasce disagiate della popolazione, mantenendo condizioni tariffarie e di fornitura dell'energia elettrica più favorevoli. L'Autorità ha peraltro rilevato la necessità di rendere progressivamente più mirato l'intervento, in modo che a queste condizioni più favorevoli possano in futuro accedere solo i clienti in reali condizioni di disagio economico.

Per tutte le tipologie di utenza è fatta salva la possibilità per i distributori di offrire opzioni tariffarie ulteriori (speciali).

Per quanto concerne infine le condizioni tariffarie di cui godono attualmente alcune utenze non domestiche l'Autorità propone di esplicitare e separare il trattamento speciale ad esse riservato dalla tariffa elettrica. Ciò può essere ottenuto assoggettando tali utenze alle normali condizioni tariffarie e corrispondendo ad esse un contributo sostitutivo determinato dall'Autorità.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

Nuova terminologia: opzioni tariffarie base (che nella terminologia del Linee guida venivano chiamate opzioni tariffarie regolamentate) e opzioni tariffarie speciali (che nelle Linee guida venivano chiamate opzioni tariffarie non regolamentate)

2.2 Tipologie di utenza

Ai fini della regolazione viene definito un numero limitato di classi di fornitura, denominate tipologie di utenza. La suddivisione dei clienti per tipologie proposta si basa su due criteri: a) sul livello di tensione a cui avviene la fornitura; b) sul tipo di uso, limitatamente alla distinzione tra usi domestici e usi di illuminazione pubblica.

L'Autorità propone di suddividere ulteriormente le tipologie di utenza diverse dagli usi per illuminazione pubblica e dagli usi domestici sulla base della possibilità o meno 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. La distinzione tra due tipologie di utenza, una riferita ai clienti vincolati e una riferita ai clienti potenzialmente idonei, permette di 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.

È quindi proposta la suddivisione dei clienti in nove tipologie:

1. utenza alimentata in bassa tensione per uso di illuminazione pubblica;
2. utenza alimentata in bassa tensione per usi domestici;
3. utenza alimentata in bassa tensione per tutti gli altri usi/ clienti BT vincolati;
4. utenza alimentata in bassa tensione per tutti gli altri usi/ clienti BT potenzialmente idonei;
5. utenza alimentata in media tensione per uso di illuminazione pubblica;
6. utenza alimentata in media tensione per tutti gli altri usi / clienti MT vincolati;
7. utenza alimentata in media tensione per tutti gli altri usi / clienti MT potenzialmente idonei;
8. utenza alimentata in alta tensione/ clienti AT vincolati;
9. utenza alimentata in alta tensione/ clienti AT potenzialmente idonei.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

raggruppamento dei clienti potenzialmente idonei in apposite tipologie di utenza

Spunto per la consultazione T-1

Si ritiene che, malgrado l'uniformità del profilo di carico, anche le tipologie di utenza per usi di illuminazione pubblica debbano essere differenziate separando i clienti potenzialmente idonei?

3 Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati (ad eccezione dell'utenza domestica alimentata in bassa tensione)

3.1 Opzioni tariffarie

Come illustrato nelle Linee guida e nella sezione 2 del presente documento, l'Autorità propone di regolare le condizioni economiche del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti diversi da quelli domestici in bassa tensione attraverso un sistema di vincoli agli introiti tariffari, articolati per tipologia di utenza.

Gli introiti tariffari sono destinati alla copertura dei costi del servizio elettrico, ivi inclusi i costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Gli introiti tariffari includono altresì ulteriori componenti finalizzate ad assicurare condizioni di economicità e redditività ai soggetti esercenti, nonché la gradualità nella transizione al nuovo ordinamento come illustrato nelle sezioni 3.6 e 7.6 in relazione:

- a) alla gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario delle variazioni degli esborsi per i clienti a cui nel sistema precedente erano praticate tariffe significativamente diverse dai costi attribuibili;
- b) ai differenziali nei costi riconosciuti dell'attività di distribuzione nei diversi ambiti territoriali;
- c) al trasferimento sui consumatori dei costi sostenuti dai distributori per l'acquisto dell'energia elettrica e del servizio del trasporto sulle reti di trasmissione nazionale e di distribuzione;
- d) alla gradualità nel passaggio al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione dell'energia elettrica.

Le componenti degli introiti tariffari destinati alla copertura dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, nonché le ulteriori componenti finalizzate ad assicurare condizioni di economicità e redditività ai soggetti esercenti, costituiscono per il distributore delle partite di giro e quindi non sono incluse nei ricavi tariffari (si veda l'appendice 1). Tali componenti sono evidenziate individualmente nei vincoli e nelle opzioni tariffarie in quanto fissate dall'Autorità e applicate obbligatoriamente a tutti i clienti vincolati.

Per ciascuna tipologia di utenza, esclusi i clienti domestici alimentati in bassa tensione le imprese distributrici dovranno offrire almeno un'opzione tariffaria "base", definita come una opzione tariffaria che non possa comportare per il cliente una spesa totale (al netto delle imposte) superiore ad un tetto fissato dall'Autorità (vincolo V2). Il vincolo V2 assicura per ciascuna tipologia di utenza una tariffa relativa ai servizi di fornitura di energia elettrica, intesa come prezzo massimo unitario dei servizi al netto delle imposte ai sensi dell'articolo 2, comma 17, della legge n. 481/95, identica su tutto il territorio nazionale, così come richiesto dall'articolo 3, comma 2, della stessa legge.

Verrà lasciata ai distributori la facoltà di offrire ai clienti ulteriori opzioni tariffarie non soggette al vincolo V2, definite opzioni tariffarie "speciali".

Per ogni impresa distributtrice, con riferimento a ciascuna tipologia di utenza, gli introiti tariffari effettivi da opzioni tariffarie, base e speciali, non dovranno inoltre superare un tetto (vincolo V1) calcolato a partire dai corrispettivi unitari fissati dall'Autorità. Tali corrispettivi sono identici per tutte le imprese distributtrici.

Tutte le opzioni tariffarie, base e speciali, definite dai distributori dovranno:

- a) essere offerte a condizioni non discriminatorie a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia;
- b) essere offerte a fronte di un servizio con livelli qualitativi o condizioni di fornitura migliori o ulteriori rispetto agli standard fissati dall'Autorità.

Possibili esempi di opzioni tariffarie speciali sono:

- a) una opzione tariffaria che preveda l'acquisto da parte del distributore di diritti relativi ad energia elettrica prodotta da impianti di generazione alimentati da fonti rinnovabili (ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99) per un ammontare proporzionale all'energia elettrica prelevata dal cliente;
- b) una opzione tariffaria in cui la componente relativa al costo di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso sia fissa, in modo da assicurare al cliente la stabilità del prezzo di acquisto dell'energia elettrica rispetto alle variazioni dei prezzi all'ingrosso;
- c) una opzione tariffaria con un livello di continuità della fornitura sensibilmente superiore a quello minimo imposto dall'Autorità, con rimborsi elevati qualora tale impegno non fosse rispettato;
- d) una opzione tariffaria con modalità di lettura del misuratore o di fatturazione personalizzate coerenti con il sistema contabile del cliente;
- e) opzioni tariffarie multiorarie anche per i clienti domestici.

Queste opzioni tariffarie dovranno comunque:

- a) essere offerte con modalità coerenti con un Codice di comportamento commerciale che le imprese distributtrici, sentite le associazioni dei

consumatori, propongono all'Autorità per l'approvazione. Il Codice di comportamento commerciale dovrà contenere tutte le condizioni di carattere commerciale che le opzioni tariffarie proposte dalle imprese dovranno rispettare;

- b) essere preventivamente presentate, entro il 30 settembre di ciascun anno, all'Autorità che si pronuncia in merito entro 60 giorni; decorso inutilmente tale termine la proposta si considera accolta.

Le imprese distributrici saranno libere di:

- a) differenziare le opzioni tariffarie, base e speciali, in funzione delle caratteristiche del prelievo (ad esempio: potenza prelevata, livello dei consumi, profilo temporale del prelievo);
- b) stabilire la struttura delle opzioni tariffarie, base e speciali (ad esempio: tariffa monomia, binomia, a più parti, forfettaria, multioraria);
- c) stabilire il livello delle opzioni tariffarie base, nel rispetto dei vincoli V1 e V2;
- d) stabilire il livello delle opzioni tariffarie speciali, nel rispetto del vincolo V1.

Per garantire la corretta scelta da parte dei clienti delle opzioni tariffarie per loro più convenienti, il distributore dovrà segnalare, al termine di ciascun anno, se, dati i consumi registrati nell'anno, il cliente avrebbe sostenuto costi inferiori rispetto all'ammontare pagato, qualora avesse scelto un'opzione tariffaria diversa.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

1. inclusione di tutti gli introiti tariffari per il controllo di compatibilità con il vincolo V1;
2. approvazione da parte dell'Autorità di un Codice di comportamento commerciale delle imprese distributrici per la fornitura del servizio elettrico ai clienti vincolati;
3. presentazione delle opzioni tariffarie speciali per l'approvazione entro il 30 settembre di ciascun anno;
4. approvazione, con meccanismo di silenzio-assenso, da parte dell'Autorità delle opzioni tariffarie speciali.

3.2 Vincolo V1

3.2.1 descrizione del vincolo

Per ciascuna tipologia di utenza ad eccezione dell'utenza domestica, il vincolo V1 pone un tetto all'ammontare annuo degli introiti tariffari che le imprese distributrici

possono realizzare dal complesso dei clienti appartenenti alla stessa tipologia. La verifica di compatibilità con il vincolo V1 dell'insieme delle opzioni tariffarie offerte a ciascuna tipologia di clienti avviene al termine dell'anno cui il vincolo V1 si riferisce (verifica "ex-post").

Nelle Linee guida si proponeva un approccio ex-ante per la verifica di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte dai distributori. Più specificamente, si proponeva che tale compatibilità fosse verificata prima che le opzioni tariffarie potessero essere offerte, sulla base delle caratteristiche delle forniture richieste nell'anno precedente.

Tale inquadramento è aderente alle previsioni della legge n. 481/95, ed in particolare al disposto dei già richiamati articoli 2, comma 12, lettera e), e 3, comma 5, nei quali si prevede che tutte le opzioni tariffarie definite dagli esercenti in applicazione dei parametri fissati dall'Autorità debbano essere, prima di poter essere applicate, sottoposte alla verifica della stessa Autorità. Peraltro la suddetta impostazione presenta, in modo ancor più marcato nella fase di prima applicazione, alcuni inconvenienti, già evidenziati nella sezione 3.2.2.

Al riguardo, e con riferimento alle sole verifiche in ordine al rispetto del vincolo V1, potrebbe essere opportuno integrare la disciplina delle procedure di verifica previste dalla legge n. 481/95 con la previsione di un accordo integrativo, ai sensi dell'articolo 11 della legge n. 241/90, in base al quale, alternativamente:

- a) il distributore accetta che la verifica della compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte venga effettuata a posteriori, secondo quanto di seguito previsto;
- b) il distributore richiede la verifica ex-ante della compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte, sulla base di stime delle variabili di scala relative al consumo elettrico dei clienti formulate dall'Autorità, su proposta delle imprese distributrici.

Formalmente, per ciascuna tipologia di utenza il vincolo V1 identifica una opzione tariffaria di riferimento e prescrive che ogni anno l'introito totale effettivo ottenuto dai clienti appartenenti alla tipologia non sia superiore a quello che il distributore avrebbe ottenuto praticando ai medesimi clienti ed a parità di caratteristiche del prelievo, l'opzione tariffaria di riferimento. Quest'ultima rappresenta quindi il riferimento per il calcolo degli introiti massimi ammessi, ma non costituisce un'opzione tariffaria che l'impresa distributtrice è tenuta ad offrire ai clienti.

Per ciascuna tipologia di utenza l'opzione tariffaria di riferimento per il vincolo V1 è definita in modo da assicurare la copertura della quota attribuibile alla stessa tipologia dei costi riconosciuti per l'acquisto, il trasporto e la vendita dell'energia elettrica, degli oneri generali afferenti il servizio elettrico e dei costi della gradualità della transizione al nuovo ordinamento. L'opzione tariffaria di riferimento per il vincolo V1 risulta quindi così strutturata:

- a) un corrispettivo fisso per cliente a copertura dei costi di vendita e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione (si veda la sezione 8.2.3).
Formalmente, nella descrizione del vincolo per la tipologia di utenza *c* questo

corrispettivo è indicato con il parametro ρ_1^c ed è espresso come lire per cliente per mese;

- b) 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 (si veda la sezione 8.2.3). Formalmente, nella descrizione del vincolo per la tipologia di utenza c questo corrispettivo è indicato con il parametro ρ_3^c ed è espresso come lire per kWh;
- c) un corrispettivo riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete dai clienti della tipologia a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica. Formalmente, nella descrizione del vincolo per la tipologia di utenza c questo corrispettivo è indicato con il parametro $\gamma^c \overline{PG}$, espresso come lire per kWh, dove:
- 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;
 - parametro \overline{PG} rappresenta il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nell'anno cui il vincolo V1 si riferisce (vedi sezione 7.2.2)
- d) corrispettivi in parte fissi per cliente e in parte riferiti all'energia elettrica prelevata a copertura:
- degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (si veda la sezione 7.6), indicati, per i clienti della tipologia c con il vettore $\mathbf{A}^c = \left\{ {}^n A^c, {}^e A^c \right\}$;
 - delle ulteriori componenti (si veda la sezione 7.7) indicati, per i clienti della tipologia c con il vettore $\mathbf{UC}^c = \left\{ {}^n UC^c, {}^e UC^c \right\}$;

Nella descrizione di questi parametri quelli con apice n sono espressi in lire per cliente per mese, mentre quelli con apice e sono espressi in lire/kWh.

L'opzione tariffaria di riferimento per il vincolo V1 per la tipologia di utenza c , di seguito indicata con $TV1^c$ ² è quindi caratterizzata, in ciascun anno, dall'insieme dei parametri:

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

² Per semplicità nella descrizione del vincolo sono omessi gli indici temporali.

Poiché le componenti dei vettori A^c e UC^c devono essere specificate, nella misura fissata dall’Autorità, in tutte le opzioni tariffarie offerte, la verifica di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte nell’anno può essere realizzata confrontando i ricavi tariffari massimi ammessi dalle componenti del vincolo V1 diverse dalle componenti dei vettori A^c e UC^c , con i ricavi tariffari effettivi, che, a differenza degli introiti tariffari, non includono il gettito relativo alle componenti dei vettori A^c e UC^c . Formalmente, il rispetto dei vincoli V1 per la tipologia di utenza c richiede che il totale dei ricavi tariffari effettivamente ottenuti nell’anno dalla tipologia c non sia superiore a quanto il distributore avrebbe ottenuto applicando a ciascun cliente della tipologia, e a parità di caratteristiche del prelievo, l’opzione tariffa $TV1^c$, cioè:

$$RT^c \leq RTV1^c$$

dove:

- a) RT^c è il totale dei ricavi tariffari effettivamente ottenuti nell’anno dalla tipologia c ;
- b) $RTV1^c$ è il totale dei ricavi tariffari che il distributore avrebbe ottenuto applicando a ciascun cliente della tipologia, e a parità di caratteristiche del prelievo, l’opzione tariffaria di riferimento $TV1^c$.

Il ricavo tariffario massimo ammesso dal vincolo V1 nell’anno per la tipologia di utenza c ($RTV1^c$) è calcolato applicando i parametri della opzione tariffaria di riferimento $TV1^c$, ad esclusione dei vettori A^c e UC^c , a:

- a) il numero totale di clienti della tipologia di utenza c nell’anno a cui il vincolo si riferisce, di seguito indicato con N^c ³;
- b) i prelievi totali di energia elettrica nell’anno a cui il vincolo si riferisce dei clienti della tipologia c , di seguito indicati con kWh^c ⁴,

e tenendo conto dell’eventuale maggior ricavo ammesso da opzioni tariffarie speciali associate a servizi che comportino maggiori costi di fornitura rispetto a quello normale.

Quindi,

$$RTV1^c \equiv \rho_1^c 12 N^c + \left(\rho_3^c + \gamma^c \overline{PG} \right) kWh^c + \Omega$$

³ Per semplicità sono omessi gli indici temporali dal numero di clienti.

⁴ Per semplicità sono omessi gli indici temporali dai prelievi di energia.

dove la componente Ω è il maggior ricavo ammesso da opzioni tariffarie speciali associate a servizi che comportino maggiori costi di fornitura rispetto a quello normale. Il valore di Ω è determinato in funzione dell'entità e delle caratteristiche delle forniture effettivamente prestate con tali opzioni.

Al momento della presentazione all'Autorità della domanda di approvazione di una opzione tariffaria speciale l'impresa distributrice può richiedere all'Autorità di determinare gli eventuali maggiori ricavi ammessi (Ω) a fronte dei maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi diversi da quelli associati alle opzioni tariffarie base. La richiesta è accompagnata da:

- a) una descrizione delle caratteristiche del servizio associato all'opzione;
- b) una stima del numero di clienti ai quali il distributore prevede possano essere applicate tali opzioni e delle corrispondenti caratteristiche del prelievo;
- c) una documentazione dettagliata circa i costi aggiuntivi che la prestazione del servizio associato a tale opzione comporta rispetto a quello associato alle opzioni tariffarie base;
- d) una analisi, con riferimento anche all'offerta tariffaria complessiva dell'impresa, da cui risulti che l'opzione tariffaria speciale è tale da trasferire sui clienti che la scelgono l'intero maggior costo collegato alla prestazione del servizio.

L'Autorità determina i maggiori ricavi ammessi (Ω) sulla base dei maggiori costi sostenuti dalle imprese per l'erogazione dei servizi aggiuntivi entro 60 giorni dal momento della presentazione della domanda.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

1. controllo alla fine del periodo cui il vincolo V1 si riferisce della compatibilità con tale vincolo delle opzioni tariffarie offerte;
2. introduzione di una componente nel vincolo V1 che consente la copertura dei maggiori costi dei servizi ulteriori forniti attraverso opzioni tariffe speciali;
3. linearità del vincolo V1;
4. eliminazione del parametro relativo alla potenza impegnata nel vincolo V1.

3.2.2 Principali differenze rispetto alle Linee guida

Nella formulazione del vincolo V1 la presente proposta si differenzia da quella avanzata nelle Linee guida per tre aspetti descritti nel seguito: passaggio da introiti tariffari "teorici" a introiti tariffari effettivi per l'applicazione del vincolo V1,

eliminazione delle potenze impegnate nei parametri del vincolo V1, inclusione nel vincolo V1 delle opzioni tariffarie speciali.

- a) *Il passaggio da introiti tariffari “teorici” a introiti tariffari effettivi per l’applicazione del vincolo V1:* nello sviluppo degli aspetti attuativi della proposta espressa dalle Linee guida sono emersi problemi che hanno determinato, limitatamente al vincolo V1, l’abbandono dell’approccio ex-ante in favore di uno ex-post, in cui la compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie offerte nell’anno è verificata alla fine dell’anno e le eventuali differenze tra gli introiti effettivi e gli introiti ammessi sono conguagliate l’anno successivo. Nelle Linee guida, al contrario, si proponeva che la compatibilità fosse verificata prima che le opzioni fossero offerte (*ex-ante*), sulla base delle caratteristiche delle forniture richieste nell’anno precedente. In quella formulazione infatti il vincolo V1 richiedeva che per ogni tipologia di utenza gli introiti tariffari “teorici”, cioè riferiti ai consumi dell’anno precedente a quello di applicazione del vincolo, fossero inferiori ad un livello massimo prefissato.

Il calcolo sia degli introiti teorici che degli introiti massimi ammessi avrebbe tuttavia richiesto la conoscenza, per ciascuna tipologia di utenza, di parametri relativi alle caratteristiche dei clienti che potenzialmente non venivano misurati o rilevati nell’anno precedente, in quanto non rilevanti ai fini dell’applicazione delle opzioni tariffarie offerte in tale anno. Un’istanza potenzialmente rilevante di tale problema si presenterebbe ad esempio se il distributore richiedesse la verifica di compatibilità con i vincoli di opzioni tariffarie multiorarie per una tipologia alla quale nell’anno precedente erano offerte solo opzioni non multiorarie. Di questa categoria potrebbero infatti non essere disponibili i dati, relativi all’anno precedente, circa i profili di prelievo nelle fasce orarie, necessari alla valutazione del ricavo ottenibile con le opzioni multiorarie che il distributore intende praticare.

L’utilizzo di un meccanismo ex-ante per la valutazione della compatibilità delle opzioni tariffarie con il vincolo V1 avrebbe reso necessario l’utilizzo di stime e la messa in opera di un meccanismo, presumibilmente complesso e potenzialmente fonte di dispute, finalizzato:

- alla verifica a posteriori della correttezza di tali stime,
- alla valutazione della differenza degli introiti effettivi rispetto alle previsioni, attribuibile agli errori delle stime; nonché
- al rimborso ai clienti degli eventuali introiti teorici in eccesso rispetto a quelli ammessi dal vincolo che emergessero impiegando i valori dei parametri effettivi in luogo di quelli stimati.

- b) *L’eliminazione della potenza impegnata dai parametri del vincolo V1:* l’abbandono nel vincolo V1 del riferimento alla potenza impegnata è reso opportuno da due ordini di considerazioni. In primo luogo, il riferimento di una parte della tariffa alla potenza impegnata è un sostituto imperfetto di una tariffa multioraria per l’allocazione tra i clienti della capacità disponibile delle infrastrutture condivise del sistema di trasmissione e distribuzione. L’articolazione temporale della componente tariffaria relativa all’energia prelevata consente infatti di inviare ai clienti segnali circa il costo di cui essi sono responsabili e di contenere la domanda complessiva entro i limiti della

capacità di trasporto disponibile, in modo più preciso e flessibile di una componente tariffaria riferita all'impegno di potenza.

Tendenze in questa direzione sono già presenti, seppure nei limiti imposti dalla rigidità dell'attuale regime, nella disciplina tariffaria vigente, che prevede:

- tariffe multiorarie per la generalità dei clienti serviti in alta tensione e per una porzione rilevante di quelli serviti in media tensione, e
- un regime per i superi di potenza rispetto ai livelli impegnati che di fatto indebolisce il significato dell'impegno di potenza come "limite massimo invalicabile del prelievo", prevedendo una tariffa progressiva per i superi.

D'altra parte l'evoluzione della tecnologia dei misuratori ha ridotto considerevolmente il costo dell'offerta di opzioni tariffarie multiorarie, rendendone possibile l'estensione ad ampie fasce dell'utenza che prima ne erano escluse⁵.

In secondo luogo, l'inserimento nel vincolo V1 di una componente riferita alla potenza impegnata può rendere convenienti comportamenti opportunistici da parte del distributore nel disegno della propria offerta tariffaria. L'opportunità di tali comportamenti si presenta nel caso in cui l'aumento della potenza impegnata non si traduca per il distributore in un immediato aumento del costo di distribuzione. Vi è motivo di ritenere che ciò in generale accada, in quanto il sistema di distribuzione è tipicamente pianificato e dimensionato con riferimento alla domanda prospettica e quindi un eccesso di capacità rispetto alla domanda è nel breve periodo fisiologico; inoltre l'investimento in capacità di distribuzione non è, generalmente, finemente modulabile in funzione della domanda e un criterio generale di prudenza, combinato a costi medi decrescenti nel dimensionamento degli impianti, induce al sovrainvestimento. Qualora l'aumento della potenza impegnata non si traduca per il distributore in un aumento del costo di distribuzione, il distributore stesso troverebbe conveniente praticare un prezzo per la potenza impegnata inferiore a quello implicito nel vincolo V1 (parametro ρ^2 nelle Linee guida) perché la maggior vendita di potenza impegnata si tradurrebbe, in assenza di aumenti di costo, in un allentamento del vincolo, cioè nella possibilità di ottenere maggiori introiti senza violare il vincolo.

Al distributore è lasciata comunque la possibilità di definire, qualora lo ritenga opportuno, opzioni tariffarie che includano un corrispettivo per l'impegno di potenza. Il mantenimento nel vincolo V2 del riferimento alla potenza impegnata, eliminato nel vincolo V1, consente infatti l'offerta di opzioni tariffarie base con struttura analoga a quelle attualmente disponibili, potenzialmente necessaria per le tipologie di utenza per le quali l'offerta di opzioni tariffarie multiorarie sia, ai costi attuali dei misuratori, diseconomica (si veda la sezione 3.4).

- c) *L'estensione del vincolo V1 alle opzioni tariffarie speciali*: l'inclusione nel vincolo V1 di tutti gli introiti tariffari, in luogo dei soli introiti da opzioni

⁵ Il provvedimento CIP 19 dicembre 1990, n.45 prevedeva che il Ministro Presidente delegato del CIP, con propri provvedimenti, estendesse l'applicazione delle tariffe multiorarie alle utenze con potenza impegnata compresa tra oltre 200 e 400 kW.

tariffarie base come proposto nelle Linee guida, è il risultato di una analisi degli incentivi che la struttura dei vincoli precedentemente proposta avrebbe prodotto per i distributori nel disegno delle opzioni tariffarie offerte, in particolare in relazione al passaggio dalla verifica ex-ante alla verifica ex-post della compatibilità delle opzioni tariffarie offerte con il vincolo V1.

L'esclusione degli introiti tariffari da opzioni speciali da quelli oggetto del vincolo V1 fornirebbe l'incentivo per i distributori a ridurre il più possibile il numero di clienti serviti alle opzioni tariffarie base, rendendole meno attraenti per i consumatori, e conseguentemente ad ampliare il numero di clienti serviti attraverso opzioni tariffarie speciali. Per illustrare la natura di tale incentivo si considerino ad esempio i clienti che prelevano l'energia elettrica in alta tensione, nella generalità dei casi forniti con tariffe multiorarie.

Con il criterio di regolazione tariffaria proposto, l'opzione tariffaria TV1 avrebbe come riferimento il costo medio riconosciuto della fornitura dei clienti della tipologia, mentre la tariffa TV2, che caratterizza il vincolo V2, finalizzata a limitare la flessibilità del distributore nel ripartire il costo medio di fornitura tra i clienti della categoria, sarebbe più elevata della prima. Il ricavo complessivo che il distributore otterrebbe se potesse applicare a tutti i clienti la tariffa TV2 sarebbe evidentemente superiore a quello ottenibile applicando l'opzione tariffaria TV1; proprio per questo motivo, tuttavia, l'applicazione della tariffa TV2 a tutti i clienti non sarebbe permessa, in quanto violerebbe il vincolo V1, qualora il controllo di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie avvenisse, come nella proposta del Linee guida, anteriormente alla loro offerta. Se, come nella presente proposta, il controllo di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie avviene alla fine dell'anno in cui sono state offerte, nell'ipotesi in cui le vendite da opzioni tariffarie speciali fossero escluse dagli introiti a cui il vincolo V1 pone un tetto, il distributore troverebbe conveniente:

- offrire come opzione tariffaria base solamente la tariffa TV2 non multioraria; questo consentirebbe di rispettare il vincolo V2, controllato prima dell'offerta delle opzioni base;
- offrire come opzioni tariffarie speciali una o più opzioni tariffarie, con l'unico vincolo che queste non rendano conveniente ai clienti della tipologia la scelta della tariffa TV2.

Questo comportamento consentirebbe al distributore l'elusione del vincolo V1.

L'inclusione degli introiti da opzioni tariffarie speciali tra quelli rilevanti per il controllo di compatibilità con il vincolo V1, ha reso necessario l'inserimento della componente (Ω) che consente la copertura degli eventuali maggiori costi che il distributore sostiene per la prestazione, ai clienti che scelgono opzioni tariffarie speciali, di servizi non disponibili nell'offerta delle opzioni tariffarie base. In caso contrario i distributori sarebbero disincentivati ad offrire servizi che comportino un costo superiore a quello normale, anche a clienti disposti a sostenerne l'onere, poiché i maggiori introiti ottenuti dal distributore a tale titolo contribuirebbero alla formazione del ricavo, che deve essere inferiore ad un tetto calcolato con riferimento ai costi dei soli servizi normali.

3.3 Procedure di controllo del rispetto del vincolo V1

3.3.1 Procedure di controllo

La verifica di compatibilità con il vincolo V1 delle opzioni tariffarie applicate nell'anno t avviene entro una scadenza dell'anno $t+1$ fissata dall'Autorità (si veda tabella 1). In sede di redazione del bilancio le imprese disporranno di tutte le informazioni necessarie per valutare il proprio rispetto del vincolo V1 e quindi potranno, in aderenza al principio della prudenza, effettuare gli accantonamenti eventualmente necessari alla restituzione dei ricavi ottenuti in eccesso a quelli compatibili con il vincolo V1 e al pagamento delle corrispondenti penalità, come di seguito delineato.

Entro una scadenza dell'anno $t+1$ fissata dall'Autorità (si veda tabella successiva) ciascun distributore calcola la differenza tra ricavi effettivi e ricavi massimi ammessi relativi a ciascuna tipologia di utenza c . I ricavi effettivi si desumono dal bilancio di esercizio (si veda l'appendice 1). I ricavi massimi ammessi sono determinati, come illustrato nella sezione precedente, sulla base di una stima dei consumi di ciascuna tipologia di utenza c , ottenuta dal distributore con un metodo coerente con quello utilizzato in sede di redazione del bilancio.

Tale metodo dovrà assicurare l'uguaglianza tra l'energia attribuita al complesso dei clienti che prelevano l'energia elettrica, a qualsiasi titolo, dalla rete del distributore, e quella immessa in rete, al netto di perdite convenzionalmente attribuite a ciascuna tipologia secondo coefficienti fissati dall'Autorità. Formalmente

$$\Delta_t^c \equiv (RT^c - RTV1^c)$$

dove Δ_t^c è la differenza tra ricavi effettivi e ricavi massimi ammessi relativi alla tipologia di utenza c , con riferimento all'anno t .

Se tale differenza è minore o uguale a zero, il vincolo V1 relativo alla tipologia di utenza c si considera soddisfatto nell'anno t . Se, invece, la differenza è positiva, il vincolo V1 relativo alla tipologia di utenza c si considera violato.

A seguito delle suddette verifiche, entro la stessa scadenza, il distributore:

- a) effettua l'autocertificazione del rispetto o meno del vincolo V1, utilizzando l'apposita modulistica predisposta dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno 2000;
- b) invia all'Autorità dati statistici, tra cui:
 - numero medio di clienti serviti nel corso dell'anno t distinti per tipologia di utenza c , calcolato come media aritmetica del numero di clienti attivi alla fine di ciascun mese pari dell'anno t (febbraio, aprile, giugno, ...);
 - energia prelevata da ciascuna tipologia di utenza c , così come quantificata per la determinazione dei ricavi tariffari da inserire nel bilancio di esercizio;

- caratteristiche delle forniture avvenute attraverso opzioni tariffarie speciali che danno luogo al riconoscimento di maggiori costi (nella componente Ω) in quanto associate alla prestazione di servizi diversi da quello normale;
- bilancio dell'energia immessa in rete con evidenziazione dei quantitativi immessi e dei quantitativi prelevati distinti per destinazione (clienti idonei, usi propri, altre reti, clienti vincolati con indicazione dei prelievi attribuiti a ciascuna tipologia), avendo cura di indicare, per ciascuno di tali quantitativi, se si tratta di valori derivanti da misurazioni oppure se si tratta di stime. I quantitativi prelevati ai diversi livelli di tensione vengono riportati al livello di tensione al quale avviene l'immissione in rete utilizzando i coefficienti fissati dall'Autorità.

Qualora il vincolo V1 risultasse violato nell'anno t , il distributore dovrà:

- a) se $\frac{\Delta_t^c}{RTV1^c} \leq 0,05$, modificare nell'anno $t+2$ tutte le tariffe offerte alla tipologia di utenza c , utilizzando una apposita voce⁶, denominata “Storni per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t ”, in modo da ridurre i propri ricavi rispetto a quelli ammessi dal vincolo V1 nell'anno $t+2$ di un ammontare pari a $\Delta_t^c(1+r)^2$, dove r è fissato pari al tasso ufficiale di sconto in vigore alla fine dell'anno t aumentato di 3 punti percentuali. Per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario la maggiorazione di 3 punti percentuali non viene applicata.
- b) se $\frac{\Delta_t^c}{RTV1^c} > 0,05$, rimborsare ai clienti della tipologia c , entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$ un ammontare complessivamente pari a $\Delta_t^c(1+r)$, dove r è fissato pari al tasso ufficiale di sconto in vigore alla fine dell'anno t aumentato di 5 punti percentuali. A ciascun cliente appartenente alla tipologia c attivo nell'anno t viene accordato un rimborso calcolato in proporzione agli addebiti tariffari fatturatigli nell'anno t ⁷. I rimborsi vanno evidenziati in un'apposita voce⁸ denominata “Rimborsi per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t ”. Per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario la maggiorazione di 5 punti percentuali non viene applicata.

Nella tabella 1 vengono riepilogate le principali scadenze relative al controllo del rispetto del vincolo V1.

Tabella 1: Principali scadenze relative al controllo del rispetto del vincolo V1

⁶ A questa voce va data separata evidenza nelle bollette inviate all'utenza e nel bilancio di esercizio.

⁷ Il distributore farà in modo di effettuare il rimborso anche alle utenze cessate, qualora risultino rintracciabili adottando l'ordinaria diligenza nello svolgimento degli affari.

⁸ Tale voce va evidenziata nella bolletta inviata ai clienti e nel bilancio di esercizio.

<i>Calendario 1</i>	<i>Calendario 2</i>	<i>Adempimenti</i>
31 luglio anno t+1	31 marzo anno t+1	Autocertificazione del rispetto del vincolo V1 per l'anno t
31 luglio anno t+1	31 marzo anno t+1	Invio di dati statistici
31 dicembre anno t+1	30 giugno anno t+1	Termine per l'effettuazione dei "Rimborsi per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t"
1 gennaio anno t+2	1 luglio anno t+1	Decorrenza dell'applicazione degli "Storni per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t"

Spunto per la consultazione T-2

Quale delle due tempistiche proposte dall'Autorità per la verifica di compatibilità delle opzioni tariffarie con il vincolo V1 si ritiene sia più coerente con gli adempimenti contabili delle aziende?

3.4 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 e si applica solo alle opzioni tariffarie base. 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 a cura delle imprese distributrici prima dell'avvio della sua offerta (verifica "ex-ante").

Il vincolo V2 per la tipologia c identifica una tariffa di riferimento $TV2^c$ 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.

La tariffa identificata dal vincolo V2 ha la seguente struttura:

$$TV2^c \equiv \left\{ \alpha_1^c, \alpha_2^c, \alpha_3^c, \gamma^c \overline{PG}^J, \mathbf{A}^c, \mathbf{UC}^c \right\}$$

dove:

- α_1^c è un corrispettivo fisso per cliente ed è espresso come lire per cliente per mese, a copertura dei costi di vendita;
- α_2^c è un corrispettivo riferito alla potenza impegnata dal cliente ed è espresso come lire per kW impegnato per mese, a copertura di parte dei costi di distribuzione;
- α_3^c è un corrispettivo riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete dal cliente ed è espresso come lire per kWh, a copertura dei costi di trasmissione e di parte dei costi di distribuzione;
- $\gamma^c \overline{PG}^J$ è un corrispettivo, riferito all'energia elettrica prelevata e quindi espresso in lire per kWh, per la copertura del costo di acquisto dell'energia elettrica da parte del distributore; il parametro \overline{PG}^J rappresenta il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nel bimestre J ;
- gli altri parametri sono stati definiti precedentemente.

Il mantenimento nel vincolo V2 del riferimento alla potenza impegnata, eliminato nel vincolo V1, consente l'offerta di opzioni tariffarie base con struttura analoga a quelle attualmente disponibili, potenzialmente necessaria per le tipologie di utenza per le quali l'offerta di opzioni tariffarie multiorarie sia, ai costi attuali dei misuratori, antieconomica.

Formalmente il vincolo V2 richiede che, per ciascuna opzione tariffaria base s offerta alla tipologia di utenza c , i ricavi tariffari RT_s^c relativi ad ogni possibile combinazione di potenza impegnata kW e consumo kWh non siano superiori a quanto sarebbero stati applicando al cliente con tale profilo di consumo la tariffa $TV2^c$ al netto delle componenti dei vettori A^c e UC^c , cioè:

$$RT_s^c \leq RTV2^c \quad \text{per qualunque livello di } kW \text{ e di } kWh$$

dove il ricavo annuale massimo ammesso per il profilo individuato da kW e kWh è

$$RTV2^c = \alpha_1^c 12 + 12 \alpha_2^c kW + \left(\sum_{j=1}^6 (\alpha_3^c + \gamma^c \overline{PG}^J) \cdot kWh^J \right)$$

Il meccanismo di aggiornamento della tariffa $TV2^c$ in relazione alle variazioni del parametro \overline{PG}^J dovrà essere tale da garantire che per qualsiasi valore di tale parametro l'esborso del cliente sia inferiore a quello massimo compatibile con il rispetto del vincolo V2.

Poiché la tariffa TV2 non ha struttura multioraria, nella verifica del rispetto del vincolo V2 nel caso di opzioni tariffarie base multiorarie, il confronto con la tariffa TV2 dovrà avvenire con riferimento al profilo di consumo tipico, determinato dall'Autorità, dei clienti appartenenti alla tipologia.

E' possibile che una opzione tariffaria multioraria compatibile con il vincolo V2 se applicata al profilo tipico, comporti esborsi superiori a quelli che risulterebbero dall'applicazione della tariffa TV2 per i clienti della tipologia il cui profilo di prelievo sia sensibilmente diverso da quello tipico. Per garantire a questi clienti una tutela analoga a quella fornita dal vincolo V2 ai clienti serviti con tariffe non multiorarie, ciascuna opzione tariffaria multioraria base dovrà soddisfare l'ulteriore condizione che l'esborso che essa comporta per qualsiasi profilo di prelievo sia inferiore ad un tetto, stabilito dall'Autorità come moltiplicatore percentuale del vincolo V2. Un esempio di verifica di compatibilità con il vincolo V2 di una opzione tariffaria base multioraria è riportato nell'appendice 4.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

linearità del vincolo V2.

3.5 Procedure di controllo del rispetto del vincolo V2

Entro la fine del mese di settembre di ciascun anno ciascun distributore comunica all'Autorità le opzioni tariffarie base che intende offrire nell'anno successivo, autocertificando la compatibilità con il vincolo V2 di ciascuna opzione.

Nel corso dell'anno non è possibile interrompere l'offerta di una opzione tariffaria base.

Per la verifica di compatibilità con il vincolo V2 delle opzioni tariffarie base con struttura multioraria l'Autorità entro il mese di agosto dell'anno precedente quello di applicazione delle opzioni tariffarie in oggetto:

- a) determina il profilo di prelievo standard da utilizzare (sezione 3.4);
- b) stabilisce il parametro moltiplicativo da applicare al vincolo V2 per la determinazione del tetto massimo all'esborso da opzioni tariffarie multiorarie (sezione 3.4).

Il valore del parametro \overline{PG}^j sarà pubblicato bimestralmente dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun bimestre, fino all'entrata in piena operatività dell'acquirente unico e successivamente dall'acquirente unico (si veda la sezione 7.2.1).

3.6 Gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario

Nell'ordinamento tariffario attualmente vigente le tariffe praticate ai clienti appartenenti ad alcune classi tariffarie si discostano significativamente dai corrispondenti costi di fornitura del servizio elettrico. Nel nuovo ordinamento, l'allineamento ai costi delle opzioni tariffarie offerte nel rispetto dei vincoli V1 e V2 comporterà quindi, per tali clienti, variazioni anche sensibili degli esborsi sostenuti per fruire del servizio elettrico.

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 approvvigionamento.

L'Autorità propone quindi l'adozione di un meccanismo di compensazione tra i clienti appartenenti, nel regime precedente, a diverse classi tariffarie, finalizzato a distribuire in un arco temporale di tre anni gli effetti del riallineamento degli esborsi per il servizio elettrico ai corrispondenti costi, dovuto all'introduzione del nuovo ordinamento.

Alle classi di utenza a cui, nel vecchio ordinamento tariffario, erano 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 ad essi offerte nel rispetto dei vincoli V1 e V2. Tale componente tariffaria, riferita all'energia elettrica prelevata, sarà una parte della componente UC1, descritta nella sezione 7.7, e verrà indicata con $UC1_-^T$, dove il pedice “-” indica che la componente è negativa. Una componente tariffaria analoga, ma di segno positivo, indicata pertanto con $UC1_+^T$, per la copertura dell'onere generato dalle componenti $UC1_-^T$, 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.

Le componenti tariffarie $UC1_-^T$ saranno applicate esclusivamente ai contratti di fornitura in essere il 31 ottobre 1999; esse saranno ridotte del 50% a partire dall'1 gennaio 2001, ulteriormente dimezzate a partire dall'1 gennaio 2002 ed eliminate a partire dall'1 gennaio 2003. Il livello delle componenti $UC1_+^T$ sarà determinato in funzione delle esigenze di gettito; la loro articolazione tra le tipologie di utenza a cui esse si applicano sarà tale da ridurre proporzionalmente i benefici che tali tipologie ottengono per effetto dell'introduzione del nuovo ordinamento tariffario.

La dinamica della componente tariffaria a copertura del costo di acquisto dell'energia elettrica dai produttori può consentire inoltre di rendere più veloce la transizione degli esborsi dei clienti verso i livelli coerenti con i vincoli tariffari. Questo risultato può essere ottenuto prevedendo che, in caso di riduzione della componente tariffaria a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica dai produttori, la componenti $UC1_-^T$ applicata a ciascun cliente si riduca, in valore assoluto, di un ammontare pari alla riduzione del parametro a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica dai produttori applicato a tale cliente.

Spunto per la consultazione T-3

Si ritiene opportuno utilizzare la dinamica della componente tariffaria a copertura del costo di acquisto dell'energia elettrica dai produttori per rendere più veloce la transizione degli esborsi dei clienti verso i livelli coerenti con i vincoli tariffari?

4 Forniture ai clienti domestici allacciati in bassa tensione

4.1 Tariffe per i clienti domestici

Come già illustrato nelle Linee guida l'Autorità ritiene opportuno prevedere un regime di maggior tutela per i clienti domestici allacciati in bassa tensione. A questo fine si propone di imporre a tutte le imprese distributrici l'applicazione di tariffe fissate dall'Autorità. Le imprese distributrici avranno tuttavia la facoltà di offrire ai clienti domestici opzioni tariffarie speciali, ad esempio opzioni tariffarie multiorarie. Tali opzioni tariffarie speciali dovranno:

- a) essere offerte a fronte di un servizio con livello qualitativo o di condizioni di fornitura migliori o ulteriore rispetto ai livelli fissati dall'Autorità;
- b) essere offerte a condizioni non discriminatorie a tutti i clienti e con modalità coerenti con il Codice di condotta commerciale per la fornitura del servizio elettrico ai clienti vincolati approvato dall'Autorità;
- c) essere preventivamente presentate, entro il 30 settembre di ciascun anno, all'Autorità per l'approvazione che si pronuncia in merito entro 60 giorni; decorso inutilmente tale termine la proposta si considera accolta.

Per garantire la corretta scelta da parte dei clienti delle opzioni tariffarie per loro più convenienti, il distributore dovrà, al termine di ciascun anno, segnalare se, dati i consumi registrati nell'anno, il cliente avrebbe sostenuto un esborso inferiore qualora avesse scelto un'opzione tariffaria diversa.

L'Autorità ritiene inoltre prioritario assicurare la tutela alle fasce disagiate della popolazione, attraverso la definizione di condizioni tariffarie e di fornitura dell'energia elettrica più favorevoli. L'Autorità ha peraltro rilevato la necessità di rendere progressivamente più mirato l'intervento, in modo che a queste condizioni più favorevoli possano in futuro accedere solo i clienti in reali condizioni di disagio economico. L'Autorità propone pertanto un regime basato su una tariffa agevolata, l'accesso alla quale sia condizionato alla valutazione della situazione economica del cliente utilizzando i "criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate" (il cosiddetto "riccometro").

Di seguito vengono illustrate le principali caratteristiche della regolazione tariffaria per i clienti appartenenti al regime normale e le modalità di tutela delle fasce economicamente disagiate.

4.2 Regime normale

Per la generalità dell'utenza domestica viene definita una tariffa D1, fissata in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla tipologia di utenza e che dovrà essere obbligatoriamente offerta dai distributori ai propri clienti domestici allacciati in bassa tensione.

La tariffa D1 si compone di:

- a) un corrispettivo fisso per cliente a copertura dei costi di vendita. Formalmente questo corrispettivo è indicato con il parametro ρ_1^{BTd} ed è espresso come lire per cliente per mese;
- b) un corrispettivo, riferito alla potenza impegnata dal cliente a copertura di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione (si veda la sezione 8.2.3). Formalmente questo corrispettivo è indicato con il parametro ρ_2^{BTd} ed è espresso come lire per kW impegnato per mese;
- c) un corrispettivo, riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete, 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 (si veda la sezione 8.2.3). Formalmente questo corrispettivo è indicato con il parametro ρ_3^{BTd} ed è espresso come lire per kWh prelevato;
- d) un corrispettivo, riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete, a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica. Formalmente questo corrispettivo è indicato con il parametro $\gamma^{\text{BTd}} \overline{PG}^J$ ed è espresso come lire per kWh prelevato.

Come per le tariffe TV2 definite per le altre tipologie di utenza, anche per le tariffe D1 il mantenimento del riferimento alla potenza impegnata consente ai distributori di inviare attraverso le opzioni tariffarie un segnale circa il costo dell'utilizzo simultaneo da parte dei clienti delle infrastrutture di reti da essi condivise, anche qualora l'offerta di opzioni tariffarie multiorarie potrebbe essere, ai costi attuali dei misuratori, antieconomica. E' lasciata comunque alle imprese distributrici l'opportunità di offrire opzioni tariffarie speciali multiorarie.

La tariffa D1 rappresenta 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.

L'Autorità ritiene che la transizione verso il nuovo ordinamento tariffario debba essere gestita con gradualità e pertanto definirà, in via transitoria, due ulteriori tariffe, D2 e D3. La tariffa D2 dovrà essere obbligatoriamente offerta agli attuali clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW. La tariffa D3 agli altri attuali clienti domestici.

Le tariffe D2 e D3 avranno una struttura analoga a quella prevista per la tariffa D1, fatto salvo che la componente ρ_3 , relativa alla tariffa D2, sarà differenziata per fasce di consumo. In particolare, l'articolazione di questa componente sarà inizialmente simile a quella attualmente in vigore per l'utenza residente con potenza impegnata non superiore a 3 kW. Le tariffe D2 e D3 convergeranno verso la tariffa D1 nell'arco di quattro anni, ossia entro il 2003.

L'utenza domestica concorrerà alla copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori componenti mediante corrispettivi uguali per tutte le opzioni, indicati formalmente, nella descrizione della tariffa, con i parametri:

$$\left\{ {}^n A_i^{BTd}, {}^e A_i^{BTd}, {}^n C_1^{BTd}, {}^e C_1^{BTd}, {}^n UC_i^{BTd}, {}^e UC_i^{BTd} \right\}$$

Di tali parametri quelli con apice n sono espressi in lire al mese per cliente, mentre quelli con apice e sono espressi in lire per kWh.

Spunto per la consultazione T-4

Si ritiene che il regime transitorio, caratterizzato dall'applicazione delle tariffe D2 in luogo della tariffa D1, debba essere applicato solo ai clienti con contratto in essere all'avvio del nuovo ordinamento tariffario o anche ai nuovi clienti?

4.3 Tutela dei clienti disagiati

L'esperienza con il sistema tariffario vigente evidenzia quanto sia difficile, nel caso dell'utenza domestica, individuare i clienti economicamente disagiati, e quindi meritevoli di speciale tutela, unicamente sulla base dei profili di consumo di energia elettrica. L'Autorità intende definire un meccanismo esplicito di regolazione dell'accesso alle condizioni di fornitura più favorevoli destinate ai clienti disagiati in funzione di parametri che ne misurano lo stato di bisogno.

Per l'individuazione dei clienti ammessi al regime di maggiore favore l'Autorità propone di utilizzare i "criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate" (il cosiddetto *riccometro*). Si propone inoltre, anche in ottemperanza al disposto dell'articolo 12, comma 2, lettera c, della legge n. 481/95, che la soglia dell'indicatore della situazione economica del cliente rilevante per l'accesso al regime agevolato debba essere aumentata nel caso in cui il cliente, o un altro soggetto che risieda con il cliente, sia affetto da disabilità gravi o da specifiche patologie che rendano necessario l'utilizzo dell'elettricità per il funzionamento di apparati di cura.

Per quanto concerne l'accertamento dei requisiti necessari per l'accesso al regime sociale agevolato, l'Autorità ritiene che si debba fare ricorso all'autocertificazione da parte del cliente richiedente, senza gravare sulle imprese distributrici. Dovranno peraltro essere previsti idonei meccanismi di controllo, anche su base campionaria, della veridicità delle autocertificazioni.

Per i clienti ammessi al regime sociale agevolato l'Autorità intende definire una *tariffa sociale DS*, in modo tale da consentire una spesa contenuta per i consumi "obbligati" di energia elettrica, ossia per i consumi per i quali non esistano alternative economicamente ragionevoli (illuminazione, alimentazione di frigoriferi, televisori, lavabiancherie), determinati tenendo conto della numerosità dei nuclei familiari e ipotizzando un utilizzo "normale" delle singole applicazioni domestiche.

La *tariffa sociale DS* non garantisce invece protezioni ulteriori in relazione a usi termici o ad altri usi dell'energia elettrica per i quali, considerata la forte specificità e la differenziazione geografica dei bisogni, si ritiene debbano essere previsti interventi assistenziali di carattere locale.

La *tariffa sociale DS*, uguale su tutto il territorio nazionale, sarà contraddistinta da:

- a) limitazione della potenza impegnata del cliente (3 kW);
- b) corrispettivo fisso (lire per cliente per mese) fortemente ridotto rispetto ai costi;
- c) assenza del corrispettivo riferito alla potenza impegnata (lire per kW impegnato per mese) in quanto è prevista una limitazione della potenza a disposizione;
- d) differenziazione dei corrispettivi riferiti all'energia elettrica prelevata:
 - per consumi di energia elettrica inferiori a una soglia prefissata di consumo "obbligato" (differenziata in funzione del numero di componenti del nucleo familiare), un corrispettivo unitario dell'energia elettrica notevolmente inferiore a quello applicato alla generalità dell'utenza domestica;
 - per i consumi di energia elettrica eccedenti a tale soglia, un corrispettivo unitario dell'energia elettrica leggermente più elevato rispetto a quello previsto dalla tariffa D1;
- e) differenziazione delle soglie di consumo "obbligato" da ammettere al regime agevolato in funzione del numero di componenti del nucleo familiare:
 - per nuclei di 1 o 2 componenti: 1800 kWh/anno;
 - per nuclei di 3 o 4 componenti: 2700 kWh/anno;
 - per nuclei oltre 4 componenti: 3600 kWh/anno.

L'onere derivante dalle condizioni di fornitura più favorevoli previste per la tariffa DS sarà ripartito sulla rimanente utenza domestica, attraverso un'apposita componente tariffaria (si veda la sezione 7.6).

5 Regimi tariffari speciali

Come illustrato nelle Linee guida, vi sono categorie di utenza e singole utenze, che attualmente godono di particolari condizioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica. Tali condizioni più favorevoli sono stabilite per legge e, in alcuni casi, caratterizzate da una limitata vita residua.

In particolare si tratta di:

- a) produzione di alluminio primario, per la quale il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato n. 39/1995, estende fino al 31 dicembre 2005 l'applicazione delle speciali aliquote di sovrapprezzo previste dal provvedimento CIP n. 13/1992. La deliberazione dell'Autorità n. 70/97 ha mantenuto lo speciale regime per la produzione di alluminio primario;
- b) Ferrovie dello Stato Spa, per le quali si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dal dall'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
- c) Società Terni Spa e sue aventi causa, per le quali l'articolo 20, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ha esteso fino al 31 dicembre 2001 le speciali condizioni di fornitura che il decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165 aveva previsto per il periodo fino al 31 dicembre 1991;
- d) utenze per le quali era previsto l'esonero dal pagamento dei sovrapprezzi e per le quali la deliberazione dell'Autorità n. 70/97 ha previsto l'esonero dalle componenti inglobate nella parte A della tariffa e/o dalla parte B della tariffa.

L'Autorità ritiene che l'esistenza di regimi tariffari speciali, nella forma di livelli tariffari significativamente inferiori ai costi del servizio, costituisca, per le utenze che ne beneficiano, un forte disincentivo all'accesso alla fornitura sul mercato libero, dal momento che in tal caso esse perderebbero i vantaggi derivanti dal regime tariffario speciale. Se si considera che alcune delle utenze attualmente beneficiarie di regime tariffario speciale sono di rilevanti dimensioni elettriche, è evidente l'ostacolo che, in questo rispetto, l'ordinamento tariffario vigente pone allo sviluppo di un mercato liberalizzato dell'energia elettrica.

Al fine di promuovere la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, l'Autorità, pur riconoscendo la specificità, prevista dalla legge, delle utenze attualmente soggette a regime tariffario speciale, intende modificare le modalità attraverso le quali la specificità si esplica, prevedendo che a tali utenze:

- a) siano applicate le stesse condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza con le stesse caratteristiche di consumo elettrico;
- b) sia riconosciuta al cliente una componente tariffaria commisurata alla differenza tra il livello tariffario previsto nel nuovo ordinamento tariffario per la tipologia di utenza a cui appartiene il cliente (opzione tariffaria più conveniente tra le opzioni tariffarie base offerte dal distributore locale e l'opzione tariffaria TV1 relativa alla tipologia di utenza alla quale il cliente appartiene) e il livello tariffario previsto per il cliente dall'attuale regime tariffario speciale;

- c) qualora rimangano nel mercato dei clienti vincolati, sia restituita, da parte dell'impresa distributrice, a fine di ogni anno, la differenza tra quanto dal cliente pagato, sulla base delle opzione tariffaria base prescelta dal cliente, in relazione ai servizi elettrici consumati nell'anno e quanto avrebbe pagato qualora fosse stata applicata l'opzione tariffaria TV1 relativa alla tipologia di utenza alla quale il cliente appartiene.

Il contributo sostitutivo sarà riconosciuto anche nel caso in cui il cliente che ne beneficia venga fornito di energia elettrica da un soggetto diverso dal distributore locale. 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.

L'onere corrispondente ai contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali andrà a carico della generalità dell'utenza, vincolata e libera, ad eccezione di quella per usi domestici, attraverso un'apposita componente tariffaria (si veda la sezione 7.6).

6 Prelievi di energia reattiva e potenze impegnate

6.1 Prelievi di energia reattiva

Al fine di garantire il rispetto del principio della responsabilità nell'attribuzione dei costi e un'adeguata copertura dei costi sostenuti dai distributori, le stesse imprese distributrici fisseranno valori limite del fattore di potenza, istantaneo e medio, che il cliente deve rispettare e fisseranno anche appositi corrispettivi di addebito per i prelievi di energia reattiva⁹ che eccedano tali valori limite.

I corrispettivi per il prelievo di energia reattiva potrebbero essere:

- fissati dalle imprese distributrici. In questo caso i ricavi corrispondenti dovrebbero essere inclusi negli introiti tariffari ai fini della verifica sul rispetto dei vincoli V1;
- fissati dall'Autorità, senza inclusione dei corrispondenti ricavi negli introiti tariffari ai fini della verifica sul rispetto dei vincoli V1.

Spunto per la consultazione T-5

⁹

Alcuni apparecchi utilizzatori dei clienti (ad esempio i motori a induzione) assorbono durante il funzionamento energia reattiva. Questa energia può essere ottenuta direttamente da apposite apparecchiature installate dallo stesso cliente (condensatori rifasatori) oppure può essere fornita dal distributore.

Si ritiene necessario che i corrispettivi per il prelievo di energia reattiva siano fissati dall'Autorità o potrebbero essere fissati dalle imprese distributrici ed inclusi negli introiti tariffari ai fini della verifica sul rispetto dei vincoli V1?

6.2 Potenze elettriche impegnate

Per i clienti domestici alimentati in bassa tensione, fatta salva la possibilità per i distributori di offrire ulteriori varianti, l'impresa distributrice dovrà consentire al cliente di impegnare potenze in multipli di 1,5 kW fino a 6 kW; 10 kW; potenze in multipli di 5 kW oltre 10 kW.

Per gli altri clienti, nel caso in cui le opzioni tariffarie offerte includano un corrispettivo relativo alla potenza impegnata, l'impresa distributrice dovrà consentire al cliente di impegnare potenze scegliendo il valore che ritenga più conveniente tra i seguenti: 1,5; 3; 6; 10; 15; 20 kW e così via con incrementi progressivi di 5 kW fino a 500 kW di potenza impegnata e incrementi progressivi di 10 kW oltre tale limite. La potenza massima a disposizione deve essere determinata aumentando del 25%, con un massimo di 2.500 kW, la potenza contrattualmente impegnata.

7 Identificazione e determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica

7.1 I costi riconosciuti

I vincoli tariffari del regime generale e le opzioni tariffarie per i 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 (si vedano la sezione 1.3).

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. 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 vincolati a prezzi fissati dall'acquirente unico stesso o, in una fase iniziale, acquistano dall'Enel Spa l'energia elettrica fornita ai clienti vincolati 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 vincolati ed idonei.

La metodologia utilizzata dall'Autorità per la determinazione dei costi riconosciuti per la fornitura dell'energia elettrica:

- a) trasferisce sui clienti finali i costi sostenuti dal distributore per l'acquisto di energia elettrica e del servizio di trasporto di energia elettrica;
- b) riconosce i costi relativi alle attività di distribuzione e vendita sostenuti direttamente dal distributore;
- c) riconosce gli ulteriori oneri sostenuti per finalità di interesse generale.

Di seguito vengono presentati i criteri di formazione dei costi e i principi generali per la determinazione sia dei costi riconosciuti relativi alle attività del settore elettrico, sia dei costi sostenuti nell'interesse generale, sia degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

7.2 Acquisti di energia elettrica da parte delle imprese distributrici

7.2.1 Formazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica

I costi di acquisto di energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono le modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici. Queste modalità si modificheranno nel tempo in conseguenza all'attuazione del decreto legislativo n. 79/99, in base al quale è possibile individuare due periodi transitori, prima che si possa raggiungere l'assetto definitivo ivi previsto:

- a) un primo periodo transitorio, nel quale le imprese distributrici acquistano dall'Enel Spa, su cui grava fino all'entrata in operatività dell'acquirente unico la responsabilità di assicurare la disponibilità dell'energia elettrica per la fornitura del mercato vincolato,¹⁰ l'energia elettrica fornita ai clienti vincolati in eccesso a quella prodotta dai propri impianti di generazione e non destinata al mercato libero.

¹⁰ Dal combinato disposto dell'articolo 14, comma 1, lettera a) e articolo 4, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 si desume che fino alla data di assunzione da parte dell'acquirente unico della funzione di garante della fornitura dei clienti vincolati, le imprese distributrici si approvvigioneranno esclusivamente dall'Enel Spa dell'energia elettrica da essi fornita a clienti vincolati in eccesso a quella a tal fine immessa in rete dai propri impianti di produzione.

- b) un secondo periodo transitorio, nel quale l'acquirente unico, assunta la piena funzionalità, si approvvigiona dai produttori sulla base di contratti stipulati con procedure trasparenti e non discriminatorie;
- c) a regime, quando l'acquirente unico si approvvigionerà di energia elettrica prevalentemente o esclusivamente attraverso il sistema delle offerte gestito dall'operatore di mercato.

Nel primo periodo transitorio sarà mantenuta una regolazione diretta dei prezzi di cessione dell'energia elettrica dai produttori ai distributori, anche in considerazione del fatto che le controparti di tali transazioni potrebbero essere parte dello stesso gruppo societario (come nel caso delle attuali imprese produttrici-distributrici). Successivamente i prezzi di cessione dell'energia elettrica dall'acquirente unico ai distributori saranno fissati, dall'acquirente unico stesso, sulla base di direttive formulate dall'Autorità, ai sensi dell'articolo 4, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99. Le direttive dell'Autorità prevederanno che i prezzi di cessione siano tali da coprire i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte dell'acquirente unico e i costi di funzionamento dell'acquirente unico stesso.

Come anticipato nella Nota informativa, al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità intende riconoscere per gli anni 2000 e 2001, a fronte della produzione di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992, una ulteriore componente di ricavo stimabile in circa 6 lire/kWh. Questa componente sarà finanziata con le maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto come illustrato nella sezione 7.2.2.

7.2.2 Acquisti di energia elettrica da parte delle imprese distributrici

Fino alla piena operatività dell'acquirente unico l'Autorità fisserà un prezzo di cessione all'ingrosso dell'energia elettrica per la fornitura al mercato vincolato articolato per fasce orarie, composto da due elementi, uno a copertura dei costi fissi di impianto differenziato per fasce orarie ed uno a copertura dei costi di combustibile.

La componente a copertura dei costi fissi di impianto, sarà fissata per l'anno 2000 in modo da consentire la copertura dei costi fissi riconosciuti per la generazione nazionale di energia elettrica da fonti idroelettriche, termoelettriche e geotermoelettriche¹¹, determinati sulla base della rilevazione dei costi degli operatori esistenti.

La componente a copertura dei costi variabili di generazione, sarà pari, in ogni bimestre, al costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (C_t), come definito dalla deliberazione dell'Autorità n. 70/97. Sarà quindi aggiornato bimestralmente il valore delle componenti $\gamma^c \overline{PG}^J$, relative al costo di

¹¹ Esclusa cioè quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992.

approvvigionamento dell'energia elettrica, rilevanti per la verifica di compatibilità delle opzioni tariffarie offerte con il vincolo V2¹².

Il prezzo di cessione si applicherà alla cessione di energia elettrica per la fornitura del mercato vincolato prodotta da qualsiasi impianto. Poiché il prezzo di cessione include una componente a copertura dei costi fissi tale da garantire la copertura dei costi fissi riconosciuti per l'intero parco di generazione da fonte convenzionale e una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), ne deriva, rispetto alla situazione attuale, una maggiore valorizzazione:

- a) della generazione idroelettrica e geotermoelettrica delle imprese produttrici-distributrici¹³, dal momento che il prezzo di cessione o di riferimento includerà una componente a copertura dei costi variabili (di combustibile), che invece questi impianti non sostengono e per i quali nel sistema vigente non viene riconosciuto un contributo tariffario;
- b) dell'energia elettrica importata a condizioni più favorevoli rispetto ai costi medi nazionali, alla quale non potrà non essere applicato il medesimo prezzo di cessione o di riferimento che si applicherà all'energia elettrica di produzione nazionale.

Questa maggiore valorizzazione, qualora fosse lasciata a beneficio delle imprese produttrici-distributrici ed importatrici, creerebbe posizioni di rendita per le imprese stesse e genererebbe un onere per il sistema elettrico, come conseguenza diretta del processo di liberalizzazione, imponendo ai consumatori maggiori esborsi tariffari non basati su maggiori costi.

Nel caso dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici, tale conseguenza deve essere evitata assoggettando questa energia a maggiorazioni ai corrispettivi di accesso e di uso delle reti di trasporto, ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99, fino alla scadenza delle attuali concessioni di derivazione d'acqua per usi idroelettrici e di utilizzo delle risorse geotermiche a scopo termoelettrico.

Il gettito di tali maggiorazioni sarà utilizzato inizialmente per la copertura del costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata, per assicurare gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione, all'energia elettrica che riceve il prezzo di cessione, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992. Il gettito residuo potrà essere utilizzato per compensare i costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici che dovessero manifestarsi e non trovassero altro riconoscimento o impiegato per il finanziamento di oneri generali afferenti al sistema elettrico, tra cui, ad esempio, quelli relativi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili.

Nel caso delle importazioni di energia elettrica, l'Autorità provvederà a determinare modalità e condizioni di ripartizione della capacità di interconnessione con l'estero, non già utilizzata da contratti di lungo termine in essere alla data del 19 febbraio

¹² Si vedano i paragrafi 3.4 e 3.5.

¹³ Esclusa quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992

1997, ai sensi dell'articolo 10, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, anche attraverso meccanismi di mercato che potranno comportare il trasferimento a favore dei clienti elettrici di almeno una parte della maggiore valorizzazione delle importazioni.

I costi di acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura ai clienti vincolati non sono sotto il controllo dei distributori. Per questo l'Autorità intende consentirne il trasferimento completo sui clienti (*pass through*) attraverso le tariffe. Come illustrato nella sezione 3.2.1 le componenti dei vincoli tariffari relative all'acquisto di energia elettrica all'ingrosso sono espresse in lire/kWh per ciascuna tipologia di clienti, senza alcuna ulteriore articolazione, ad esempio, per fascia oraria. L'Autorità determinerà le componenti dei vincoli tariffari relativi all'approvvigionamento di energia elettrica all'ingrosso facendo riferimento ai profili di carico medi delle tipologie di utenza.

Se i profili effettivamente forniti avessero la stessa struttura dei profili di riferimento, ogni distributore potrebbe trasferire sui clienti finali esattamente 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 V1 o, in alternativa, offrendo opzioni tariffarie multiorarie che riflettano l'articolazione oraria dei prezzi di cessione. Qualora tuttavia le strutture dei profili di prelievo effettivi e di quelli utilizzati come riferimento dall'Autorità fossero sensibilmente diverse il distributore potrebbe trovare impossibile recuperare attraverso opzioni tariffarie compatibili con i vincoli i costi sostenuti per l'acquisto di energia elettrica all'ingrosso.

L'Autorità propone l'adozione di un meccanismo di correzione delle differenze tra ricavi ammessi e costi effettivamente sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, finalizzato a consentire il pieno trasferimento ai consumatori di tali costi. Alla fine di ogni anno ciascun distributore riceverà, se positiva, o verserà, se negativa, presumibilmente ad un apposito fondo di compensazione la differenza tra i costi effettivamente sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso e i ricavi relativi all'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso che avrebbe potuto ottenere applicando l'opzione tariffaria di riferimento TV1 ai clienti serviti. Eventuali avanzi o disavanzi del fondo di compensazione sono rispettivamente trasferiti a o posti a carico dei consumatori attraverso la componente UC1 della tariffa dell'anno successivo (si veda la sezione 7.7).

7.3 Trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale

I costi di trasmissione dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono i corrispettivi che i distributori dovranno versare al Gestore della rete per il trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle proprie reti di distribuzione. Tali corrispettivi, fissati dall'Autorità e aggiornati secondo il metodo del *price-cap*, hanno struttura analoga a quelli previsti dalla deliberazione dell'Autorità n. 13/99 per il vettoriamento dell'energia elettrica sulle reti in alta e altissima tensione, con l'introduzione di alcune modifiche rese necessarie dal

diverso contesto di applicazione. Attraverso i corrispettivi ottenuti per la prestazione dei servizi di trasmissione e vettoriamento il Gestore della rete, oltre a finanziare la propria attività, versa, ai proprietari delle infrastrutture di trasporto facenti parte della rete di trasmissione nazionale, canoni per il loro utilizzo.

L'Autorità propone che i distributori direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale paghino al Gestore della rete corrispettivi espressi in lire/kWh - articolati per fasce orarie secondo proporzioni analoghe a quelle dei corrispettivi di potenza applicati per il vettoriamento su reti in alta e altissima tensione - applicati al maggior valore tra zero e il saldo tra l'energia elettrica prelevata e ceduta in ciascuna ora in tutti i punti di interscambio tra la rete di distribuzione del distributore e la rete di trasmissione nazionale.

I corrispettivi di potenza saranno differenziati in funzione della tensione a cui avviene il prelievo di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale da parte del distributore. I distributori pagheranno inoltre al Gestore della rete un corrispettivo per l'uso del sistema relativo a i) servizi di regolazione della tensione e ii) dispacciamento. La componente i) sarà espressa in lire/kVARh e sarà applicata, come nel sistema vigente, per valori del coefficiente di potenza medio mensile inferiori ad un limite prefissato. La componente ii) sarà espressa in lire/kWh e applicate al maggior valore tra zero e il saldo tra l'energia elettrica prelevata e ceduta in ciascuna ora in tutti i punti di interscambio tra la rete di distribuzione del distributore e la rete di trasmissione nazionale.

I distributori pagheranno altresì un corrispettivo a copertura dei costi dei sistemi di misura situati ai punti di interscambio tra le proprie reti e la rete di trasmissione nazionale. Data la specificità delle installazioni necessarie l'Autorità intende lasciare all'accordo tra i soggetti coinvolti la determinazione dei costi relativi ai sistemi e all'attività di misurazione.

Come illustrato nella sezione 3.2.1 le componenti dei vincoli tariffari relative ai servizi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale non sono articolate per fascia oraria, mentre il corrispettivo per tali servizi a carico del distributore è articolato per fascia oraria. L'Autorità determinerà le componenti dei vincoli tariffari facendo riferimento ai profili di carico medi delle tipologie di utenza. Qualora i profili effettivamente forniti avessero la stessa struttura dei profili di riferimento, ogni distributore potrebbe trasferire sui clienti finali esattamente i costi sostenuti per l'acquisto dei servizi di trasmissione:

- a) offrendo opzioni tariffarie multiorarie che riflettano l'articolazione oraria dei corrispettivi per i servizi di trasmissione acquistati dal Gestore della rete; oppure
- b) offrendo opzioni tariffarie non multiorarie che riflettano la componente relativa ai servizi di trasmissione specificata nel vincolo V1.

Qualora le strutture dei profili di prelievo effettivi e di quelli utilizzati come riferimento dall'Autorità fossero sensibilmente diverse il distributore potrebbe trovare impossibile recuperare attraverso opzioni tariffarie compatibili con i vincoli i costi sostenuti per l'acquisto dei servizi di trasmissione. L'Autorità propone l'adozione di un meccanismo di correzione delle differenze tra ricavi ammessi e

costi effettivamente sostenuti per i servizi di trasmissione, finalizzato a consentire il pieno trasferimento ai consumatori (*pass through*) di tali costi – al di fuori del controllo del distributore. Alla fine di ogni anno ciascun distributore riceverà, se positiva, o verserà, se negativa, ad un fondo di compensazione la differenza tra i costi effettivamente sostenuti per l'acquisto dei servizi di trasmissione e la quota dei ricavi relativi ai servizi di trasmissione che avrebbe potuto ottenere applicando la tariffa di riferimento TV1 ai clienti serviti. Eventuali avanzi o disavanzi del fondo di compensazione sono rispettivamente trasferiti a o posti a carico dei consumatori attraverso la componente UC1 della tariffa nell'anno successivo (si veda la sezione 7.7).

7.4 Corrispettivi per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione

In alcuni casi l'impresa distributrice preleva tutta o parte dell'energia elettrica fornita ai clienti vincolati da una rete gestita da un'altra impresa di distribuzione.

L'Autorità propone che l'impresa distributrice versi all'impresa di distribuzione dalla cui rete preleva l'energia elettrica:

- a) i corrispettivi di potenza relativi al trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica prelevata;
- b) un corrispettivo a copertura dei costi di regolazione della tensione di livello e struttura identico a quello applicato ai prelievi di energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale, e
- c) un corrispettivo di potenza dipendente dalla tensione di prelievo relativo al trasporto sulla rete di distribuzione dell'energia elettrica prelevata.

La determinazione del corrispettivo di potenza per il trasporto sulla rete di distribuzione presenta ridotti margini di discrezionalità nel caso in cui il distributore non disponga di reti al livello di tensione a cui preleva l'energia elettrica. Se il distributore preleva l'energia elettrica in alta tensione e dispone di una rete esclusivamente in media e bassa tensione (ad eccezione del trasformatore AT-MT) il corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di distribuzione di alta tensione sarà pari alla componente relativa al trasporto sulle reti di distribuzione in alta tensione dei parametri dei vincoli V1, e articolato per fasce orarie analogamente ai corrispettivi applicati per il servizio di vettoriamento. Se il distributore preleva l'energia elettrica in media tensione e dispone di una rete esclusivamente in bassa tensione (ad eccezione del trasformatore MT-BT) il corrispettivo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di distribuzione di media tensione sarà pari alla componente relativa al trasporto sulle reti di distribuzione in media tensione dei parametri dei vincoli V1, con articolazione per fasce orarie.

La determinazione del corrispettivo di potenza per il trasporto sulla rete di distribuzione presenta margini di discrezionalità relativamente più ampi nel caso in cui anche il distributore che preleva l'energia elettrica disponga di infrastrutture di

rete alla tensione a cui preleva l'energia elettrica. In questo caso il corrispettivo a carico del distributore ripartisce tra questo e il distributore dalla cui rete l'energia elettrica è prelevata la componente delle tariffe pagate dai clienti finali relativa al servizio di distribuzione prestato da entrambi i distributori allo stesso livello di tensione. Si consideri ad esempio il caso in cui il distributore immetta nella propria rete in media tensione energia elettrica prelevata in media tensione dalla rete di un altro distributore. In questo caso ciascuno dei due distributori sostiene parte dei costi di trasporto su reti di media tensione dell'energia elettrica fornita ai clienti finali dal distributore.

L'Autorità propone che il livello dei corrispettivi per la fornitura del servizio di trasporto sulle reti di distribuzione nel caso in cui il distributore che fruisce del servizio immetta l'energia elettrica in una rete alla stessa tensione a cui avviene il prelievo siano:

- a) nel caso in cui il prelievo avvenga in alta tensione, tali da trasferire al distributore che presta il servizio di trasporto il 50% dei corrispettivi dei vincoli tariffari a copertura dei costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione in alta tensione;
- b) nel caso in cui il prelievo avvenga in media tensione, tali da trasferire al distributore che presta il servizio di trasporto il 10% dei corrispettivi dei vincoli tariffari a copertura dei costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione in media tensione.

Spunto per la consultazione T-6

Si ritiene che la ripartizione dei corrispettivi relativi al trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione in alta e media tensione tra i distributori confinanti sia congrua? Se no, quali criteri dovrebbero essere impiegati per la determinazione di tale ripartizione?

I corrispettivi per il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione si applicheranno ai saldi tra l'energia elettrica prelevata e ceduta in ogni ora nel punto di interscambio.

I distributori copriranno attraverso le tariffe di fornitura del servizio elettrico ai clienti finali i costi per i servizi di distribuzione acquistati da altri distributori.

Limitatamente all'acquisto di servizi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione in alta tensione il distributore potrebbe incontrare un problema, del tutto analogo a quello illustrato nella sezione precedente rispetto ai costi dei servizi di trasmissione, di sovra- o sotto-recupero del costo sostenuto, nel rispetto dei vincoli tariffari, qualora il profilo di prelievo effettivo dei clienti si discosti significativamente da quello di riferimento adottato dall'Autorità per la definizione dei vincoli tariffari. L'Autorità propone pertanto l'inclusione dei costi effettivamente sostenuti e dei ricavi ammessi relativi all'acquisto di servizi di

trasporto su reti di distribuzione in alta tensione nel meccanismo di compensazione proposto nella sezione precedente con riferimento al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

7.5 Determinazione dei costi riconosciuti di trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica

7.5.1 Criteri per la determinazione dei costi riconosciuti

I criteri per la determinazione dei costi riconosciuti per la fissazione dei corrispettivi che i distributori devono versare per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e, se necessario, sulle reti di distribuzione delle altre imprese concessionarie del servizio di distribuzione risultano del tutto analoghi a quelli utilizzati per la copertura dei costi di distribuzione e di vendita sostenuti direttamente dal distributore. Inoltre, tali criteri sono del tutto analoghi a quelli utilizzati dall'Autorità al fine della fissazione dei corrispettivi per il vettoriamento determinati dalla deliberazione dell'Autorità n. 13/99.

In particolare, l'Autorità fa riferimento ai costi 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. Tra queste attività rientrano, ad esempio, quelle relative all'uscita dal programma nucleare e al servizio di gestione degli impianti di illuminazione pubblica, mentre la fornitura di energia elettrica ad uso di illuminazione pubblica è considerata parte del servizio elettrico.

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, e
- b) una congrua remunerazione del capitale investito.

Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità fa riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese esercenti.

Ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità applica un congruo tasso reale di remunerazione al valore del capitale investito, assicurando alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica. 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.

7.5.2 Determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito

Nel caso del capitale di rischio, il tasso di rendimento ritenuto congruo viene determinato utilizzando il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

Il CAPM ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata attraverso la diversificazione degli investimenti ed una parte che non può essere eliminata poiché comune all'intero mercato, definito rischio sistematico. Per diversificazione degli investimenti si intende una combinazione di investimenti tale che il rischio complessivo del portafoglio sia minore della somma dei rischi associati alle attività che lo compongono, se prese singolarmente. Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

La remunerazione del capitale di rischio deve garantire agli investitori un premio per esporsi al rischio sistematico che, essendo correlato con l'andamento del mercato finanziario, non può essere evitato dagli operatori attraverso una opportuna politica di diversificazione di portafoglio. Il rischio non sistematico non giustifica invece un premio di rendimento per gli investitori, in quanto gli stessi possono ridurlo, fino praticamente ad eliminarlo, attraverso la diversificazione di portafoglio.

Il rendimento atteso dall'investimento in una attività i è determinato dal CAPM come:

$$r_i = r_f + \beta_i pr$$

dove:

- a) r_f è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;
- b) pr è il premio per il rischio di mercato, ovvero il premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato;
- c) β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di una attività.

La tabella 2 mostra i valori del parametro di rischio sistematico, β , adottati dall'Autorità per le diverse attività elettriche soggette a regolazione o a vigilanza tariffaria, determinati sulla base di un campione di imprese elettriche europee operanti nelle varie fasi del settore elettrico.

Tabella 2 – Parametri di rischio sistematico distinti per attività elettriche

Attività elettriche	Gene razione	Trasm issione	For nitura
Parametro β	0.87	0.43	0.76

Nel caso dell'indebitamento, l'Autorità fa riferimento alle attuali condizioni di costo, in termini reali, del servizio del debito per le imprese del settore elettrico.

Il tasso di rendimento del capitale investito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*) è quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito, considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a quello tipico, a livello europeo, di imprese operanti nel settore elettrico e considerato adeguato per la realtà italiana, utilizzando la seguente formula:

$$WACC = k_e * \frac{E}{D + E} + k_d * (1 - t_c) * \frac{D}{D + E}$$

dove:

k_e è il tasso di rendimento del capitale di rischio;

E è il capitale di rischio;

D è l'indebitamento;

k_d è il tasso di rendimento sull'indebitamento;

t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari.

Il livello del costo medio ponderato del capitale è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile ante imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto a quello utilizzato nella determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP).

7.5.3 Determinazione del capitale investito

Nella valutazione del capitale investito, a cui applicare i tassi di remunerazione del capitale, i mercati finanziari internazionali fanno di norma riferimento al metodo del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Questo metodo non è utilizzabile per le determinazioni tariffarie relative a imprese monopoliste soggette a regolazione poiché, in questo caso, le tariffe dipenderebbero da un valore del capitale investito a sua volta dipendente dal livello tariffario, attuale e futuro, che si intende determinare. Nella prassi regolatoria la circolarità tra tariffe e valore del capitale dell'impresa è interrotta facendo riferimento, nella determinazione del capitale

investito, al costo di rimpiazzo del capitale fisico dell'impresa, in luogo del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

7.6 Costi sostenuti nell'interesse generale, oneri generali afferenti al sistema elettrico e ulteriori componenti

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 ritiene 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.

Nella sezione 7.6.1 sono illustrate le componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Nella sezione 7.6.2 sono illustrate le componenti tariffarie necessarie ad assicurare la gradualità della transizione e l'adeguata redditività delle imprese esercenti del servizio elettrico. Nella sezione 7.6.3 viene illustrata la struttura delle componenti tariffarie.

7.6.1 Componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico nel nuovo ordinamento

L'Autorità intende assicurare tramite specifiche componenti dei vincoli tariffari la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e dei costi sostenuti nell'interesse generale già illustrati nella sezione 1.2.

L'Autorità determinerà le aliquote riferite alle seguenti componenti A, a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico che saranno a carico di tutti i clienti, liberi e vincolati:

- a) **componente A2bis** destinata alla copertura degli oneri derivanti dalle attività di smantellamento delle centrali nucleari, alla chiusura del ciclo di combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
- b) **componente A3** 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) **componente A4**, a copertura degli oneri derivanti dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali. L'Autorità propone che tale componente non venga fatta gravare sull'utenza domestica allacciata in bassa tensione;
- d) **componente A5**, a copertura di eventuali altri oneri di sistema, riconosciuti dall'Autorità, per interventi strategici nel settore elettrico in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica;

- e) **componente A6**, a copertura dei costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici di energia elettrica.

Inoltre, per garantire la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale l'Autorità determinerà le aliquote alla **componente C1**, a copertura degli oneri derivanti dalla tutela delle fasce di utenza economicamente più deboli, attraverso la tariffa "sociale" (opzione tariffaria DS). L'Autorità propone che tale componente rimanga a carico dell'utenza domestica allacciata in bassa tensione che non beneficia delle condizioni più favorevoli previste dalla tariffa "sociale".

7.6.2 Ulteriori componenti

L'Autorità propone di esplicitare due componenti (UC) a carico dell'utenza vincolata:

- f) **componente UC1**, a compensazione di eventuali:

- squilibri del fondo attraverso il quale avverrà la perequazione dei costi di distribuzione nei diversi ambiti territoriali;
- differenze tra i ricavi ammessi in relazione all'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura dei clienti vincolati e il costo effettivamente sostenuto dal distributore per l'approvvigionamento (si veda la sezione 7.2);
- differenze tra i ricavi ammessi in relazione ai servizi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione e i costi effettivamente sostenuti dal distributore per l'acquisto di tali servizi dal Gestore della rete di trasmissione nazionale o da altri distributori (si vedano le sezioni 7.3 e 7.4);

nonché per il perseguimento della gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario sugli esborsi per il servizio elettrico da parte dei clienti (si veda la sezione 3.6).

- g) **componente UC2**, per coprire gli eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990, n. 6/1992, di proprietà delle imprese produttrici-distributrici (si veda la sezione 7.2) e il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione.

7.6.3 Struttura delle componenti A, C, e UC

Ciascuna componente è articolata in due parti, una fissa per cliente (espressa in lire per cliente per mese) 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, discusso nella sezione 3.2.2.

Di seguito viene presentata la tabella 3, che riassume le componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, dei costi sostenuti nell'interesse generale e delle ulteriori componenti, nella quale viene indicato il riferimento normativo e i clienti su cui ciascuna componente grava.

Tabella 3 – Componenti A, C e UC

	Componente	Riferimento normativo	A carico di chi
	Oneri connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
	Oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	Decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
	Oneri derivanti dall'applicazione delle condizioni tariffarie speciali	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti idonei e i vincolati ad eccezion e dell'utenza domestica.
	Costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico, costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientale	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
	Costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei
	Oneri derivanti dalla tutela delle fasce di utenza domestica economicamente più deboli	Legge n. 481/95	Utenza domestica che non beneficia della tariffa "sociale"
	Ulteriore componente a compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura totale dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati

	energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione. Attraverso tale componente sono inoltre graduati nel tempo gli effetti del nuovo ordinamento tariffario sugli esborsi per il servizio elettrico da parte dei clienti (si veda la sezione 3.6)		
	Ulteriore componente a copertura di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

1. Distinzione delle componenti A (a copertura di oneri generali afferenti al sistema elettrico), delle componenti C (a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale) e delle ulteriori componenti UC (a copertura di ulteriori costi);
2. Introduzione della componente tariffaria A6 a copertura degli eventuali costi non recuperabili;
3. Introduzione della componente tariffaria UC2 per garantire gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario;
4. Minore flessibilità del distributore nei vincoli per le componenti tariffarie in quanto nella proposta attuale tali componenti devono essere applicate nella misura fissata dall'Autorità a ciascun cliente, mentre nella proposta precedente il distributore godeva di una qualche flessibilità nella distribuzione dell'onere corrispondente tra i vari tipi di cliente, nel rispetto dei vincoli tariffari;
5. Riferimento al numero di clienti come base per le componenti tariffarie.

7.7 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.

Per quanto riguarda invece 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. Nel seguito del documento queste stime sono indicate con il simbolo della doppia barra (=).

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 assicurare coerenza dei relativi esborsi a carico dei clienti vincolati e di quelli idonei.

I parametri unitari dei vincoli V1 e della tariffa D1, insieme alle componenti C1, e UC1 consentono, a livello aggregato, la copertura dei costi riconosciuti per le attività elettriche. Cioè:

$$CA + CT + CD + CVE =$$

$$= \sum_c \left(\rho^c_1 \overline{12N}^c + \rho^c_2 \overline{12kW}^{BTd} + \rho^c_3 \overline{kWh}^c + \gamma^c \overline{PGkWh}^c \right) + \sum_c \text{comp}^c(C1, A4, UC1)$$

con

$$CD = CD_{AT} + CD_{MT} + CD_{BT}$$

dove

- CA è il costo riconosciuto per l'acquisto di energia elettrica per la fornitura ai clienti vincolati, come descritto nella sezione 7.2.2, espresso in lire;
- CT è il costo riconosciuto per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, come descritto nelle sezioni 7.3 e 7.5, espresso in lire;
- CD_{XX} è il costo riconosciuto per la distribuzione sulla rete al livello di tensione $XX=AT, MT, BT$, come descritto nelle sezioni 7.4 e 7.5, espresso in lire;

- \overline{N} e \overline{kWh} sono le stime rispettivamente del numero di clienti e dei kWh prelevati per tipologia di utenza relative al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- \overline{kW}^{BTd} è una stima dei kW impegnati dai clienti domestici allacciati in bassa tensione nel primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $comp(C1, A4, UC1)$ è il gettito, espresso in lire, stimato per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento con riferimento a queste componenti dei vincoli.

8 Costruzione dei vincoli tariffari V1 e della tariffa D1

8.1 Dai costi riconosciuti ai vincoli tariffari

Di seguito sono illustrate le modalità di determinazione dei parametri unitari dei vincoli tariffari V1 e della tariffa D1, ad esclusione delle componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori componenti, trattati nella sezione 7.6, per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario. Le modalità di aggiornamento di tali parametri sono illustrate nella sezione 10.

Come già esposto nelle sezioni precedenti¹⁴, i vincoli V1 definiscono per ogni tipologia di utenza 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.

I parametri unitari dei vincoli e della tariffa D1 sono infatti 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, determinati secondo la metodologia descritta nella sezione 7;
- b) attribuire ad ogni tipologia di utenza quei costi che l'impresa distributrice ha dovuto sostenere per soddisfare la domanda di quella tipologia.

In particolare,

¹⁴ Si vedano le sezioni 2.1 e 3.

- i parametri ρ_1 (lire per cliente per mese) sono costruiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la vendita, di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione e dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di bassa tensione, così come definiti nella sezione 8.2.3. Tali parametri possono quindi essere scomposti in tre elementi:

$$\rho_1 = {}^{ven}\rho_1 + {}^{disMT}\rho_1 + {}^{disBT}\rho_1$$

relativi a queste voci di costo;

- i parametri ρ_2 (lire per kW per mese) sono costruiti 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, così come definita nella sezione 8.2.3;
- i parametri ρ_3 (lire per kWh) sono costruiti in modo da consentire la copertura dei costi riconosciuti per la trasmissione, per la distribuzione su reti di alta tensione e di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione, così come definiti nella sezione 8.2.3. Tali parametri possono quindi essere scomposti in tre elementi

$$\rho_3 = {}^{tras}\rho_3 + {}^{distAT}\rho_3 + {}^{distMT}\rho_3.$$

- i parametri $\overline{\gamma PG}$ (lire per kWh) sono costruiti 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 (si veda sezione 8.2.1) 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 (si veda sezione 8.2.3);
- 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 (si veda sezione 8.2.3); questo elemento di domanda è proposto anche come possibile indicatore di responsabilità nella formazione dei costi di vendita (si veda sezione 8.2.2);
- c) il numero di clienti della tipologia di utenza, proposto come possibile indicatore dei costi fissi di vendita associati a ciascun cliente, a prescindere dalle caratteristiche della domanda (si veda sezione 8.2.2);
- 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. Come evidenziato dalla seguente tabella 4, le tipologie di utenza allacciate in alta di 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.

Tabella 4 - Scomposizione dei parametri dei vincoli V1 e della tariffa D1 in relazione ai costi

Costi	Generaz.	Tramiss.	Distribuz. AT	Distribuz. MT		Distribuz. BT		Vendita
Parametri	$\gamma^c \overline{PG}$	$tras \rho_3^c$	$distAT \rho_3^c$	$distMT \rho_3^c$	$distMT \rho_1^c$	$distBT \rho_1^c$	$distBT \rho_2^c$	$ven \rho_1^c$
Unità di misura	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/cliente /mese	Lire/cliente /mese	Lire/kW/ mese	Lire/cliente /mese

...e loro applicazione per tipologia di utenza

BT ill. pubb.	X	X	X	X		X		X
BT usi dom.	X	X	X	X			X	X
BT altri usi ¹⁵	X	X	X	X		X		X
MT ill. pubb.	X	X	X		X			X
MT altri usi ¹⁶	X	X	X		X			X
AT ¹⁷	X	X	X					X

Nota: X indica che il parametro relativo alla colonna è un elemento costitutivo del vincolo V1 o 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

¹⁵ Vincolati e potenzialmente idonei.

¹⁶ Vincolati e potenzialmente idonei.

¹⁷ Vincolati e potenzialmente idonei.

clienti domestici, la potenza impegnata. Nella tabella 5 è riportata una sintesi degli elementi che compongono i parametri dei vincoli V1 per tipologia di utenza.

8.2 Attribuzione dei costi riconosciuti alle tipologie di utenza

8.2.1 Costi di acquisto dell'energia elettrica

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^c 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:

$$\gamma^c = \frac{1}{1-p^c} \frac{\overline{PG}^c}{\overline{PG}} \quad \text{con } c=1,\dots,9$$

dove:

- \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 (si veda la sezione 7.2.2). 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 saranno inizialmente fissati dall'Autorità e successivamente saranno determinati dal mercato per effetto dell'interazione tra domanda e offerta. I risultati di una analisi preliminare delle caratteristiche dell'attuale parco di generazione italiano, determinanti dei valori del prezzo di cessione che risulterebbero in un mercato competitivo, indicano che una articolazione per fascia oraria del prezzo di cessione potrebbe non essere coerente con gli attuali livelli di capacità di generazione disponibile in Italia e la struttura dei costi del parco di generazione esistente.

La prospettiva dell'introduzione del meccanismo di determinazione del prezzo dell'elettricità all'ingrosso basato sul dispacciamento secondo il merito economico degli impianti di generazione, prevista entro il 1° gennaio 2001 dall'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, fa ritenere opportuno che, fino all'operatività del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, venga riflessa nel prezzo di cessione l'articolazione dei costi fissi di generazione per fascia oraria implicita nelle tariffe multiorarie offerte al presente. Ciò consente di mantenere una certa continuità con la struttura tariffaria precedente, anche a tutela, fino a quando la determinazione dei prezzi orari dell'energia elettrica all'ingrosso avverrà attraverso meccanismi di mercato, dei clienti che hanno effettuato investimenti nell'adattamento dei processi produttivi per utilizzare l'energia elettrica nelle fasce orarie in cui ciò è reso più conveniente dall'articolazione tariffaria attuale. Anche la scelta di non introdurre variabilità oraria nella componente del prezzo di cessione a copertura dei costi di combustibile riflette l'obiettivo di non introdurre elementi di complessità in un meccanismo di copertura dei costi riconosciuti di generazione destinato ad operare per un periodo di tempo limitato.

L'articolazione dei prezzi PG^y per fasce orarie è quindi fatta in modo che la copertura dei costi fissi di generazione sia posta a carico dei consumi di tutte le fasce orarie, sebbene in misura fortemente differenziata. In questo modo la quota di costi di generazione a carico di ciascuna tipologia di utenza dipende 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. Lo stesso metodo, nell'ipotesi di profilo di domanda certo, porterebbe ad imputare tutti i costi fissi della generazione elettrica al consumo nell'ora di punta, o in un limitato numero di ore di punta, con una forte differenziazione tra i prezzi dell'energia elettrica in queste ore e quelli nelle rimanenti ore. Tale risultato non sembra peraltro coerente con la struttura oraria dei prezzi dell'energia elettrica che presumibilmente emergeranno in un mercato dell'energia elettrica all'ingrosso, una volta che il parco di generazione abbia raggiunto un assetto ottimale. In questo caso infatti i prezzi dell'energia elettrica varieranno, da un'ora all'altra, in maniera molto articolata, in funzione del livello della domanda.

Spunto per la consultazione T-7

Si ritiene coerente con la struttura dei costi di generazione dell'energia elettrica che la quota a del prezzo di cessione dell'energia elettrica per fascia oraria a copertura dei costi fissi di generazione fissato dall'Autorità e rilevante sia per la valorizzazione degli scambi sul mercato all'ingrosso che per la determinazione dei corrispondenti parametri dei vincoli sia differenziato per fascia oraria. In questo caso, si ritiene che debba essere diverso da zero solo nelle ore di punta o anche in altre fasce orarie?

8.2.2 Costi di vendita dei servizi elettrici

L'attribuzione alle tipologie di utenza dei costi di vendita riconosciuti presenta delle difficoltà in quanto ad oggi per la maggior parte delle imprese elettriche non sono disponibili dati di contabilità industriale che consentano l'attribuzione diretta alle singole tipologie di tali costi, in particolare dei costi commerciali.

La mancanza di informazioni circa le responsabilità dirette di costo richiede l'utilizzo di criteri di attribuzione indiretti. A questo proposito si presentano due possibili alternative, che rappresentano scenari estremi circa le determinanti dei costi di vendita per le diverse tipologie di utenza.

Ipotesi VENI: Da un lato è possibile ipotizzare una ampia diversità dei costi di vendita tra le diverse tipologie di utenza, in relazione alla complessità del rapporto contrattuale che regola la fornitura, in particolare rispetto alle modalità di rilevazione dei prelievi¹⁸. Un possibile indicatore di questa complessità è rappresentato dalla potenza media impegnata per cliente. In questo caso la componente del parametro ρ_1 a copertura dei costi di vendita per tipologia di utenza, espresso come lire per cliente per mese, sarebbe calcolata come funzione della potenza media impegnata dai clienti della tipologia. Formalmente:

$${}^{ven}\rho_1^c = \frac{CVE}{kW_{imp}} * \frac{kW_{imp}^c}{12 * N^c}, \quad \text{con } c=1,\dots,9$$

dove

- *CVE* sono i costi di vendita riconosciuti, espressi in lire, determinati secondo la metodologia descritta nella sezione 7.5;

¹⁸ 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 ed il tipo di apparecchi di misura più sofisticati, anche per l'applicazione delle tariffe multiorarie.

- $\overline{kW_{imp}}$ e $\overline{kW_{imp}^c}$ 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;
- $\frac{\overline{kW_{imp}^c}}{N^c}$ rappresenta la potenza media impegnata da ciascun cliente della tipologia di utenza c .

Ipotesi VEN2: In alternativa, si può ipotizzare che i costi di vendita attribuibili a ciascun cliente non varino tra le diverse tipologie di utenza, cioè che questi costi siano, a livello di cliente, indipendenti dalle caratteristiche della domanda. In questo caso la componente del parametro ρ_1 a copertura dei costi di vendita per tipologia di utenza, espresso come lire per cliente per mese sarebbe identica per tutte le tipologie di utenza. Formalmente:

$${}^{ven}\rho_1^c = \left(\frac{CVE}{12 * N} \right), \quad \text{con } c = 1, \dots, 9$$

Spunto per la consultazione T-8

Quale ipotesi si ritiene rappresenti meglio le responsabilità di costo delle tipologie di utenza con riferimento ai costi di vendita?

8.2.3 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, sulle reti di distribuzione di 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 di 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 di media tensione sono condivise dai clienti allacciati in media ed in bassa tensione. Data la topologia prevalentemente di tipo radiale di queste infrastrutture, i rami 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 alla potenza impegnata) e l'insieme dei

raggi che servono i clienti serviti 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 non è fissata contrattualmente ma può essere approssimata:

- dal picco di domanda dei clienti allacciati in bassa tensione registrato sulle reti di media tensione (*Ipotesi DIS1*);
- eventualmente corretto per tener conto del rapporto tra potenza massima prelevata ed impegno di potenza caratteristico dei clienti allacciati in media tensione (*Ipotesi DIS2*);

Spunto per la consultazione T-9

Quale ipotesi si ritiene rappresenti meglio le responsabilità di costo delle tipologie di utenza BT con riferimento ai costi di distribuzione su reti in media tensione?

- c) le reti di 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, i parametri 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. 13/99.¹⁹ L'articolazione dei corrispettivi per fasce orarie risulta quindi del tutto analoga a quella utilizzata in tale contesto.

La componente del parametro ρ_3 a copertura dei costi di trasmissione, espressi come lire per kWh, è quindi calcolata come media ponderata del costo unitario della trasmissione per fasce orarie:

¹⁹ 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.

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

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

La componente del parametro ρ_3 a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di alta tensione, espressi come lire per kWh, è calcolata come media ponderata del costo della distribuzione sulle reti di alta tensione per fasce orarie:

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

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 orarie²⁰.

La componente del parametro ρ_1 a copertura dei costi di distribuzione su reti di media tensione per i clienti allacciati in media tensione, espressi come lire per cliente per mese, è determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia di utenza:

$${}_{disMT} \rho_1^c = \frac{CD_{MT}}{kW_{imp}^{MT} + kW_{disp}^{BT}} * \frac{\overline{kW_{imp}^c}}{12 * N^c}, \quad \text{con } c = 5, \dots, 7$$

dove:

²⁰ Il lettore interessato ad un approfondimento del metodo di allocazione dei costi delle reti di trasmissione adottato è rimandato alla relazione tecnica di cui alla deliberazione n. 13/99.

- $\overline{\overline{kW_{imp}^{MT}}}$ corrisponde alla somma delle potenze impegnate dai clienti allacciati in media tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $\overline{\overline{kW_{disp}^{BT}}}$ 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. Nell'ipotesi DIS1 tale potenza corrisponde alla potenza massima prelevata sulle reti in media tensione dai clienti allacciati in bassa tensione. Nell'ipotesi DIS2 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 tensione²¹;
- $\overline{\overline{kW_{imp}^c}}$ corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia di utenza c allacciata in media tensione, stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- le tipologie di utenza numerate da 5 a 7 sono quelle che comprendono i clienti allacciati in media tensione.

La componente del parametro ρ_3 a copertura dei costi di distribuzione su reti di media tensione per i clienti allacciati in bassa tensione, espressa come lire per kWh, è calcolata 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 ($cd_{MT}^{y,BT}$):

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

- c) *I costi fissi di distribuzione di bassa tensione* sono attribuiti alle tipologie di utenza allacciate in bassa tensione in funzione della potenza impegnata per cliente. La componente del parametro ρ_1 a copertura dei costi di distribuzione su reti di bassa tensione, espressa come lire per cliente per mese, è quindi determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia di utenza. Per le tipologie di utenza allacciate in bassa tensione ad eccezione dell'utenza domestica il parametro viene calcolato come:

$${}_{disBT} \rho_1^c = \frac{CD_{BT}}{\overline{\overline{kW_{imp}^{BT}}}} * \frac{\overline{\overline{kW_{imp}^c}}}{12 * N^c}; \quad \text{con } c = 1, 3, 4$$

²¹ 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.

dove:

- $\overline{kW_{imp}^{BT}}$ corrisponde alla somma delle potenze impegnate dai clienti allacciati in bassa tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $\overline{kW_{imp}^c}$ corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia di utenza c stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- le tipologie di utenza numerate da 1, 3 e 4 sono quelle che comprendono i clienti allacciati in bassa tensione, ad esclusione dei clienti domestici.

Per l'utenza domestica, il parametro ρ_2 a copertura dei costi di distribuzione della rete di bassa tensione, espresso come lire/kW per mese, viene calcolato come

$$\rho_2^{BTDom} = \frac{CD_{BT}}{12 * \overline{kW_{imp}^{BT}}}$$

La tabella 5 riepiloga la struttura dei ricavi massimi ammessi per tipologia di utenza. Per semplicità sono riportati i corrispettivi relativi alla sola ipotesi VEN1.

Tabella 5: Strutture dei ricavi massimi ammessi per tipologia di utenza RTV1^c nell'ipotesi VEN1

<i>(in funzione dei parametri)</i>				
	$\pounds =$	$\pounds/\text{cliente/mese}$		$+ \pounds/kWh$
AT $c = 8, 9$	$RTV1^c =$	${}^{ven} \rho_1^c$		$+ \left({}^{tras} \rho_3^c + {}^{distAT} \rho_3^c + \gamma^c \overline{PG} \right)$
MT $c = 5, 6, 7$	$RTV1^c =$	${}^{ven} \rho_1^c + {}^{distMT} \rho_1^c$		$+ \left({}^{tras} \rho_3^c + {}^{distAT} \rho_3^c + \gamma^c \overline{PG} \right)$
BT $c = 1, 3, 4$	$RTV1^c =$	${}^{ven} \rho_1^c + {}^{distBT} \rho_1^c$		$+ \left({}^{tras} \rho_3^c + {}^{distAT} \rho_3^c + {}^{distMT} \rho_3^c + \gamma^c \overline{PG} \right)$
<i>(in forma esplicita per i corrispettivi)</i>				

AT $c = 8, 9$	$RTV1^c =$	$\frac{CVE}{12N^c} \frac{kW_{imp}^c}{kW_{imp}} *$		$+ \left(\frac{\sum_{y=1}^4 ct^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{AT}^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{1}{1-p^c} \frac{\sum_{y=1}^4 PG^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} \right)$	
MT $c = 5, 6, 7$	$RTV1^c =$	$\frac{CVE}{12N^c} \frac{kW_{imp}^c}{kW_{imp}} + \frac{CD_{MT}}{12N^c} \frac{kW_{imp}^c}{kW_{imp}^{MT} + kW_{imp}}$		$+ \left(\frac{\sum_{y=1}^4 ct^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{AT}^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{1}{1-p^c} \frac{\sum_{y=1}^4 PG^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} \right)$	
BT $c = 1, 3, 4$	$RTV1^c =$	$\frac{CVE}{12N^c} \frac{kW_{imp}^c}{kW_{imp}} + \frac{CD_{BT}}{12N^c} \frac{kW_{imp}^c}{kW_{imp}^{BT}}$		$+ \left(\frac{\sum_{y=1}^4 ct^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{AT}^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{MT}^{y,BT} kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} + \frac{1}{1-p^c} \frac{\sum_{y=1}^4 PG^y kWh^{y,c}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{y,c}} \right)$	

9 Costruzione dei vincoli tariffari V2

Al fine di consentire un certo grado di flessibilità ai distributori nella differenziazione delle tariffe per clienti appartenenti alla stessa tipologia, il vincolo V2, come indicato nelle Linee guida, è fissato, per ogni tipologia di utenza, ad un livello più alto rispetto al vincolo V1.

I parametri dei vincoli tariffari V2 sono calcolati in termini di incremento percentuale dei parametri ρ dei vincoli tariffari V1. Al riguardo, la diversa formulazione del vincolo V2 rispetto al vincolo V1, in particolare la presenza di parametri legati alla potenza impegnata, assenti nei vincoli V1, rende necessarie alcune semplici riaggregazioni. A differenza di quanto prospettato nelle Linee guida i parametri $\gamma \overline{PG}$ non sono incrementati come i parametri ρ .

In particolare:

- i parametri α_1 (lire per cliente per mese) sono pari a:

$$\alpha_1^c = {}^{ven} \rho_1^c * (1 + \delta_1)$$

con $c=1,3,\dots,9$

dove δ_1 è l'aliquota di incremento percentuale fissata dall'Autorità relativamente al parametro α_1 ;

- i parametri α_2 (lire per kW per mese) sono pari a:

$$\alpha_2^c = \left({}^{disMT} \rho_1 + {}^{disBT} \rho_1 \right) * \left(\frac{\overline{N}^c}{\overline{KW}_{imp}^c} \right) * (1 + \delta_2)$$

con $c=1,3,\dots,7$

dove δ_2 è l'aliquota di incremento percentuale fissata dall'Autorità, relativamente al parametro α_2 ;

- i parametri α_3 (lire per kWh) sono pari a:

$$\alpha_3^c = \left({}^{tras} \rho_3^c + {}^{disAT} \rho_3^c + {}^{disMT} \rho_3^c \right) * (1 + \delta_3)$$

con $c=1,3,\dots,9$

dove δ_3 è l'aliquota di incremento percentuale fissata dall'Autorità, relativamente al parametro α_3 .

Si noti che, come già illustrato nella sezione 8.1, per ciascuna tipologia di utenza si applicano gli elementi dei parametri ρ_1 e ρ_3 per essa rilevanti, in relazione al livello di tensione a cui i clienti della tipologia sono allacciati.

Spunto per la consultazione T-10

Quale livello di δ_1, δ_2 e di δ_3 si ritiene che l'Autorità debba fissare?

10 Aggiornamento delle tariffe

L'aggiornamento tariffario opererà sulle opzioni tariffarie TV1 e sulle tariffe TV2 per la generalità dell'utenza ad esclusione di quella domestica alimentata in bassa tensione e sulle tariffe D1 per quest'ultima. Come illustrato nella sezione 1.2, la legge n. 481/95 stabilisce meccanismi di aggiornamento diversi per le diverse parti della tariffa.

Nelle sezioni 10.1, 10.2 e 10.3 sono illustrati i meccanismi di aggiornamento che l'Autorità propone per le diverse componenti tariffarie.

10.1 Aggiornamento della componente delle tariffe relativa ai costi di acquisto dell'energia elettrica

Come illustrato nella sezione 7.2, per effetto del decreto legislativo n. 79/99 i distributori acquisteranno l'energia elettrica destinata alla fornitura dei clienti vincolati dall'acquirente unico o, transitoriamente, acquisteranno dall'Enel l'energia elettrica destinata ai clienti vincolati in eccesso a quella prodotta dai propri impianti di generazione, ad un prezzo che rifletterà il costo complessivo di generazione. Tale prezzo sarà in una prima fase determinato direttamente dall'Autorità, fino alla piena operatività dell'acquirente unico, e successivamente determinato sul mercato, in presenza, se necessario, di meccanismi di controllo dell'esercizio di potere di mercato.

Le componenti \overline{PG}^J delle opzioni tariffarie TV1, delle tariffe TV2 e della tariffa D1 rifletteranno automaticamente variazioni nei prezzi di acquisto dell'energia elettrica da parte dei distributori.

Nella prima fase, in cui il prezzo di acquisto dell'energia elettrica da parte dei distributori sarà determinato dall'Autorità, l'aggiornamento della componente \overline{PG}^J sarà operato direttamente dalle imprese distributrici con un meccanismo analogo a quello introdotto con la deliberazione dell'Autorità n. 70/97²². A regime la

²² Tale meccanismo determina il contributo alla produzione termoelettrica e all'energia importata (Ct) riconoscendo un costo per la caloria di combustibile uguale per tutti i tipi di combustibili e determinato dal prezzo sui mercati

componente \overline{PG}^J rifletterà automaticamente le condizioni di acquisto dall'acquirente unico dell'energia elettrica da parte dei distributori.

10.2 Aggiornamento delle componenti delle tariffe relative alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita dei servizi elettrici

Le componenti dei vincoli V1 e V2 e della tariffa D1 a copertura dei costi delle attività di trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica, saranno aggiornate secondo il metodo del *price-cap*. Esse saranno quindi soggette a:

- a) una dinamica tariffaria all'interno del periodo durante il quale le tariffe sono automaticamente aggiornate secondo criteri predefiniti (nel seguito: periodo di regolazione);
- b) la rideterminazione del livello al termine del periodo di regolazione.

Il primo periodo di regolazione avrà durata quadriennale.

10.2.1 Evoluzione delle tariffe durante il periodo di regolazione

I parametri della opzione tariffaria di riferimento TV1 e della tariffa TV2, che caratterizzano rispettivamente i vincoli V1 e V2, nonché quelli della tariffe D1 relativi alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita, di energia elettrica saranno aggiornati all'inizio degli anni 2001, 2002 e 2003 applicando ai livelli dell'anno precedente il tasso: $I-X+Y+Q+Z$, dove:

- I è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati²³;
- X è l'obiettivo di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti per le attività di trasmissione, di distribuzione e vendita;
- Y , è un margine di incremento delle tariffe collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. Tale parametro verrà, di anno in anno, fissato dall'Autorità, tenendo conto degli eventi sopra citati verificatisi nell'anno precedente e dei maggiori costi che tali eventi generano per il servizio elettrico negli anni successivi;
- Q , applicato solo alle opzioni tariffarie TV1 e alle tariffe TV2 relative ai clienti allacciati in media e bassa tensione, nonché alla tariffa D1, è un margine di incremento finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione di recuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati, e la copertura dei relativi costi, come illustrato nel documento per la consultazione "Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica";
- Z è un margine di incremento delle tariffe collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

internazionali di un paniere di combustibili, e considerando un livello standard per il consumo specifico di combustibile negli impianti termoelettrici.

²³ Come previsto dall'articolo 2, comma 18, lettera a), della legge n. 481/95.

Y, Q e Z sono definiti annualmente dall’Autorità in base alle necessità di gettito.

Le modalità proposte per l’aggiornamento delle componenti relative alle attività di trasmissione, distribuzione e vendita dei servizi elettrici delle opzioni tariffarie TV1 e della tariffa TV2, che caratterizzano rispettivamente il vincolo V1 e V2, e della tariffe D1, stabiliscono quindi la seguente relazione tra i valori di ciascun parametro relativi ad un anno, t , e all’anno precedente, $t-1$:

(valore del parametro per l’anno t) = (valore del parametro per l’anno $t-1$) \times (1+I-X+Y+Q+Z).

Il metodo adottato implica che la variazione annuale del livello tariffario, in termini reali, corrisponda a un obiettivo di aumento di efficienza. All’interno del primo periodo di regolazione, i corrispettivi unitari saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, pari al 4%. Tale obiettivo di variazione è in linea con quelli attualmente applicati in altri paesi europei.

Nella presente proposta è stato eliminato il meccanismo di trasferimento ai clienti (attraverso il parametro S, nelle Linee guida) di una quota dei profitti delle imprese distributrici in eccesso rispetto ad una soglia predefinita. Tale meccanismo, per altro di gestione complessa e potenzialmente soggetto a manipolazioni, è considerato non necessario dato l’obiettivo di incremento di produttività fissato nel primo periodo di regolazione al 4%. L’Autorità considererà la possibilità di introdurre un simile meccanismo nel secondo periodo di regolazione.

10.2.2 Fissazione del livello dei costi riconosciuti al termine del periodo di regolazione

A causa del tempo necessario per la rilevazione e l’elaborazione dei dati, il livello dei costi riconosciuti nel secondo periodo di regolazione, di durata come minimo triennale, sarà calcolato sulla base dei costi rilevati nel secondo anno del primo periodo. Tali costi saranno corretti per riflettere l’obiettivo di incremento di produttività fino all’inizio del successivo periodo di regolazione.

Il valore del capitale investito verrà calcolato tenendo conto dei valori originari, presi in considerazione nel precedente periodo regolatorio, e degli investimenti successivi, senza tenere conto di incrementi di capitale ulteriori rispetto agli investimenti finalizzati a miglioramenti di qualità del servizio riconosciuti dall’Autorità come illustrato nel documento “Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell’energia elettrica”.

I livelli tariffari all’inizio del successivo periodo di regolazione saranno determinati in modo da ripartire tra le imprese e l’utenza le eventuali riduzioni dei costi che siano state conseguite nel periodo precedente grazie ad aumenti di produttività che eccedano la misura predeterminata con la riduzione del 4% annuo nei parametri tariffari. Nella ripartizione del beneficio tra imprese e clienti, la quota lasciata alle imprese sarà non superiore al 50%.

Principali differenze rispetto alle Linee guida :

Eliminazione del meccanismo di ripartizione dei profitti (parametro S).

10.3 Aggiornamento delle componenti delle tariffe a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori componenti

Le modalità di aggiornamento delle componenti della tariffa a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori componenti sono sintetizzate nella tabella 6 che segue.

Tabella 6: Criteri di aggiornamento delle componenti A, C e UC

Componente		Riferimento normativo	A carico di chi	Modalità di aggiornamento
A2bis	Oneri nucleare	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti vincolati e idonei	Annuale sulla base delle necessità di gettito
A3	Fonti rinnovabili	Decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei	Annuale sulla base delle necessità di gettito
A4	Regimi tariffari speciali	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti idonei e i vincolati ad eccezione dell'utenza domestica.	Annuale sulla base delle necessità di gettito
A5	Ricerca e sviluppo finalizzata di interesse generale, obiettivi specifici di tutela ambientale	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei	Annuale sulla base delle necessità di gettito
A6	Costi non recuperabili	Articolo 3, comma 11, decreto legislativo n. 79/99	Tutti i clienti, vincolati e idonei	Annuale sulla base delle necessità di gettito
C1	Tutela delle fasce di utenza domestica economicamente più deboli	Legge n. 481/95	Utenza domestica che non beneficia della tariffa "sociale"	Annuale, a copertura dei costi relativi
UC1	Compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli. Attraverso tale componente sono inoltre graduati nel tempo gli effetti del nuovo ordinamento tariffario sugli esborsi per il servizio elettrico da parte dei clienti (si veda la sezione 3.6).	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati	Annuale, a copertura dei costi relativi
UC2	Compensazione di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni previsto per gli impianti idroelettrici ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di	Articolo 1, comma 1, legge n. 481/95	Clienti vincolati	Annuale, a copertura dei costi relativi

	ricavo			
--	--------	--	--	--

11 Modalità di transizione al nuovo ordinamento tariffario

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 di 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. Il periodo di transizione dovrebbe concludersi entro l'anno 2000.

Nel corso del periodo di transizione si avranno eccezioni agli adempimenti richiesti alle imprese distributrici ed al calendario di tali adempimenti rispetto a quanto previsto a regime. Anche per l'Autorità il periodo transitorio sarà caratterizzato da adempimenti di natura eccezionale. Un elenco degli adempimenti a carico dell'Autorità e delle imprese distributrici è riassunto nelle tabelle 7 e 8. Al fine di facilitare l'individuazione degli elementi che distinguono la fase di prima attuazione da quella a regime, nelle tabelle sono stati evidenziati con sfondo grigio gli elementi caratterizzanti il periodo transitorio (per una descrizione degli adempimenti a regime si veda l'appendice 2).

In particolare, con riferimento alle tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica, per lasciare alle imprese distributrici il tempo necessario alla definizione delle opzioni tariffarie ed alla modifica delle procedure di fatturazione, l'Autorità definirà delle opzioni tariffarie base di transizione che le imprese potranno applicare dal 1° gennaio 2000 fino a quando non saranno in grado di definire le proprie opzioni tariffarie.

Queste opzioni tariffarie saranno definite:

- a) per classe tariffaria e non per tipologia di utenza - dove per classe tariffaria si intende un gruppo di clienti a cui oggi viene applicata la stessa tariffa (ad esempio: tariffe per forniture in locali e luoghi diversi dalle abitazioni effettuate in bassa tensione – tariffa per bassa utilizzazione per potenze impegnate fino a 20 kW);
- b) in termini di variazione percentuale delle tariffe esistenti in modo da consentire in media un gettito tariffario coerente con il vincolo V1.

Nel corso dell'anno 2000 le imprese distributrici potranno definire per ciascuna tipologia di utenza altre opzioni tariffarie sostitutive di quelle definite in via transitoria dall'Autorità. In ogni caso per ciascuna tipologia di utenza i ricavi tariffari registrati dalle imprese distributrici nell'anno 2000 dovranno rispettare il vincolo V1 relativo allo stesso anno.

Per quanto riguarda invece i clienti domestici il passaggio al nuovo ordinamento è meno complesso, poiché l'Autorità intende definire direttamente due tariffe (D2 e D3) strutturalmente simili a quelle oggi in vigore. Non si ritiene quindi necessario un periodo transitorio.

Per quanto riguarda infine la tariffa sociale (DS), l'Autorità ritiene che difficilmente i meccanismi di selezione proposti per l'accesso alla tariffa agevolata (si veda la sezione 4) possano essere attivati entro il 1° gennaio 2000. Per questo, in via transitoria fino alla definizione da parte dell'Autorità delle modalità applicative dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) per il caso in questione, si propone che la tariffa D2 sia definita in modo da comportare un costo medio del kWh consumato al lordo delle componenti A, C e UC, non superiore a quanto pagano oggi in media i clienti domestici con contratto per residenti e potenza impegnata di 3 kW e consumi fino a 150 kWh/mese.

Tabella 7: Adempimenti dell’Autorità previsti per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario

Oggetto	Possibile calendario	Adempimenti dell’Autorità	Sezione
Opzioni tariffarie base di transizione	Entro il mese di dicembre dell’anno 1999	Definizione per ogni classe tariffaria di un’opzione tariffaria che i distributori devono offrire ai clienti con contratti antecedenti il 1° gennaio 2000 durante il periodo di transizione	11
Tariffe D2 e D3	Entro il mese di dicembre dell’anno 1999	Definizione delle tariffe D2 e D3 per l’anno 2000	4.2, 11
Codice di condotta commerciale	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità da parte dei distributori	Approvazione del Codice di condotta commerciale che le imprese distributrici, sentite le associazioni dei consumatori, propongono	3.1, 4.1
Controllo del vincolo V1	Entro il 30 novembre dell’anno 2000	Predisposizione dell’apposita modulistica per l’autocertificazione del rispetto del vincolo V1 del distributore	3.3
Controllo del vincolo V2: opzioni tariffarie base multiorarie	Entro il mese di dicembre dell’anno 1999	Definizione del profilo di consumo nelle diverse fasce orarie che viene utilizzato per la verifica di opzioni tariffarie base multiorarie rispetto al vincolo V2	3.5
		Definizione del tetto (moltiplicatore percentuale del vincolo V2) all’esborso di qualsiasi opzione tariffaria base multioraria	3.5
Opzioni tariffarie base e speciali	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità da parte dei distributori	Approvazione delle opzioni tariffarie con il meccanismo del silenzio-assenso	3.1, 3.5, 4.1
Regimi tariffari speciali	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità delle opzioni tariffarie base da parte dei distributori	Definizione dell’integrazione per le utenze che godono di particolari condizioni tariffarie	5

Tabella 8: Adempimenti delle imprese distributrici previsti per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario

Oggetto	Probabile calendario	Adempimenti delle imprese distributrici	Sezione
Codice di condotta commerciale	Entro il mese di giugno dell'anno 2000	Proposta del Codice di condotta commerciale, sentite le associazioni dei consumatori	3.1, 4.1
Controllo del vincolo V1 per l'anno 2000	Entro il mese di luglio dell'anno 2001/entro il mese di marzo dell'anno 2001*	Autocertificazione del rispetto del vincolo V1 per le opzioni tariffarie applicate nell'anno 2000	3.3
		Invio all'Autorità dei dati statistici	3.3
	Entro il mese di dicembre dell'anno 2001/entro il mese di giugno dell'anno 2001*	Erogazione di rimborsi per gli adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno 2000	3.3
	Dal 1° gennaio anno 2002/ dal 1 luglio 2001*	Modifica di tutte le opzioni tariffarie offerte utilizzando la voce "Storni per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno 2000"	3.3
Opzioni tariffarie base sostitutive di quelle di transizione	Tre mesi prima dell'offerta delle opzioni tariffarie base sostitutive	Autocertificazione la compatibilità di ciascuna opzione tariffaria base sostitutiva con il vincolo V2 per l'anno 2000	3.5
Opzioni tariffarie speciali	Tre mesi prima dell'offerta delle opzioni tariffarie base sostitutive	Presentazione per l'approvazione delle opzioni tariffarie speciali per l'anno 2000 e richiesta del riconoscimento, attraverso la componente Ω , dei maggiori costi associati ad un'opzione tariffaria speciale	3.3, 3.5, 4.1
Applicazione delle opzioni tariffarie	Entro marzo 2001	Segnalazione, se dati i consumi registrati nell'anno, il cliente avrebbe ottenuto risparmiato qualora avesse scelto un'opzione tariffaria diversa	3.1

* In relazione a questa scadenza si veda lo spunto di consultazione T-3.

Regimi tariffari speciali	Contestualmente alla fatturazione dei consumi dei clienti in questione	Erogazione dell'integrazione a favore dei clienti allacciati alla loro rete che godono di particolari condizioni tariffarie.	5
Potenza reattiva		Fissazione di standard del fattore di potenza, istantaneo e medio, che il cliente deve rispettare e apposti corrispettivi di addebito per i prelievi di energia reattiva che eccedano i valori ammessi.	6.1

12 Implicazioni del nuovo ordinamento tariffario sulla tutela dell'ambiente e sull'uso efficiente delle risorse

Il del nuovo ordinamento proposto per la regolazione delle tariffe del servizio di fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati è in grado di esercitare effetti positivi sulla tutela dell'ambiente e delle risorse naturali attraverso quattro meccanismi:

- a) l'introduzione di stimoli a miglioramenti di efficienza sul lato dell'offerta;
- b) la promozione di miglioramenti dell'efficienza negli usi finali attraverso l'introduzione di stimoli e l'eliminazione di disincentivi per gli esercenti;
- c) la promozione di miglioramenti dell'efficienza negli usi finali attraverso il riequilibrio del sistema di incentivi per l'utenza vincolata;
- d) l'introduzione di una maggiore flessibilità nei rapporti tra clienti e imprese elettriche e la creazione di nuove possibilità di "incontro" tra domanda e offerta con caratteristiche positive da un punto di vista ambientale.

12.1 Stimoli all'uso efficiente delle risorse sul lato dell'offerta

Il nuovo ordinamento tariffario introduce importanti stimoli per le imprese distributrici all'uso efficiente delle risorse.

12.1.1 Stimoli all'efficienza

Il sistema tariffario vigente è caratterizzato da prezzi dei servizi che hanno mirato a coprire i costi complessivi dei servizi forniti come dichiarati dagli esercenti. Non stimola quindi gli esercenti al perseguimento di obiettivi di efficienza nella fornitura del servizio elettrico da parte delle imprese.

Il nuovo ordinamento tariffario sostituisce il sistema tuttora in vigore con il principio di aderenza delle tariffe ai "costi riconosciuti" e con un meccanismo di aggiornamento delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione,

distribuzione e vendita con il metodo del *price-cap*. Tale meccanismo implica che la variazione annuale del livello tariffario è pari, in termini reali, ad un obiettivo di aumento di efficienza che viene prefissato per un periodo pluriennale.

Ogni riduzione dei costi da parte delle imprese regolate superiore all'obiettivo prefissato implica, per le imprese stesse, maggiori margini per un periodo di durata media pari a quattro anni e mezzo. Infatti a motivo dei tempi tecnici occorrenti per la raccolta e l'elaborazione dei dati, nella fissazione dei livelli tariffari per l'anno 2000 l'Autorità fa riferimento ai costi relativi all'esercizio 1997. Qualsiasi recupero di produttività ottenuto dalle imprese negli anni 1998, 1999, 2000 e 2001 andrà a beneficio delle stesse imprese fino alla successiva revisione del livello tariffario che avverrà al termine del primo periodo di regolazione, cioè con decorrenza dal 2004 e che, presumibilmente, assumerà come riferimento i dati relativi all'esercizio 2001.

Analogamente, assumendo una durata di quattro anni anche per il secondo periodo di regolazione, con tasso di riduzione annuale dei livelli tariffari da definire, ogni ulteriore recupero di produttività conseguito dalle imprese negli anni 2002, 2003, 2004 e 2005 rimarrà a totale beneficio delle stesse fino all'anno 2008, quando il livello tariffario verrà rivisto facendo presumibilmente riferimento ai dati relativi all'esercizio 2005. Conseguentemente, anche se in occasione della revisione periodica delle tariffe al termine di ciascun periodo di regolazione i nuovi livelli tariffari venissero determinati esclusivamente in relazione ai costi medi delle imprese, i benefici derivanti da aumenti di produttività conseguiti dalle imprese verrebbero trasferiti ai consumatori con un differimento variabile da tre a sei anni (da cui il periodo medio di quattro anni e mezzo).

La possibilità di beneficiare di ogni recupero di efficienza in eccesso rispetto all'obiettivo per un periodo pluriennale fornisce uno stimolo *continuo* per le imprese regolate ad adottare interventi di razionalizzazione dei propri processi.

Questi impulsi all'efficienza si aggiungono a quelli già introdotti per l'attività di produzione dell'energia elettrica con la deliberazione 26 giugno 1997, n. 70/97, che ha ridefinito il sistema di determinazione dei costi di combustibile riconosciuti alle imprese elettriche, ponendo termine al precedente criterio dei rimborsi "a piè di lista" e sostituendolo con un sostituto dal riconoscimento di un costo medio dei combustibili riferiti ai corsi sui mercati internazionali e di una quantità standard efficiente di combustibile necessario per la produzione di un kWh. Ne risulta incentivato il risparmio di combustibile.

12.1.2 Creazione di incentivi ad investimenti con effetti ambientali positivi: la copertura di costi attraverso il meccanismo tariffario

Ulteriori incentivi alla riduzione dell'impatto ambientale delle attività elettriche attraverso un uso più efficiente delle risorse derivano dal fatto che l'Autorità assicura tramite specifiche componenti tariffarie la copertura di specifici costi:

- a) derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- b) relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico.

12.2 Stimoli per gli esercenti alla promozione dell'efficienza negli usi finali

Il nuovo ordinamento tariffario modifica l'attuale sistema di incentivi per i distributori, introducendo importanti stimoli ed eliminando gli attuali disincentivi alla promozione dell'uso efficiente delle risorse negli usi finali.

12.2.1 *Eliminazione di disincentivi: il sistema di vincoli tariffari*

Un sistema di regolazione tariffaria che si focalizzasse esclusivamente sul prezzo medio unitario dell'energia elettrica e che a questo applica l'aggiornamento con il metodo del *price-cap* potrebbe produrre disincentivi per le imprese elettriche alla realizzazione di programmi di gestione della domanda finalizzati a migliorare l'efficienza negli usi finali a parità di servizio reso all'utenza (di seguito programmi di DSM - *demand side management*²⁴). La fornitura del servizio elettrico è infatti caratterizzata da costi medi che diminuiscono all'aumentare delle quantità di energia elettrica fatturata. A parità di ricavi medi, le imprese potrebbero quindi aumentare i profitti incrementando i volumi di vendita.

Ne consegue che gli esercenti non troverebbero conveniente a realizzare programmi di DSM che, oltre ad aumentare i costi complessivi della fornitura, se efficaci, riducono i volumi di vendita. Analogamente, gli esercenti hanno in generale un atteggiamento ostile o "non collaborativo" nei confronti di programmi di DSM realizzati da altri soggetti (agenzie regionali, agenzie di promozione di servizi per l'efficienza energetica, imprese di servizi).

Il sistema tariffario proposto agisce su questo disincentivo in due modi.

a) Riduzione del disincentivo a limitare i volumi di vendita

Il sistema di vincoli definito dall'Autorità per le tipologie di utenza diverse dai clienti domestici allacciati in bassa tensione consente alle imprese distributrici la realizzazione di ricavi tariffari medi decrescenti all'aumentare dei volumi di vendita. Tutti i costi di vendita e circa il 75% dei costi di distribuzione sono infatti espressi nel vincolo V1 come funzione del numero di clienti serviti. Anche per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione parte dei costi riconosciuti sono espressi nella tariffa come lire per cliente. Tuttavia il peso di questa componente risulta più contenuto rispetto a quanto operato per le altre tipologie di utenza. D'altra parte, la quota di costi non espressa in funzione del numero di clienti è legata all'impegno di potenza, presumibilmente meno sensibile dell'energia elettrica consumata agli stimoli provenienti dagli operatori per l'aumento delle quantità vendute. Inoltre la flessibilità per le imprese nell'adattare le opzioni tariffarie per l'utenza domestica per aumentare i consumi è sensibilmente limitata dall'obbligo per i distributori di offrire l'opzione tariffaria fissata dall'Autorità.

b) Eliminazione del disincentivo a sostenere costi per interventi di DSM: il recupero dei costi sostenuti

Il sistema proposto dall'Autorità assicura la possibilità per gli esercenti di recuperare attraverso il meccanismo tariffario i costi riconosciuti per interventi volti

²⁴ In un'accezione più ampia, nel termine DSM sono comprese anche altre forme di intervento quali, per esempio, il cosiddetto *load management*, che consente di rimodulare il profilo temporale dei consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione dei 'picchi' e delle 'valli' di potenza impegnata.

al controllo e alla gestione della domanda. Tali costi costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale ai sensi dell'articolo 2, comma 19, lettera c) della legge n. 481/95.

La presente proposta prevede che la copertura di tali costi avvenga attraverso un margine di incremento dei parametri tariffari e delle tariffe fissato annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in funzione delle necessità di gettito.

L'Autorità definirà nei prossimi mesi, in un apposito documento di consultazione la proposta per lo sviluppo di un sistema di promozione di interventi di DSM.

12.2.2 Eliminazione del disincentivo a interventi di DSM per particolari classi di utenza: la tariffa lineare

L'attuale sistema tariffario determina la rimozione del disincentivo per gli esercenti alla realizzazione di interventi di DSM orientati a particolari classi di utenza. La struttura tariffaria attualmente in vigore per l'utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 KW risulta entro certi limiti progressiva in rapporto all'energia consumata. La struttura non lineare della tariffa si riflette in un'analogia struttura degli introiti tariffari marginali che le imprese distributrici ottengono da questa categoria di utenza. Questo determina un incentivo per gli esercenti a cercare di promuovere aumenti nei volumi di vendita ed un forte disincentivo alla realizzazione di interventi volti al miglioramento dell'efficienza negli usi finali orientati alle fasce di utenza residente con consumi medio-alti, che garantiscono i maggiori introiti marginali.

Il nuovo sistema tariffario proposto dall'Autorità, che prevede la graduale eliminazione della forte non linearità della tariffa, rimuove tale disincentivo.

12.3 Stimoli all'utenza per miglioramenti di efficienza negli usi finali

L'ordinamento tariffario delineato dall'Autorità nel presente documento modificherà il sistema di segnali di prezzo, e quindi gli incentivi e disincentivi ai quali è sottoposta l'utenza del servizio elettrico intervenendo sulla struttura delle tariffe per l'utenza nel suo complesso e, in particolare, per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione con potenza impegnata sino a 3 kW.

Il riallineamento delle tariffe ai costi sostenuti dagli esercenti per tutte le tipologie di utenza (ad eccezione di quelle domestiche disagiate e altre eventuali motivate eccezioni) comporterà una ripartizione più equa dei costi del servizio. In questa prospettiva di variazione del sistema di segnali di prezzo occorre considerare il rapporto tra costi privati e costi sociali internalizzati, le modalità di internalizzazione del danno residuo e l'eliminazione del vincolo di potenza per l'utenza domestica.

a) Costi privati e costi sociali internalizzati

In particolare, i costi che verranno riconosciuti nel nuovo sistema tariffario e quindi trasferiti nei prezzi dell'energia elettrica all'utenza finale includeranno i costi *privati* di produzione e quella parte di costi cosiddetti "*sociali*" (o "*esterni*") che sono internalizzati attraverso interventi di abbattimento delle emissioni o modifiche dei processi produttivi a fini ambientali e di uso efficiente delle risorse. Tale

internalizzazione è promossa dall'effetto combinato di misure di politica ambientale e dall'integrazione di obiettivi di tutela ambientale nelle politiche di settore⁴.

La struttura tariffaria attualmente in vigore per l'utenza domestica alimentata in bassa tensione con potenza impegnata fino a 3 kW presenta (entro certi limiti) condizioni tariffarie più favorevoli su livelli medio-bassi di consumo (gli attuali primi due scaglioni di consumo, per complessivi 150 kWh mensili) e il meccanismo di recupero delle condizioni stesse in concomitanza con livelli di consumo più elevati.

Ne deriva un'articolazione tariffaria che non riflette correttamente nei prezzi i costi che ciascuna classe di clienti effettivamente genera e che produce, da una parte, incentivi allo spreco per i clienti caratterizzati da livelli bassi di consumo e, dall'altra, incentivi al risparmio per i clienti caratterizzati da livelli medio-alti di consumo che siano in grado di percepire chiaramente questo segnale di prezzo. La reale efficacia di questa struttura in termini di segnali di prezzo *effettivamente percepiti* dall'utenza è tuttavia incerta a causa delle caratteristiche dell'attuale sistema di fatturazione dei consumi: tale sistema è caratterizzato da uno scarso contenuto informativo ed una scarsa trasparenza. Queste caratteristiche, unitamente alla struttura complessa della tariffa, contribuiscono a indebolire notevolmente il segnale di prezzo effettivamente percepito dai consumatori. E' conseguentemente difficile capire quale ruolo abbia giocato fino ad oggi l'esistenza di prezzi non lineari nel contenere i consumi di energia elettrica di questa categoria di utenza.

La transizione all'opzione tariffaria D1, che dovrà essere obbligatoriamente offerta dai distributori ai propri clienti domestici allacciati in bassa tensione, comporta il graduale superamento di questa forte non-linearità in un arco di quattro anni. Questo intervento risponde all'obiettivo di correttezza economica (prezzi rispondenti ai costi sostenuti dagli esercenti) che ha motivato l'intervento di riequilibrio tariffario tra tutte le categorie di utenza e restituisce chiarezza e certezza ai clienti fornendo a tutti i consumatori, indipendentemente dal proprio livello di consumo, il fondamentale incentivo al risparmio energetico che è costituito dal prezzo dell'energia.

A queste motivazioni si aggiungono alcune considerazioni relative alle modalità di internalizzazione delle esternalità ambientali connesse alla generazione e al consumo di energia elettrica.

b) Modalità di internalizzazione del "danno residuo"

Dal meccanismo di ripartizione dei costi del servizio elettrico tra le varie tipologie di utenza reso possibile dal nuovo sistema tariffario rimangono esclusi i costi *esterni* relativi al cosiddetto "danno residuo", cioè al danno ambientale determinato dalle emissioni che non sono abbattute o evitate attraverso miglioramenti di efficienza nell'uso delle risorse.

⁴ Rientrano nella prima tipologia l'imposizione di standard di emissione per gli impianti di generazione termoelettrica e la manovra di *carbon tax* introdotta con l'articolo 8 della Legge finanziaria per il 1999. Nella seconda tipologia rientra invece la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97. Importanti sinergie esistono tra questo provvedimento e la successiva introduzione della *carbon tax*. Le due misure concorrono a incentivare l'uso efficiente del parco termoelettrico: l'intervento tariffario attraverso lo stimolo ad un uso parsimonioso dell'input energetico, quello fiscale modificando il *mix* di combustibili in favore di quelli meno colpiti dalla accisa e quindi meno inquinanti.

L'attuale sistema tariffario, secondo alcuni, provvederebbe ad internalizzare (parte di) questo danno residuo nelle tariffe di fornitura all'utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 kW, attraverso la struttura non lineare dei prezzi al consumo stabiliti per questa categoria.

In realtà, a fronte dell'incertezza sulla curva di danno ambientale, la teoria economica sull'internalizzazione dei costi esterni è a favore dell'introduzione di un prezzo unitario omogeneo; questa posizione è rispecchiata nella struttura delle diverse tasse ambientali introdotte fino ad oggi in vari paesi e su vari inquinanti e contrasta con la definizione di una struttura non lineare dei prezzi dell'energia elettrica all'utenza finale.

In secondo luogo, l'Autorità ritiene che siano preferibili misure di internalizzazione delle esternalità ambientali attuate attraverso interventi sulle attività elettriche (generazione *in primis*) piuttosto che sul consumo finale, con trasferimento diretto dei costi relativi sui clienti finali. Questi interventi consentono infatti di discriminare tra fonti energetiche a maggior o minor impatto ambientale. Politiche di internalizzazione nella fase di generazione consentono inoltre il ricorso a meccanismi di regolazione flessibili focalizzati ed orientati alla minimizzazione dei costi sostenuti complessivamente per il perseguimento di finalità ambientali, come per esempio i permessi negoziabili di emissione.

In terzo luogo, l'internalizzazione delle esternalità ambientali va perseguita in modo da influire con modalità non discriminatorie sui diversi soggetti del mercato elettrico e, in particolare, sulle diverse classi di utenza. Nel sistema tariffario vigente la struttura non lineare dei prezzi dell'energia elettrica, oltre a non corrispondere a costi effettivamente sostenuti dagli esercenti è limitata alla sola utenza domestica residente con potenza impegnata fino a 3 kW (i cui consumi rappresentano meno del 25% del totale).

Infine, l'Autorità ritiene che l'incentivazione del risparmio energetico negli usi finali debba avvenire principalmente attraverso la promozione dell'efficienza. L'Italia presenta un livello di consumi elettrici pro-capite relativamente contenuto rispetto ad altri paesi con un simile livello di sviluppo economico, ma questo è dovuto principalmente a contenuti consumi pro-capite di servizi elettrici (illuminazione, condizionamento, ecc.) e non ad un livello relativamente maggiore di efficienza tecnica negli usi finali²⁵. In altre parole, bassi consumi elettrici pro-capite non si traducono automaticamente in (e non coincidono con) elevata efficienza negli usi finali dell'energia elettrica. Come già descritto, il nuovo sistema tariffario proposto dall'Autorità introduce stimoli significativi, sia all'utenza che agli esercenti, per il risparmio energetico attraverso il miglioramento dell'efficienza negli usi finali dell'energia elettrica. Rispetto a politiche orientate unicamente o principalmente al contenimento dei livelli assoluti di consumo, tali interventi garantiscono effetti positivi più duraturi in termini di risparmio energetico e, per questa via, di tutela ambientale, affiancati ad importanti benefici anche dal punto di vista della competitività del sistema industriale nazionale.

L'Autorità intende peraltro analizzare l'impatto effettivo sui consumi del cambiamento nella struttura delle tariffe per l'utenza domestica con potenza

²⁵ Questo aspetto viene sottolineato anche nel recente studio condotto per l'ANPA, su indirizzo del Ministero dell'Ambiente, da Florentin Krause (*Strategie ed interventi per la riduzione delle emissioni di gas ed effetto serra attraverso misure di efficienza negli usi finali di energia elettrica*, a cura di Florentin Krause, novembre 1998).

impegnata fino a 3 kW nel corso del periodo di transizione all'opzione tariffaria D1. La struttura inizialmente non lineare dell'opzione tariffaria transitoria D2 consentirà di esaminare gli effetti della graduale transizione ad una articolazione lineare sulla domanda espressa da questa categoria di utenza.

c) L'eliminazione del vincolo di potenza per l'utenza domestica

Il nuovo sistema tariffario comporta l'eliminazione del cosiddetto vincolo di potenza fino a 3 kW necessario per usufruire delle condizioni tariffarie favorevoli concesse alla cosiddetta "fascia sociale".

Tale vincolo ha verosimilmente contribuito negli anni passati a contenere i consumi dell'utenza domestica all'interno di questa fascia.

L'Autorità ritiene che il potenziale effetto incrementale sui consumi derivante da questo intervento sulla struttura delle tariffe per l'utenza domestica in bassa tensione sia contrastato e più che controbilanciato dalla razionalizzazione operata dal nuovo sistema tariffario nel sistema di incentivi descritti sopra.

Effetti positivi deriveranno anche dalla disponibilità di maggiori informazioni di *feed-back* sul proprio comportamento di consumo che saranno rese disponibili all'utenza potenzialmente vincolata. Nel documento di consultazione su "*Condizioni di fornitura per il servizio di vendita di energia elettrica per gli utenti vincolati e per gli utenti idonei che non ricorrano al mercato libero*" diffuso dall'Autorità, si propone che una volta l'anno nelle bollette venga riportato il consumo medio giornaliero per il periodo e indicato il differenziale rispetto al valore registrato nel periodo precedente. Si ritiene che l'indicazione ai clienti della variazione nel tempo dei loro consumi medi costituirà un impulso ad una maggiore attenzione ai propri comportamenti di consumo; la disponibilità di programmi di DSM finanziati attraverso la tariffa elettrica promuoverà un ruolo più attivo dei clienti nella gestione della propria domanda energetica.

12.4 Flessibilità nei rapporti tra clienti e imprese distributrici

Il nuovo sistema tariffario introduce la possibilità per le imprese di offrire a ciascuna tipologia di utenza opzioni tariffarie speciali, non soggette al vincolo V2, diversamente articolate per rispondere alle diverse esigenze dei clienti. La differenziazione delle soluzioni tariffarie potrà essere basata su qualsiasi aspetto di natura commerciale e di servizio. Questa possibilità presenta effetti potenzialmente positivi per la tutela dell'ambiente.

12.4.1 Tariffe verdi

Le imprese distributrici potranno proporre ai clienti tariffe cosiddette "verdi" (*green pricing*) cioè tariffe che consentono, da una parte, di coprire i costi di produzione mediamente più alti delle tecnologie rinnovabili e, dall'altra, di soddisfare una domanda e una disponibilità a pagare, fino ad ora potenziale, per l'energia "verde", traducendola in consumi effettivi.

Il meccanismo delle "tariffe verdi" può estendere di fatto ai clienti vincolati la libertà di scelta del fornitore sulla base di considerazioni relative agli input

energetici utilizzati, libertà che il decreto 16 marzo 1999, n. 79/99 ha introdotto per i clienti idonei.

Le opzioni tariffarie “verdi” potrebbero essere legate al sistema di certificati verdi previsto dal decreto 79/99 (articolo 11). Ad esempio, i distributori potrebbero offrire opzioni tariffarie speciali “verdi” che comportano, a fronte di un prezzo del servizio elettrico maggiore di quello delle opzioni tariffarie base, un impegno del distributore ad acquistare certificati verdi in proporzione al consumo di energia elettrica dei clienti che scelgono queste opzioni tariffarie. Ciò renderà disponibile ai clienti vincolati uno strumento concreto per la promozione dell’utilizzo dell’energia rinnovabile nella generazione elettrica, facilmente gestibile e controllabile (la rispondenza degli acquisti di certificati verdi agli impegni assunti in sede di offerta dell’opzione tariffaria speciale verde potrebbe essere soggetta a verifica da parte di un soggetto terzo, anche su iniziativa dello stesso distributore).

12.4.2 Tariffe multiorarie

Tra le opzioni tariffarie base e speciali potranno anche essere offerte soluzioni tariffarie differenziate in relazione alle fasce orarie in cui avviene il prelievo. Queste opzioni tariffarie, consentendo di rimodulare il profilo temporale dei consumi in modo da ottimizzare la curva di carico del sistema attraverso la gestione dei “picchi” e delle “valli” di potenza impegnata (il cosiddetto *load management*), contribuiranno ad aumentare l’efficienza complessiva del sistema elettrico e a ridurre l’impatto ambientale.

Appendice 1 - Introiti tariffari soggetti a regolamentazione

La verifica del rispetto del vincolo V1 avviene come indicato nelle sezioni 3.2 e 3.3 del presente documento considerando gli introiti tariffari effettivamente conseguiti da ciascun distributore nell'anno per ciascuna tipologia di utenza c diversa dall'utenza domestica rispetto agli introiti che il distributore avrebbe ottenuto praticando ai medesimi clienti ed a parità di caratteristiche del prelievo un'opzione tariffaria pari a quella stabilita dal vincolo.

Gli introiti tariffari soggetti a regolamentazione risultano pari alla somma dei ricavi tariffari (RT^c) e delle partite di giro conseguenti all'addebito delle componenti A, C e UC da parte del distributore all'utenza finale.

I ricavi tariffari (RT^c) ottenuti da ciascun distributore dalla tipologia di utenza c nel corso dell'anno sono composti da:

- RT^c_T - ricavi tariffari da opzioni tariffarie base e quota base dei ricavi tariffari da opzioni speciali²⁶;
- RT^c_Ω - ricavi tariffari da opzioni tariffarie speciali per la parte eccedente la quota base, ossia per la parte destinata a coprire il maggior costo di fornitura rispetto al costo normale (componente Ω dei vincoli);
- RT^c_Σ - ricavi riferiti all'applicazione delle penalità per prelievi di potenza maggiori della potenza contrattuale impegnata;
- RT^c_D - ricavi riferiti all'applicazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto sulle proprie reti di distribuzione a favore di un distributore confinante. In questo caso, infatti, il distributore che utilizza la rete per il servizio di trasporto può essere considerato come un cliente allacciato a un livello di tensione pari a quello a cui preleva l'energia elettrica;
ed eventualmente (si veda lo spunto per la consultazione T-5) da
- RT^c_θ - ricavi riferiti all'applicazione delle penalità per basso fattore di potenza ovvero per i prelievi di energia reattiva che superano i limiti tollerati dal fornitore;

Oltre a questi elementi, ciascun distributore addebita alla propria utenza anche le componenti A, C e UC delle opzioni tariffarie. Tali componenti devono essere

²⁶ I ricavi tariffari derivanti dall'applicazione di opzioni tariffarie speciali possono implicare una ulteriore componente rispetto alla quota base (RT^c_T), nel caso in cui siano associate a servizi che comportano maggiori costi di fornitura rispetto a quello normale.

versate a soggetti esterni all'impresa, come alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, e perciò non costituiscono ricavi, ma un debito verso tali soggetti. Di conseguenza, per il distributore queste componenti rappresentano *partite di giro*.

Successivamente ai soggetti che ne hanno diritto, vengono erogati, nella forma di *contributi*, le quote spettanti per le diverse componenti.

In particolare vengono erogati i *contributi* concernenti:

- a) le quote delle componenti A ai soggetti che ne hanno diritto a titolo di:
 - reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari (componente A2bis);
 - copertura dei contributi ai prezzi di cessione dell'energia elettrica prodotta da terzi operatori e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per l'energia elettrica prodotta dai loro impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate (componente A3);
 - copertura degli oneri derivanti dai contributi sostitutivi degli attuali regimi tariffari speciali, (componente A4);
 - copertura di eventuali altri oneri di sistema, riconosciuti dall'Autorità, per interventi strategici nel settore elettrico in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica (componente A5);
 - copertura dei costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici, (componente A6);
- b) la componente C1 ai soggetti che ne hanno diritto a titolo di copertura degli oneri derivanti dalla tutela delle fasce di utenza economicamente più deboli, attraverso l'opzione tariffaria "sociale";
- c) le quote delle componenti UC ai soggetti che ne hanno diritto a titolo di:
 - perequazione dei costi di distribuzione nei diversi ambiti territoriali;
 - compensazione degli eventuali squilibri del fondo attraverso il quale avverrà la perequazione, delle eventuali differenze tra i ricavi ammessi in relazione all'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso e all'acquisto del servizio di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione e i costi effettivamente sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento e l'acquisto di tali servizi (componente UC1);
 - compensazione degli eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsti per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 di proprietà delle imprese produttrici-distributrici e il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per

assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione (componente UC2).

Appendice 2 – Principali adempimenti previsti dal nuovo ordinamento tariffario

L'offerta di opzioni tariffarie da parte delle imprese distributrici, il controllo del rispetto dei vincoli V1 e V2 e dell'applicazione delle ulteriori opzioni per l'utenza domestica allacciata in bassa tensione nonché il nuovo assetto di mercato delineato dal decreto legislativo n. 79/99 implicano l'introduzione di adempimenti a carico dell'Autorità e delle imprese distributrici. In questa appendice vengono riportati i principali adempimenti che il nuovo ordinamento tariffario, come descritto nel presente documento per la consultazione, impone all'Autorità ed alle imprese distributrici.

Le tabelle A2.1 e A2.2 mostrano:

- a) oggetto dell'adempimento rispettivamente per l'Autorità e per le imprese distributrici;
- b) possibile calendario degli adempimenti;
- c) contenuto dell'adempimento;
- d) riferimento alla sezione del presente documento in cui viene descritto in dettaglio l'oggetto dell'adempimento previsto.

Tabella A2.1: Adempimenti dell’Autorità nel corso del periodo regolatorio, a partire dal secondo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario

Oggetto	Possibile calendario	Adempimenti dell’Autorità	Sezione
Controllo del vincolo V1: componente Ω	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità delle opzioni tariffarie speciali da parte dei distributori	Riconoscimento dei maggiori costi per servizi diversi da quelli normali associati ad un’opzione tariffaria speciale attraverso la componente Ω .	3.3
Controllo del vincolo V2: opzioni tariffarie multiorarie	Entro il mese di agosto dell’anno precedente quello di applicazione	Definizione del profilo di consumo nelle diverse fasce orarie che viene utilizzato per la verifica di opzioni tariffarie multiorarie rispetto al vincolo V2.	3.5
		Definizione del tetto (moltiplicatore percentuale del vincolo V2) all’esborso di qualsiasi opzione tariffaria multioraria	
Opzioni tariffarie base e speciali	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità da parte dei distributori	Approvazione delle opzioni tariffarie base e speciali con il meccanismo del silenzio assenso	3.1, 3.5, 4.1
Regimi tariffari speciali	Entro 60 giorni dalla presentazione all’Autorità delle opzioni tariffarie base da parte dei distributori	Definizioni dell’integrazione per le utenze che godono di particolari condizioni tariffarie	5

Tabella A2.2: Adempimenti delle imprese distributrici a partire dal secondo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario

Oggetto	Possibile calendario	Adempimenti delle imprese distributrici	Sezione
Controllo del vincolo V1 per l'anno t	Entro il mese di luglio dell'anno $t+1$ /entro il mese di marzo dell'anno $t+1^*$	Autocertificazione del rispetto del vincolo V1 per le opzioni tariffarie applicate nell'anno t	3.3
		Invio all'Autorità di dati statistici	3.3
	Entro il mese di dicembre dell'anno $t+1$ /entro il mese di giugno dell'anno $t+1^*$	Erogazione, se necessario, dei rimborsi per gli adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t	3.3
		Dal 1 gennaio anno $t+2$ /dal 1 luglio $t+1^*$	Modifica, se necessario, di tutte le opzioni tariffarie offerte utilizzando la voce "Storni per adeguamenti ai vincoli tariffari riferiti all'anno t
Opzioni tariffarie base	Entro il 30 settembre dell'anno $t-1$	Autocertificazione della compatibilità di ciascuna opzione tariffaria base per l'anno t con il vincolo V2	3.5
Opzioni tariffarie speciali	Entro il 30 settembre dell'anno $t-1$	Presentazione per l'approvazione delle opzioni tariffarie speciali per l'anno t e richiesta di riconoscimento, attraverso la componente Ω , dei maggiori costi associati ad un'opzione tariffaria speciale.	3.3, 3.5, 4.1
Regimi tariffari speciali	Contestualmente alla fatturazione dei consumi dei clienti in questione	Erogazione dell'integrazione a favore dei clienti allacciati alla loro rete che godono di particolari condizioni tariffarie.	5
Potenza reattiva	Entro il 30 settembre dell'anno precedente quello di applicazione	Definizione degli standard del fattore di potenza, istantaneo e medio, che il cliente deve rispettare e appositi corrispettivi di addebito per i prelievi di energia reattiva che eccedano i valori ammessi.	6.1

* In relazione a questa scadenza si veda lo spunto di consultazione T-2.

Appendice 3 - Esempio di quantificazione e di applicazione dei vincoli V1 e delle tariffe D1, D2 e D3

A titolo di esempio viene riportato un esercizio di calcolo dei parametri dei vincoli agli introiti tariffari (V1), senza considerare le componenti A, C e UC, da applicare all'utenza non domestica e dei corrispettivi unitari delle tariffe previste per l'utenza domestica (D1, D2, D3 e DS), sulla base della metodologia e dei diversi criteri di attribuzione dei costi come descritti alle sezioni 7 e 8.

L'esercizio di calcolo, effettuato sulla base dei dati come disponibili, si fonda su stime di consistenza della domanda all'anno 2000, espressa in termini di numero di clienti, potenza ed energia.

I risultati forniscono una prima indicazione dei livelli tariffari che si otterrebbero adottando il nuovo ordinamento.

Questo esercizio è stato condotto con riferimento ai costi riconosciuti dell'Enel Spa, in quanto operatore principale in tutte le attività del settore elettrico, confrontati con quelli delle altre maggiori imprese distributrici. I costi riconosciuti sono stati calcolati secondo i criteri descritti nelle sezioni 7.2.2 e 7.5 del presente documento a partire dalla rilevazione dei dati dell'esercizio 1997, effettuata dall'Autorità nel corso del 1998.

La stima per l'anno 2000 dell'energia elettrica prodotta e fatturata, della potenza impegnata e del numero di utenze è basata su una ipotesi di tasso di crescita nel biennio 1999-2000 del 4,3% per l'energia elettrica fatturata, dell'4,4% per la potenza impegnata e dell'3,7% per il numero di clienti, rispetto ai valori di consuntivo relativi al 1998. Le stime delle variabili di scala sono state effettuate tenendo conto di tutta la domanda, comprendendo quindi sia i clienti idonei che i clienti vincolati.

A3.3 Esempio di applicazione del vincolo V1 per le tipologie di utenza diverse dall'utenza domestica

12.4.3 A3.1.1 *Quantificazione dei parametri del vincolo V1*

Le opzioni tariffarie TV1, distinte per ciascuna tipologia di utenza, per l'anno 2000 si articolano come mostrato nelle seguenti tabelle, in cui non sono indicate le componenti A, C e UC.

In particolare:

- nella tabella A3.1 sono indicate le stime dei parametri considerando le ipotesi VEN1 e DIS1 descritte nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3;

- nella tabella A3.2 sono indicate le stime dei parametri considerando le ipotesi VEN1 e DIS2 descritte nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3;
- nella tabella A3.3 sono indicate le stime dei parametri considerando le ipotesi VEN2 e DIS1 descritte nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3;
- nella tabella A3.4 sono indicate le stime dei parametri considerando le ipotesi VEN2 e DIS2 descritte nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3;

Tabella A3.1: Stime dei parametri delle opzioni tariffarie TV1 relative all'anno 2000

(con le ipotesi VEN1 e DIS1)

Tipologie di utenza	Parametro $\overline{\gamma PG}$ lire/kWh	Parametro ρ_1 lire/cliente/mese	Parametro ρ_3 lire/kWh
BT illuminazione pubblica	103	43.300	18
BT altri usi/clienti vincolati	133	28.400	25
BT altri usi/clienti pot. idonei	133	28.400	25
MT illuminazione pubblica	97	696.200	6
MT altri usi /clienti vinc.	123	1.835.500	8
MT altri usi/clienti pot. idonei	123	1.835.500	8
AT /clienti vincolati	110	18.575.000	7
AT / clienti pot. idonei	110	18.575.000	7

Tabella A3.2: Stime dei parametri delle opzioni tariffarie TV1 relative all'anno 2000

(con le ipotesi VEN1 e DIS2)

Tipologie di utenza	Parametro $\overline{\gamma PG}$ lire/kWh	Parametro ρ_1 lire/cliente/mese	Parametro ρ_3 lire/kWh
BT illuminazione pubblica	103	43.300	20
BT altri usi/clienti vincolati	133	28.400	28
BT altri usi/clienti pot. idonei	133	28.400	28
MT illuminazione pubblica	97	605.800	6
MT altri usi /clienti vinc.	123	1.597.100	8
MT altri usi/clienti pot. idonei	123	1.597.100	8
AT /clienti vincolati	110	18.575.000	7

AT / clienti pot. idonei	110	18.575.000	7
--------------------------	-----	------------	---

Tabella A3.3: Stime dei parametri delle opzioni tariffarie TV1 relative all'anno 2000

(con le ipotesi VEN2 e DIS1)

Tipologie di utenza	Parametro $\gamma \overline{PG}$ lire/kWh	Parametro ρ_1 lire/cliente/mese	Parametro ρ_3 lire/kWh
BT illuminazione pubblica	103	35.300	18
BT altri usi/clienti vincolati	133	25.600	25
BT altri usi/clienti pot. idonei	133	25.600	25
MT illuminazione pubblica	97	562.600	6
MT altri usi /clienti vinc.	123	1.471.000	8
MT altri usi/clienti pot. idonei	123	1.471.000	8
AT /clienti vincolati	110	7.400	7
AT / clienti pot. idonei	110	7.400	7

Tabella A3.4: Stime dei parametri delle opzioni tariffarie TV1 relative all'anno 2000

(con le ipotesi VEN2 e DIS2)

Tipologie di utenza	Parametro $\overline{\gamma PG}$ lire/kWh	Parametro ρ_1 lire/cliente/mese	Parametro ρ_3 lire/kWh
BT illuminazione pubblica	103	35.300	20
BT altri usi/clienti vincolati	133	25.600	28
BT altri usi/clienti pot. idonei	133	25.600	28
MT illuminazione pubblica	97	472.200	6
MT altri usi /clienti vinc.	123	1.232.700	8
MT altri usi/clienti pot. idonei	123	1.232.700	8
AT /clienti vincolati	110	7.400	7
AT / clienti pot. idonei	110	7.400	7

I vincoli V1 si compongono ciascuno di tre parametri:

- il parametro $\overline{\gamma PG}$;
- il parametro ρ_1 ;
- il parametro ρ_3 .

12.4.4 A3.1.2 Il parametro $\overline{\gamma PG}$

Il parametro $\overline{\gamma PG}$, espresso in lire per kWh, a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica è stato stimato ipotizzando un prezzo di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso pari a 113 lire/kWh, a copertura dei costi fissi di impianto (PGF) per 47 lire per kWh e dei costi di combustibile (PGV) per 66 lire per kWh. Non sono stati presi in considerazione né il gettito derivante dalla maggiorazioni per l'uso e l'accesso alla rete di trasmissione previsto per gli impianti idroelettrici già realizzati alla data del 19 dicembre 1996 e non ammessi a contribuzione ai sensi dei provvedimenti del CIP n.15/89, 34/90 e 6/92, né il gettito derivante dalla corresponsione alle imprese produttrici aventi diritto della cosiddetta "ulteriore componente di ricavo". Come indicato nella sezione 7, il gettito delle maggiorazioni dovrebbe essere utilizzato per finanziare l'ulteriore componente e l'eventuale ulteriore necessità di gettito sarà coperta con la componente UC2.

La differenziazione del corrispettivo tra le diverse tipologie di utenza riflette sia il peso delle perdite di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica, sia i profili temporali di prelievo delle tipologie di utenza.

12.4.5 A3.1.3 Il parametro ρ_1

Il parametro ρ_1 , espresso in lire per cliente e per mese, è destinato alla copertura dei costi sostenuti per l'attività di distribuzione sulle reti di media tensione attribuiti ai clienti allacciati in media tensione; dei costi sostenuti per l'attività di distribuzione sulla rete di bassa tensione attribuiti ai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, e dei costi sostenuti per l'attività di vendita.

La differenziazione del corrispettivo tra le diverse tipologie di utenza riflette le caratteristiche di domanda di potenza dei clienti e, nell'ipotesi VEN2, il numero dei clienti.

12.4.6 A3.1.4 Il parametro ρ_3

Il parametro ρ_3 , espresso in lire per kWh, è costruito in modo da consentire la copertura dei costi fissi riconosciuti per la trasmissione, per la distribuzione su reti di alta tensione e, nel caso dei clienti allacciati in media tensione, di parte dei costi fissi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione.

La differenziazione del parametro ρ_3 per tipologia di utenza rispecchia il profilo temporale del carico e il livello di tensione al quale ciascuna tipologia è fornita.

12.4.7 A3.1.5 Esempio di applicazione delle opzioni tariffarie nel rispetto del vincolo VI

Nel seguente esempio, per semplicità di calcolo, vengono considerati i parametri del vincolo VI evidenziati nella tabella A13.1 e viene ipotizzato che un'impresa abbia clienti non domestici allacciati in bassa tensione che possono essere raggruppati in tre gruppi omogenei con le caratteristiche di domanda di potenza ed energia mostrate dalla seguente tabella A3.5.

Tabella A3.5: Caratteristiche di domanda per gruppo di clienti

Gruppi omogenei di clienti non domestici	Numero di clienti	Potenza impegnata (MW)	Energia consumata (MWh/anno)	Ore utilizzazione della potenza (ore/anno)
Gruppo 1	5.000.000	28.200	14.275.000	506
Gruppo 2	827.000	10.800	17.900.000	1.657
Gruppo 3	185.000	2.600	8.640.000	3.323
TOTALE	6.012.000	41.600	40.815.000	

Nel regime tariffario attualmente in vigore l'impresa applicherebbe a questi gruppi le tariffe per Bassa tensione altri usi, differenziate in funzione delle ore di utilizzazione. I corrispettivi applicati sono riportati in tabella A3.6, al netto delle componenti inglobate A2 e A3 e al netto delle imposte.

Tabella A3.6: Regime tariffario vigente: corrispettivi al netto delle componenti A e delle imposte

Gruppi omogenei di clienti	Tariffe più convenienti (al netto delle componenti inglobate A2 e A3 e delle imposte) in vigore	lire/kW/mese	Parte A netta		Parte B(*)
			12.4.7.1.1 lire /kWh	lire	lire/kWh
Gruppo 1	BT altri usi – bassa utilizzazione	4.300	173		83,5
Gruppo 2	BT altri usi – media utilizzazione	11.500	92		83,5
Gruppo 3	BT altri usi – alta utilizzazione	19.100	58		83,5

(*) Stimata con un livello di Ct pari a 66 lire/kWh

I ricavi che l'impresa conseguirebbe applicando le tariffe oggi in vigore risultano pari a circa 11.567 miliardi di lire, come mostra la seguente tabella A3.7.

Tabella A3.7: Regime tariffario vigente: introiti tariffari al netto delle componenti A

Gruppi	Corrispettivo di potenza			Parte A netta e parte B della tariffa			Totale controvalore (mld di lire)
	Lire/kW/mese	MW	Controvalore (mld di lire)	lire/kWh	KWh	Controvalore (mld di lire)	
Gruppo 1	4.300	28.200	1.455	256,5	14.275.000	3.661	5.116
Gruppo 2	11.500	10.800	1.490	175,5	17.900.000	3.141	4.631
Gruppo 3	19.100	2.600	596	141,5	8.640.000	1.223	1.819
TOTALE			3.541			8.025	11.566

L'applicazione dei parametri del vincolo V1, evidenziati nella tabella A3.1, per la tipologia di utenza *bassa tensione altri usi*, imporrebbe all'impresa un tetto ai ricavi

tariffari per vendite a questa tipologia di utenza pari a circa 8.497 miliardi di lire (vedi tabella A3.8).

Tabella A3.8: Ricavi tariffari massimi stimati ammessi dal vincolo V1 per la tipologia di utenza “bassa tensione – altri usi”

Gruppi	ρ_1			$\gamma PG + \rho_3$			Totale controvalore (mld di lire)
	lire/cliente/mese	Numero clienti	Controvalore (mld di lire)	lire/kWh	KWh	Controvalore (mld di lire)	
Gruppo 1	28.400	5.000.000	1.704	158	14.275.000	2.255	3.959
Gruppo 2	28.400	827.000	282	158	17.900.000	2.828	3.110
Gruppo 3	28.400	185.000	63	158	8.640.000	1.365	1.428
TOTALE			2.049			6.448	8.497

Il meccanismo di regolamentazione proposto lascia all’impresa la possibilità di offrire diverse opzioni tariffarie purché i ricavi tariffari conseguiti siano inferiori a 8.497 miliardi di lire. Per rispettare questo vincolo, l’impresa potrebbe semplicemente offrire a tutti i clienti della tipologia l’opzione tariffaria TV1, avente gli stessi parametri e la stessa articolazione del vincolo V1. In alternativa, l’impresa potrebbe ad esempio offrire opzioni tariffarie uguali per struttura alle tariffe attualmente vigenti, correggendo i parametri in modo da non superare il livello di ricavo massimo. Nel caso in esame, questo potrebbe ad esempio essere effettuato diminuendo i corrispettivi di potenza e i prezzi unitari di energia dell’attuale regime tariffario, in modo uniforme per tutti i gruppi, di una percentuale pari al 27%.

Questo porterebbe all’offerta di tre opzioni tariffarie, differenziate in funzione del grado di utilizzazione della potenza impegnata, strutturate come indicato nella tabella A3.9.

Tabella A3.9: Nuovo ordinamento tariffario: opzioni tariffarie stimate per la tipologia di utenza

“bassa tensione - altri usi”, al netto delle componenti A, C e UC

Opzioni tariffarie	lire/cliente/mese	lire/kW/mese	lire/kWh
Per basse utilizzazioni	0	3.139	187
Per medie utilizzazioni	0	8.395	128
Per alte utilizzazioni	0	13.943	103

12.5 A3.2 Esempio di applicazione all’utenza domestica

12.5.1 A3.2.1 Le tariffe D1, D2 e D3

Una prima possibile stima della tariffa D1 di riferimento per il periodo di regolazione 2000, al netto delle componenti a copertura dei costi sostenuti nell’interesse generale, degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e delle ulteriori componenti, risulta composta come indicato nella seguente tabella A3.10, tenuto conto dei diversi criteri di allocazione proposti per l’attività di vendita alla sezione 8.2.2 e dell’attività di distribuzione alla sezione 8.2.3.

Tabella A3.10: Stima dei corrispettivi unitari dell’opzione tariffaria D1 per l’anno 2000 per i clienti domestici (*)

Parametri	$\gamma^{BTd} \overline{PG}$	ρ_1^{BTd}	ρ_2^{BTd}	ρ_3^{BTd}
Unità di misura	lire/kWh	lire/cliente/mese	lire/kW/mese	lire/kWh
CASO 1: con ipotesi VEN1 e DIS1	121	4.300	2.560	22
CASO 2: con ipotesi VEN1 e DIS2	121	4.300	2.560	25
CASO 3: con ipotesi VEN2 e DIS1	121	7.400	2.560	22
CASO 3: con ipotesi VEN2 e DIS2	121	7.400	2.560	25

(*) Al netto delle componenti A, C e UC

Questi corrispettivi sono fissati in modo da consentire la copertura dei costi di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita attribuiti ai clienti domestici secondo i criteri esposti nella sezione 8. In particolare, il corrispettivo per kWh consumato indicato con il simbolo $\gamma^{BTd} \overline{PG}$ è destinato alla copertura dei costi di generazione, la quota fissa mensile per cliente indicata con il simbolo ρ_1^{BTd} è destinata alla copertura dei costi di vendita e risulta differente a seconda del criterio di attribuzione ipotizzato, il corrispettivo unitario mensile di potenza indicato con il simbolo ρ_2^{BTd} è destinato alla copertura dei costi di distribuzione sulla rete di bassa tensione ed, infine, il corrispettivo per kWh consumato indicato con il simbolo ρ_3^{BTd} è destinato alla copertura dei costi di trasmissione e di distribuzione sulla rete di media tensione e risulta differente a seconda del criterio di attribuzione ipotizzato per la distribuzione sulla rete di media tensione.

La tariffa D1 rappresenta un sensibile cambiamento rispetto all'attuale tariffa per clienti domestici residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW (tabella A3.11). Quest'ultima è infatti caratterizzata da forti variazioni del prezzo unitario dell'energia elettrica al variare dei consumi. La struttura tariffaria esistente riconosce infatti a questi clienti condizioni agevolate sia sul corrispettivo per cliente (quota fissa) che sul corrispettivo per kWh consumato.

Per quanto riguarda il corrispettivo fisso per cliente:

- a) per le forniture con potenza impegnata fino a 1,5 kW la spesa mensile è di 1.475 lire, rispetto alle 6.370 previste per le forniture a clienti non residenti;
- b) per le forniture con potenza impegnata da 1,5 a 3 kW la spesa mensile è di 3.280 lire, rispetto alle 12.740 previste per le forniture a clienti non residenti.

Per quanto riguarda il corrispettivo per kWh consumato, le agevolazioni cosiddette di fascia sociale sono modulate in funzione dei consumi, con condizioni di maggior favore per i primi 75 kWh di consumo mensile. Per questo scaglione di consumo sia la Parte A netta²⁷ che la parte B della tariffa risultano pari a circa un quarto della tariffa applicata ai clienti domestici non residenti con potenza impegnata equivalente (vedi tabella A3/ 11). Ai consumi compresi tra i 75 ed i 150 kWh si applicano aliquote più elevate per la parte A netta, ma ancora fortemente agevolate e le medesime aliquote per la parte B. Superati i 150 kWh/mese la parte B della tariffa si allinea a quella applicata ai clienti domestici non residenti. Nello scaglione di consumo tra i 150 ed i 225 kWh la parte A netta della tariffa è di 126 lire/kWh e la convergenza alle aliquote applicate agli altri clienti domestici si ha solo per i consumi superiori ai 225 kWh mese.

²⁷ Parte A della tariffa al netto delle componenti A2 e A3 inglobate nella tariffa dalla deliberazione n. 70/97.

Tabella A3.11: Stima di tariffe per i clienti domestici, residenti e non residenti, al netto delle componenti A2 e A3 inglobate nella Parte A della tariffa e delle imposte

Classi di consumo	Potenza impegnata fino a 1,5 kW			Potenza impegnata da 1,5 a 3 kW		
	Quota fissa	Parte A netta (1)	Parte B (2)	Quota fissa	Parte A netta (1)	Parte B (2)
KWh	lire/mese	lire/kWh	lire/kWh	lire/mese	lire/kWh	lire/kWh
RESIDENTI						
-Fino a 75	1.475	38,9	40,7	3.280	39,9	40,7
-Da 75 a 150	1.475	54,8	40,7	3.280	76,8	40,7
-Da 150 a 225	1.475	126	88,5	3.280	126	88,5
-Oltre 225	1.475	159	88,5	3.280	159	88,5
NON RESIDENTI	6.370	159	88,5	12.740	159	88,5

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

(1) Al netto delle componenti inglobate nella Parte A della tariffa dalla deliberazione n. 70/97.

(2) Aliquote corrispondenti a un Ct di 66 lire/kWh.

Al crescere dei consumi oltre una determinata soglia, la quantità fatturata alle aliquote agevolate viene progressivamente ridotta, fino al totale esaurimento (cosiddetto "recupero"). Per i clienti con potenza impegnata fino a 3 kW il recupero della fascia sociale inizia ad un livello di consumi pari ai 220 kWh/mese: per ogni kWh oltre i 220 e fino a 370 kWh (che corrisponde al livello di consumo a cui si sono recuperati tutti i 150 kWh di fascia sociale) non solo il cliente paga la tariffa piena relativa al rispettivo scaglione di consumo, ma perde anche l'agevolazione sui consumi dei primi due scaglioni per un volume equivalente di consumi. Il meccanismo di recupero sostituisce progressivamente ai prezzi relativi ai primi due scaglioni di consumo la tariffa piena. Sugli stessi consumi si procede anche al recupero delle agevolazioni sulla quota fissa. Raggiunta la soglia dei 370 kWh/mese il recupero è pertanto terminato. Per i clienti residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW il meccanismo è analogo ma le soglie di recupero sono inferiori, per cui il recupero opera da 150 kWh/mese a 300 kWh/mese.

L'applicazione della tariffa D1 per alcuni clienti domestici, in particolar modo quelli con consumi mensili inferiori a 225 kWh, comporterebbe quindi un forte incremento della spesa mensile. L'Autorità ritiene pertanto importante definire un meccanismo che consenta di gestire la transizione alle nuove tariffe con gradualità.

12.5.2 A3.2.2 Transizione graduale verso il nuovo ordinamento tariffario

Le tariffe D2 e D3 sono di carattere transitorio e consentono di passare con gradualità dalle tariffe attualmente previste per l'utenza domestica alla tariffa D1. All'avvio del nuovo ordinamento tariffario la tariffa D1 dovrebbe costituire un semplice riferimento, non disponibile al cliente domestico. Le imprese distributrici saranno invece obbligate ad offrire le due tariffe di transizione D2 e D3. All'avvio del secondo periodo regolatorio, nell'anno 2004, per l'utenza domestica non ammessa alla tariffa sociale sarà invece definita una sola tariffa D1 allineata al nuovo livello dei costi riconosciuti.

La tariffa D2, al netto delle componenti A, C e UC, per l'anno 2000 potrebbe, ad esempio, essere articolata come segue:

- quota fissa mensile per cliente, pari a 500 lire;
- corrispettivo unitario mensile di potenza, per kW impegnato, pari a 1000 lire;
- corrispettivo unitario di energia, per kWh consumato, così differenziato:

•	consumi da 0 a 75 kWh/mese:	89,7
•	lire/kWh	
•	consumi oltre 75 a 150 kWh/mese:	130
•	lire/kWh	
•	consumi oltre 150 a 220 kWh/mese:	220
•	lire/kWh	
•	consumi oltre 220 a 300 kWh/mese:	440
•	lire/kWh	
•	consumi oltre 300 a 370 kWh/mese:	400
•	lire/kWh	
•	consumi oltre 370 kWh/mese:	200
•	lire/kWh.	

Nella tabella A3.12 i prezzi della tariffa D2, al netto delle componenti A, C e UC, vengono posti a confronto con il costo effettivo sostenuto dal cliente al quale oggi vengono applicate le tariffe per usi domestici residenti con potenza impegnata fino a 3 kW.

Tabella A3.12: Confronto della tariffa D2 con le tariffe per clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW(*)

	<i>D2</i>	<i>Attuale tariffa</i>
Corrispettivo cliente (lire/cliente/mese)	500	0
Corrispettivo di potenza (lire/kW/mese)	1000	1093
Corrispettivi di energia (lire/kWh)		
da 0 a 75 kWh/ mese	89,7	89,7
da 75 a 150 kWh/mese	130,0	126,6
da 150 a 220 kWh/mese	220,0	223,6
da 220 a 225 kWh/mese	440,0	453,6
da 225 a 300 kWh/mese	440,0	486,6
da 300 a 370 kWh/mese	400,0	449,7
oltre 370 kWh/mese	200,0	256,6

(*) Compreso PB corrispondente a Ct pari a 66 lire/kWh

Il sentiero di transizione dall'attuale tariffa per clienti domestici non residenti e per clienti domestici residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW potrebbe prevedere, ad esempio, per l'anno 2000 una tariffa D3 caratterizzata dai parametri:

- quota fissa mensile per cliente pari a lire 3000;
- corrispettivo unitario mensile di potenza, per kW impegnato, pari a 2560 lire;
- corrispettivo unitario di energia, per kWh consumato, pari a 200 lire.

12.5.3 A3.2.3 La tariffa DS

La definizione della *tariffa sociale DS* e la quantificazione dell'onere generato dall'agevolazione riconosciuta ai clienti ammessi richiedono:

- a) l'individuazione di un meccanismo di regolamentazione dell'accesso al regime speciale per clienti in stato di disagio economico;
- b) la definizione di struttura e livelli della *tariffa sociale DS*;

- c) la definizione dei meccanismi di copertura dell'onere derivante dalle condizioni tariffarie più favorevoli previste per la *tariffa DS*.

Per quanto riguarda il *meccanismo di regolamentazione dell'accesso* si propone l'adozione dei "criteri unificati di valutazione della situazione economica dei soggetti che richiedono prestazioni sociali agevolate" (il *cosiddetto riccometro*) con l'individuazione da parte dell'Autorità del valore massimo dell' "indicatore della situazione economica equivalente" per l'accesso del cliente alla tariffa sociale.

Per quanto riguarda la *struttura ed il livello della tariffa sociale*, si propone:

- a) una quota fissa mensile per cliente ridotta rispetto alla tariffa D1;
- b) l'assenza del corrispettivo unitario mensile di potenza, per kW impegnato, pur mantenendo una limitazione della potenza effettivamente a disposizione;
- c) corrispettivi unitari di energia, per kWh consumato, differenziati per fasce di consumo. In particolare vengono individuate fasce di consumo protette e fasce di consumo non protette. La soglia che identifica il confine tra area protetta e area non protetta varia in funzione del numero di componenti del nucleo familiare, come di seguito evidenziato:

- per famiglie di 1-2 componenti: 150 kWh/mese
- per famiglie di 3-4 componenti: 225 kWh/mese
- per famiglie oltre 4 componenti: 300 kWh/mese.

Le soglie sono state identificate sulla base di una ricerca appositamente commissionata dall'Autorità.

La struttura della tariffa sociale che viene proposta si compone dei seguenti elementi:

- a) quota fissa mensile per cliente: lire 1000
- b) corrispettivo unitario di energia, per kWh consumato differenziato in funzione dei consumi:
- fasce protette: primo scaglione: fino a 75 kWh/mese di consumo:
89,7 lire/kWh
secondo scaglione: oltre 75 kWh/mese di consumo:
126,6 lire/kWh
 - fascia non protetta:
143,0 lire/kWh.

L'onere derivante dai minori ricavi conseguenti all'offerta della tariffa sociale sarà ripartito sulla rimanente utenza domestica attraverso la componente tariffaria C1, con aliquota media stimata pari a circa 10 lire/kWh.

12.5.4 A3.2.4 Esempi di applicazione delle tariffe D1, D2, D3, DS e confronto con le attuali tariffe per usi domestici

Nella tabella A3.13 vengono messe a confronto le spese mensili derivanti dall'applicazione delle tariffe D1, D2, D3 e DS, al netto delle componenti A, C e UC, in relazione a differenti livelli di consumo. Per semplicità di calcolo, i parametri della tariffa D1 corrispondono a quelli evidenziati nel CASO 1 della tabella A3.10. Vengono inoltre evidenziate le spese mensili derivanti dall'applicazione delle attuali tariffe previste per forniture con potenza di 3 kW, residenti e non residenti, applicati agli stessi livelli di consumo, al netto delle componenti A.

Tabella A3.13: Confronti delle spese mensili tra le attuali tariffe e le tariffe stimate per il nuovo ordinamento (lire)

	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D3</i>	<i>DS</i>	<i>Attuali residenti</i>	<i>Attuali non residenti</i>
Consumo 150 kWh – famiglia 1-2 componenti	33400	20000	40700	17200	19500	51200
Consumo 225 kWh – famiglia 3-4 componenti	44100	37600	55700	26700	37400	70500
Consumo 300 kWh – famiglia oltre 4 componenti	54900	70600	70700	36200	73900	89700

Appendice 4 - Le opzioni tariffarie multiorarie e il vincolo V2

Per quanto riguarda le opzioni tariffarie base multiorarie, nel presente documento per la consultazione alla sezione 3.4 si afferma che “Poiché la tariffa TV2 non ha struttura multioraria, nella verifica del rispetto del vincolo V2 nel caso di opzioni tariffarie base multiorarie, il confronto con la tariffa TV2 dovrà avvenire applicando l’opzione tariffaria al profilo di consumo tipico, determinato dall’Autorità, dei clienti appartenenti alla tipologia”.

Si afferma anche che “E’ possibile che una opzione tariffaria multioraria compatibile con il vincolo V2 se applicata al profilo tipico, comporti esborsi superiori a quelli che risulterebbero dall’applicazione della tariffa TV2 per i clienti della tipologia il cui profilo di prelievo sia sensibilmente diverso da quello tipico. Per garantire a questi clienti una tutela analoga a quella fornita dal vincolo V2 ai clienti serviti con tariffe non multiorarie, ciascuna opzione tariffaria multioraria regolamentata dovrà soddisfare l’ulteriore condizione che l’esborso che essa comporta per qualsiasi profilo di prelievo sia inferiore ad un tetto, stabilito dall’Autorità come moltiplicatore percentuale del vincolo V2. ”

Di conseguenza, l’opzione tariffaria regolamentata multioraria deve soddisfare due condizioni:

- a) dato un profilo di prelievo *standard*, nelle diverse fasce orarie, definito dall’Autorità, l’esborso che essa comporta deve essere inferiore a quello che deriverebbe dall’applicazione del vincolo V2;
- b) per qualsiasi profilo di prelievo nelle diverse fasce orarie, l’esborso che essa comporta deve essere inferiore all’esborso che deriverebbe dall’applicazione del vincolo V2 incrementato utilizzando un moltiplicatore definito dall’Autorità.

Queste due condizioni vengono descritte nel seguito prima in modo formale e poi spiegate mediante l’ausilio di un esempio.

12.6 A4.1 Verifica della prima condizione

Secondo quanto indicato nella sezione 3.4 del documento, la spesa massima mensile per cliente, $RTV2^m$, al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte, ammessa dal vincolo V2 è pari a

$$RTV2^m = \alpha_1 + \alpha_2 * kW + (\alpha_3 + \gamma \overline{PG^J}) * kWh$$

Nel caso di opzioni tariffarie base multiorarie, poiché a parità di potenza impegnata (se rilevante) e consumo complessivo, l'onere addebitato al cliente può variare in funzione delle fasce orarie nelle quali le potenze sono impegnate e i consumi sono effettuati, la verifica di questa condizione rende necessaria la definizione di un profilo di prelievo *standard*.

Ai fini della verifica del vincolo V2, il profilo di prelievo *standard* può essere ad esempio sintetizzato utilizzando i seguenti parametri φ_y e μ_y , così definiti:

$$\varphi_y = \frac{kW_y}{kW_{MAX}}$$

$$\mu_y = \frac{kWh_y}{kWh} \quad y = 1, \dots, 4$$

dove:

- l'indice y individua la fascia oraria a cui il parametro si riferisce;
- kW_y rappresenta la potenza impegnata nella fascia oraria y ;
- kW_{MAX} rappresenta la massima tra le potenze impegnate nelle diverse fasce orarie;
- kWh_y rappresenta il consumo di energia elettrica effettuato nella fascia oraria y ;
- kWh è il consumo totale di energia elettrica, pari alla somma dei consumi effettuati nelle singole fasce orarie.

L'onere posto a carico del cliente, al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte, con l'applicazione di una generica opzione tariffaria multioraria può allora essere espresso, trascurando gli addebiti per prelievi di energia reattiva e per superi della potenza contrattuale, come:

$$RT = PF + \left(\sum_y^4 LP_y * \varphi_y \right) * kW_{MAX} + \left(\sum_y^4 EP_y * \mu_y \right) * kWh$$

dove:

- LP_y e EP_y sono i prezzi unitari della potenza e dell'energia distinti per ciascuna fascia oraria;
- PF è la quota fissa mensile.

Se si suppone infine che la massima tra le potenze impegnate nelle singole fasce di una opzione multioraria (kW_{MAX}), nell'ipotesi di applicazione di opzioni tariffarie

$$PF + \left(\sum_y^4 LP_y * \varphi_y^{st} \right) * kW + \left(\sum_y^4 EP_y * \mu_y^{st} \right) * kWh \leq \alpha_1 + \alpha_2 * kW + (\alpha_3 + \gamma \overline{PG}^J) * kWh$$

non multiorarie, costituisca la potenza impegnata della fornitura (kW), la verifica della prima condizione può essere effettuata avvalendosi della disuguaglianza:

dove

- la parte sinistra rappresenta l'onere posto a carico del cliente con l'applicazione dell'opzione multioraria (al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte), dato il profilo di prelievo definito dall'Autorità,
- la parte destra indica il vincolo V2 (sempre al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte).

dove l'apice "st" sta ad indicare che si tratta di parametri fissati dall'Autorità.

12.7 A4.2 Verifica della seconda condizione

Le opzioni tariffarie multiorarie devono soddisfare una seconda condizione: per qualsiasi profilo di consumo nelle diverse fasce orarie, l'esborso che esse comportano deve essere inferiore all'esborso che deriverebbe dall'applicazione del vincolo V2 incrementato utilizzando un moltiplicatore definito dall'Autorità.

La verifica di questa seconda condizione può essere fatta avvalendosi della disuguaglianza:

$$PF + \left(\sum_i^n LP_i * \varphi_i \right) * kW + \left(\sum_i^n EP_i * \mu_i \right) * kWh \leq [\alpha_1 + \alpha_2 * kW + (\alpha_3 + \gamma \overline{PG}^J) * kWh] * \kappa$$

dove

- la parte sinistra rappresenta l'onere effettivo posto a carico del cliente con l'applicazione dell'opzione multioraria (al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte), questa volta però, a differenza di quel che accadeva nella verifica della prima condizione, non più con riferimento a un profilo di consumo *standard* definito dall'Autorità, ma per qualsiasi livello di potenza impegnata e consumo nelle fasce orarie, ossia per qualsiasi valore di kW e kWh e per qualsiasi valore dei parametri φ
- la parte destra rappresenta invece il vincolo V2 (sempre al netto delle componenti A, C, UC e delle imposte), nella sua consueta formulazione, moltiplicato per il coefficiente incrementativo κ definito dall'Autorità

12.8 A4.3 Esempio di calcolo

La descrizione formale delle due condizioni è stata effettuata con riferimento a una generica opzione multioraria, nell'esempio di calcolo che segue si considera per contro il caso di un esercente che alimenti una fornitura in media tensione, regolata, nel sistema tariffario oggi in vigore, con tariffe multiorarie per forniture in media tensione fino a 50 kV per profili di media utilizzazione (tabella A4.1).

Tabella A4.1: Corrispettivi di potenza, parte A netta e PB relativi a tariffa multioraria per forniture in media tensione fino a 50 kV – (con media utilizzazione)

<i>Prezzo unitario dell'energia</i>			<i>Corrispettivo mensile di potenza</i>		
F1	lire/kWh	142,2 + 56,5 = 198,7	F1 1° scaglione fino a 3.000 kW	lire/kW	10.520
			F1 2° scaglione fino a 10.000 kW	lire/kW	7.900
			F1 3° scaglione oltre 10.000 kW	lire/kW	5.210
F2	lire/kWh	100,7 + 56,5 = 157,2	F2	lire/kW	4.010
F3	lire/kWh	48,1 + 56,5 = 104,6	F3	lire/kW	1.410
F4	lire/kWh	12 + 56,5 = 68,5	F4	lire/kW	360
Nota: 56,5 lire/kWh è il PB per un Ct = 66 lire/kWh					

Nel passaggio al nuovo ordinamento l'esercente si chiede se, applicando tali corrispettivi, possa rispettare il vincolo V2 imposto dall'Autorità.

Si suppone ad esempio di aver calcolato il vincolo V2 incrementando i parametri del vincolo V1, al netto della componente a copertura dei costi di combustibile, di circa il 15%. Per semplicità di calcolo si suppone in questo esempio che i parametri del vincolo V1 rilevanti siano quelli riportati nella tabella A3.1. Di conseguenza il vincolo V2, riferito a un mese, per l'utenza in media tensione risulta così definito:

$$RTV2 = 427.506 + 6416 *kW + 132,5 * kWh$$

Si suppone inoltre, con riferimento alla simbologia esposta nelle sezioni precedenti, che l’Autorità abbia definito un profilo di prelievo *standard* per l’utenza in media tensione come riportato in tabella A4.2:

Tabella A4.2: Parametri del profilo standard per forniture in media tensione

	<i>Parametro φ - potenza impegnata nella fascia y in rapporto alla potenza impegnata in F4</i>	<i>Parametro μ - consumo nella fascia y su consumo totale</i>
<i>F1</i>	82,3%	18%
<i>F2</i>	92,3%	30%
<i>F3</i>	93,5%	22%
<i>F4</i>	100%	30%

L’ercente effettua la verifica della prima condizione, come descritta nella sezione precedente. E’ evidente che ci sono diverse combinazioni dei prezzi della potenza e dell’energia per fascia oraria che consentono di soddisfare il vincolo.

Si può ipotizzare che nel passaggio al nuovo ordinamento l’ercente voglia determinare le nuove tariffe a partire da quelle applicate in passato. In tal caso risulta che è compatibile una opzione tariffaria analoga a quella praticata in precedenza, salvo una decurtazione del corrispettivo unitario di potenza per i primi due scaglioni di F1 (si veda la tabella A4.3).

Tabella A4.3: Opzione tariffaria multioraria per forniture in media tensione fino a 50 kV che rispetta la prima condizione del vincolo V2

<i>Prezzo unitario dell'energia</i>			<i>Corrispettivo mensile di potenza</i>		
F1	lire/kWh	198,7	F1 1° scaglione fino a 3.000 kW	lire/kW	7.400
			F1 2° scaglione fino a 10.000 kW	lire/kW	7.400
			F1 3° scaglione oltre 10.000 kW	lire/kW	5.210
F2	lire/kWh	157,2	F2	lire/kW	4.010
F3	lire/kWh	104,6	F3	lire/kW	1.410
F4	lire/kWh	68,5	F4	lire/kW	360

L' esercente deve pertanto effettuare la verifica del rispetto della seconda condizione. Ossia l' esercente deve verificare che per qualsiasi profilo sia rispettato il vincolo V2 incrementato utilizzando un parametro k definito dall' Autorità. Nell' esempio si ipotizza che k sia fissato pari a 1,2. L' esercente per rispettare la seconda condizione deve ridurre anche i prezzi unitari dell' energia previsti per la fascia F1 (171 lire/kWh invece di 198,7 lire/kWh).

Nel complesso, per rispettare il vincolo V2, l' esercente deve adeguare la propria opzione, riducendo sia i corrispettivi unitari di potenza per la fascia F1 in relazione ai primi due scaglioni di potenza sia i prezzi unitari dell' energia applicati nella stessa fascia F1 (come descritto nella tabella A4.4):

Tabella A4.4: Opzione tariffaria multioraria per forniture in media tensione fino a 50 kV che rispetta anche la seconda condizione del vincolo V2

<i>Prezzo unitario dell'energia</i>			<i>Corrispettivo mensile di potenza</i>		
F1	lire/kWh	171,0	F1 1° scaglione fino a 3.000 kW	lire/kW	7.200
			F1 2° scaglione fino a 10.000 kW	lire/kW	7.200
			F1 3° scaglione oltre 10.000 kW	lire/kW	5.210
F2	lire/kWh	157,2	F2	lire/kW	4.010
F3	lire/kWh	104,6	F3	lire/kW	1.410
F4	lire/kWh	68,5	F4	lire/kW	360

Nelle tabelle che seguono vengono mostrati a titolo esemplificativo i confronti tra i ricavi che si otterrebbero applicando l'opzione tariffaria multioraria che rispetta le due condizioni del vincolo V2 e i ricavi ammessi per due diverse combinazioni di potenza impegnata e consumo, l'una caratterizzata da un impegno relativamente elevato di potenza e da bassa utilizzazione, l'altro da potenza impegnata meno elevata e da alta utilizzazione della stessa nelle fasce F1 ed F2.

Tabella A4.5: Confronto tra ricavi e vincolo V2

Variabili di scala	Profilo standard (verifica prima condizione)	Profilo con consumi di energia concentrati nelle fasce F1 e F2, senza modulazione della potenza (verifica seconda condizione)
Potenza impegnata 20.000 kW Consumo: 400.000 kWh		
Addebiti opzione tariffaria dell' esercente		
Corrispettivi di potenza	80.389.942	86.964.915
Corrispettivi di energia	48.460.948	63.984.000
TOTALE ADDEBITI	128.850.890	150.948.915
Addebiti con tariffa TV2		(TV2 * k)
α_1	427.506	513.007
α_2	128.317.000	153.980.400
$\alpha_3 + \gamma PG$	52.985.800	63.582.960
TOTALE ADDEBITI	181.730.306	218.076.367

Tabella A4.6: Confronto tra ricavi e vincolo V2

Variabili di scala potenza impegnata 1.000 kW consumo: 180.000 kWh	Profilo standard (verifica prima condizione)	Profilo con consumi di energia concentrati nelle fasce F1 e F2, senza modulazione della potenza (verifica seconda condizione)
Addebiti opzione tariffaria dell'esercente Corrispettivi di potenza Corrispettivi di energia TOTALE ADDEBITI	 6.366.633 21.807.427 28.174.060	 7.200.000 28.792.800 35.992.800
Addebiti con tariffa TV2 α_1 α_2 $\alpha_3 + \gamma_{PG}$ TOTALE ADDEBITI	 427.506 6.415.850 23.843.610 30.686.966	 (TV2 * k) 513.007 7.699.020 28.612.332 36.824.359

Appendice 5 – Possibile quantificazione delle componenti A, C e UC

Nel seguito viene presentata, a titolo esemplificativo, una ipotesi di quantificazione dei corrispettivi unitari delle componenti A, C e UC da applicare alle tipologie di utenza. Come spiegato nelle sezioni 7.6 e 10.4 del documento, questi corrispettivi unitari, articolati in una componente espressa in lire per cliente per mese e in una componente espressa in lire per kWh, vengono calcolati sulla base:

- a) delle necessità di gettito per le componenti A;
 - b) delle esigenze di copertura dei costi relativi per le componenti C e UC,
- e tenuto conto, quando possibile, dei soggetti a cui i costi sono imputabili.

Le necessità di gettito delle componenti A e i costi da coprire con le componenti C e UC sono indicate nella tabella che segue

Tabella A5.1: Possibile quantificazione delle necessità di gettito delle componenti A, C e UC

Componente		Necessità di gettito / costi da coprire (miliardi di lire)	Modalità di calcolo della necessità di gettito e dei costi da coprire
A2bis	Nucleare	900	Determinato dall'Autorità in previsione del completamento del rimborso degli oneri nucleari, per la parte diversa da quella relativa allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti, sia ormai prossimo. Una volta raggiunto questo obiettivo, il gettito di questa componente tariffaria verrà destinato al rimborso degli oneri, prevalentemente futuri, relativi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività a queste connesse e conseguenti.
A3	Fonti rinnovabili	2.220	Determinato in modo da coprire gli incentivi di cui beneficiano gli impianti ammessi ai contributi ai sensi del provvedimento CIP n. 6/92 e della deliberazione dell'Autorità n. 108/97 e n. 82/99. Questi incentivi vengono calcolati come differenza tra la somma del costo evitato di impianto, dell'ulteriore componente e del costo evitato di combustibile e il prezzo di cessione.
A4	Regimi tariffari speciali	870	Determinato in modo da coprire la differenza, per i clienti che beneficiano di regimi tariffari speciali, tra la tariffa attualmente pagata e l'opzione tariffaria TV1 che verrebbe applicata a tali clienti se rientrassero nel regime generale. La necessità di gettito risulta diversa a seconda dei criteri di attribuzione utilizzati, nel calcolo dei parametri del vincolo V1, per la vendita e la distribuzione delle reti di media tensione proposti nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3. La necessità di gettito qui evidenziata risulta quella più elevata.

A5	Ricerca e sviluppo finalizzata di interesse generale, obiettivi specifici di tutela ambientale	n.d.	Questa necessità di gettito non è attualmente disponibile poiché richiede ulteriori analisi e approfondimenti.
A6	Costi non recuperabili	0	Per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario non si prevede necessità di gettito.
C1	Tutela delle fasce di utenza domestica economicamente più deboli	560	Calcolata come differenza tra il gettito stimato della tariffa DS applicata ai clienti domestici ammessi al regime di maggiore favore e quello delle tariffe D2 e D3. Questa differenza può risultare diversa a seconda dei criteri di attribuzione utilizzati, nel calcolo dei parametri della tariffa D1, per la vendita e la distribuzione delle reti di media tensione proposti nelle sezioni 8.2.2 e 8.2.3. La differenza qui evidenziata risulta quella più elevata.
UC1	Compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli	0	Per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario non si prevede necessità di gettito.
UC2	Compensazione di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni previsto per gli impianti idroelettrici ad eccezione di quelli ammessi ai contributi dei provvedimenti CIP n. 6/1992, CIP n. 34/1990, CIP n. 15/1989 e il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo	-1.000	Il gettito derivante dalle maggiorazioni è stato calcolato ipotizzando un valore del costo variabile (di combustibile) pari a 66 lire/kWh e corrisponde a circa 2000 miliardi. Il costo relativo all'ulteriore componente di ricavo è stato stimato pari a circa 1.000 miliardi di lire.

L'ipotesi di quantificazione dei corrispettivi per tutte le tipologie di utenza ad eccezione dell'utenza domestica, è stata effettuata articolando tutte le componenti, ad eccezione delle componenti A4 e UC2, per una quota fissa per cliente pari al 25% dell'aliquota media e in una quota riferita all'energia elettrica prelevata pari al 75% dell'aliquota media. Il rapporto tra l'energia elettrica prelevata e il numero di clienti è stato calcolato sulla base del rapporto tra il totale dei kWh consumati da tutte le tipologie di utenza e il totale del numero di clienti di tutte le tipologie di utenza stimati dall'Autorità per l'anno 2000. Per l'utenza domestica, le aliquote dei corrispettivi sono riferite alla sola energia prelevata.

La componente A4, riferita all'energia elettrica prelevata, risulta uguale per tutte le tipologie di utenza, ad eccezione dell'utenza domestica; la componente UC2, riferita all'energia elettrica prelevata, risulta invece articolata sulla base dell'articolazione delle aliquote A3 (Fonti rinnovabili).

La tabella A5.2 mostra possibili aliquote, espresse in lire per cliente per mese e in lire per kWh, a carico delle tipologie di utenza. In tale tabella sono stati esclusi i clienti che godono di particolari condizioni tariffarie e le componenti tariffarie il cui gettito per il 2000 risulta pari a zero.

Tabella A5.2: Possibile quantificazione delle aliquote unitarie delle componenti A, C e UC

Tipologie di utenza	A2bis		A3		A4 (*)	C1 (**)	UC2
	lire/cliente/mese	lire/kWh	lire/cliente/mese	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh	lire/kWh
BT illuminazione pubblica	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-4,0
BT usi domestici	-	4,2	-	8,2	-	12	-3,8
BT altri usi/clienti vincolati	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-7,3
BT altri usi/clienti pot. Idonei	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-7,3
MT illuminazione pubblica	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-3,3
MT altri usi /clienti vinc.	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-3,2
MT altri usi/clienti pot. Idonei	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-3,2
AT /clienti vincolati	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-3,2
AT / clienti pot. Idonei	1.950	2,6	5.700	6,9	4,8	-	-3,2

(*) Tale componente non è a carico dell'utenza domestica.

(**) Tale componente risulta a carico dei clienti domestici che rientrano nel regime generale

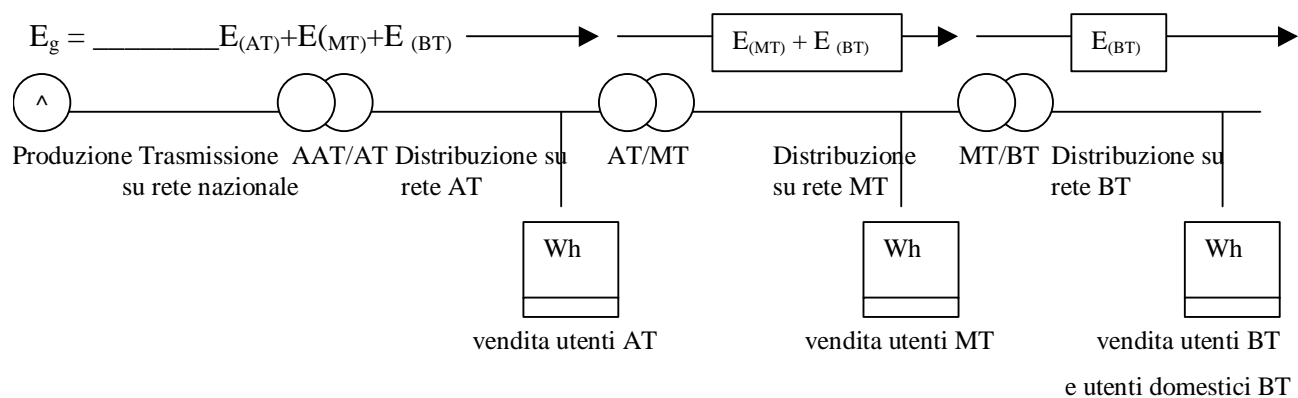
Appendice 6 - Relazione tra nuovo ordinamento tariffario e struttura del sistema elettrico

12.9 A6.1 Articolazione per tipologie di utenza

L'ordinamento tariffario proposto è articolato per tipologie di utenza. Sono previste nove tipologie. Due tipologie alimentate in alta tensione, tre in media tensione e quattro in bassa tensione.

12.10 A6.2 La schematizzazione del sistema elettrico

La schematizzazione del sistema elettrico: produzione (o acquisto per il distributore), trasmissione, (o trasporto sulla rete elettrica nazionale), distribuzione e vendita (o fornitura), può essere rappresentata nel modo seguente:



in cui E_g = Energia elettrica prodotta
 $E_{(AT)}$ = Energia elettrica prelevata dagli utenti delle tipologie di utenza in AT
 $E_{(MT)}$ = Energia elettrica prelevata dagli utenti delle tipologie di utenza in MT
 $E_{(BT)}$ = Energia elettrica prelevata dagli utenti delle tipologie di utenza in BT compresi gli utenti domestici BT

La corrispondenza tra le diverse tipologie di utenza (raggruppate in funzione della tensione di consegna AT, MT e BT, compresa l'utenza domestica) e le fasi o attività

del sistema elettrico interessate per realizzare la fornitura a tutte le utenze della singola tipologia, è rappresentata dalla tabella A6.1:

Tabella A6.1: Corrispondenza tra tipologie di utenza e attività del sistema elettrico

ATTIVITÀ	PARAMETRI PER TIPOLOGIA DI UTENZA <i>c</i>		
	AT <i>c</i> = 8,9	MT <i>c</i> = 5,6,7	BT <i>c</i> = 1,2,3,4
Acquisto di energia elettrica	*	*	*
Trasporto di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale	*	*	*
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in AT	*	*	*
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in MT		*	*
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in BT			*
Vendita di energia elettrica	*	*	*

12.11 A6.3 Struttura dei vincoli tariffari

Il meccanismo di regolazione è disegnato in modo da trasferire su tutti i clienti finali i costi di acquisto e di trasmissione sulla rete nazionale dell'energia elettrica distribuita e riconoscere i costi relativi alle attività di distribuzione e vendita, in funzione dell'utilizzazione o meno della rete elettrica in vari stadi di tensione, come risulta dalla tabella A6.1 .

12.12 A6.4 Opzioni tariffarie e parametri dei vincoli

I distributori possono offrire opzioni tariffarie per ciascuna tipologia di utenza, con esclusione della utenza in BT per usi domestici, differenziate nella propria struttura e nel livello in funzione delle caratteristiche del prelievo. Tuttavia tali opzioni sono soggette a vincoli (o limitazioni):

- la somma degli introiti effettivi relativi a tutte le opzioni tariffarie (base e speciali), prescelte dai clienti e per un determinato periodo di fatturazione, deve risultare inferiore ad un valore massimo V1 (o tetto) prefissato dall'Autorità, ottenuto applicando l'opzione tariffaria di riferimento TV1 ai medesimi clienti, a parità di caratteristiche di prelievo; si sottolinea che l'opzione tariffaria di riferimento, definita dall'Autorità può essere proposta anche dal distributore tra le opzioni tariffarie base;
- la somma degli introiti dal singolo cliente cui è applicata una opzione tariffaria base, prescelta dal medesimo e per un determinato periodo di fatturazione, deve risultare inferiore al valore massimo V2 (o tetto) prefissato dall'Autorità, ottenuto applicando la tariffa di riferimento TV2 al medesimo cliente.

a) L'opzione tariffaria di riferimento TV1 è caratterizzata da una espressione composta dai seguenti parametri:

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

b) La tariffa di riferimento TV2 è caratterizzata da una espressione composta dai seguenti parametri:

$$TV2^c \equiv \{ \alpha_1^c, \alpha_2^c, \alpha_3^c, \gamma^c \overline{PG}^J, A^c, UC^c \}$$

I parametri per il vincolo V1, relativi a ciascuna delle tipologie di utenza c (con $c = 1, 3 \dots 9$), rappresentano:

- ρ_1^c è un corrispettivo fisso (lire/cliente/mese) a copertura:
 - dei costi di vendita;
 - di una parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione.
- ρ_3^c è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - dei costi di trasporto sulla rete nazionale;
 - di una parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione.
- $\gamma^c \overline{PG}$ è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - dei costi di acquisto dell'energia elettrica.

L'espressione: "parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione" sta a significare, che il costo totale di trasporto va suddiviso, generalmente, nelle tre componenti relative al trasporto in AT, in MT e in BT, in relazione alle diverse tipologie di utenza.

Se si indica con RT^c il totale dei ricavi tariffari effettivamente ottenuti nell'anno, si veda al riguardo l'appendice 1, il vincolo V1 si esplicita nella espressione:

$$RTV1^c \equiv \rho_1^c 12 N^c + (\rho_3^c + \gamma^c \overline{PG}) kWh^c + \Omega$$

in cui kWh^c è l'energia elettrica prelevata complessivamente nell'anno (12 mesi) dalla utenza della tipologia c , ed Ω è un maggior ricavo, nel caso delle opzioni tariffarie uguali, per servizi che comportano maggiori costi di fornitura.

Si tralasciano le componenti A^c , C^c , UC^c che costituiscono, per il fornitore, una partita di giro.

c) I parametri per il vincolo V2, sempre relativi a ciascuna tipologia di utenza, sono calcolati in termini percentuali dei parametri ρ del vincolo V1, ma tengono conto di una diversa formulazione del vincolo V2 rispetto al vincolo V1 che rende necessarie alcune riaggregazioni; essi rappresentano :

- α^c_1 è un corrispettivo fisso (lire/cliente/mese) a copertura:
 - dei costi di vendita.
- α^c_2 è un corrispettivo (lire/kW/mese) riferito alla potenza impegnata dal cliente a copertura:
 - di una parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione a MT;
 - dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione a BT.
- α^c_3 è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - dei costi di trasporto sulla rete nazionale;
 - dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione AT;
 - di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione MT.
- $\gamma^c \overline{PG}^J$ è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - del costo di acquisto dell'energia elettrica.

Se per ciascuna opzione tariffaria s nell'ambito della tipologia di utenza c si indica con RT^c_s il totale dei ricavi tariffari effettivamente ottenuti nell'anno (12 mesi) dal cliente i -esimo con potenza impegnata kW_i , (o equivalente, nel caso di un'articolazione multioraria) ed energia elettrica prelevata kWh_i , il vincolo V2 si esplicita nella espressione:

$$RTV2^c = \alpha_1^c 12 + \alpha_2^c 12 kW \left(\sum_{j=1}^6 (\alpha_3^c + \gamma^c \overline{PG}^J) \cdot kWh^J \right)$$

- d) Per le forniture ai clienti domestici allacciati in bassa tensione, le tariffe sono stabilite dall'Autorità per tutte le imprese distributrici; in particolare per il regime normale viene definita una tariffa D1 fissata in modo da coprire i costi del servizio imputabili alla suddetta tipologia di utenza.

In questo caso la struttura tariffaria è conforme ai criteri di aggregazione del vincolo V2, anziché del vincolo V1.

I parametri della suddetta tariffa D1 sono:

- ρ_1^{D1} è un corrispettivo (lire/cliente/mese) riferito alla copertura:
 - dei costi di vendita
- ρ_2^{D1} è un corrispettivo (lire/kW/ mese) riferito alla potenza impegnata dal cliente a copertura:
 - di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione.
- ρ_3^{D1} è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - dei costi di trasmissione;
 - di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione.
- $\gamma^{BTd} \overline{PG^J}$ è un corrispettivo (lire/kWh) riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete a copertura:
 - del costo di acquisto dell'energia elettrica.

Se si indica con RT_i^{D1} il totale dei ricavi effettivamente ottenuti nell'anno (12 mesi) per l'i-esimo cliente domestico in bassa tensione, si ha l'espressione:

$$RT_i^{D1} = 12 * (\rho_1^{D1} + (\rho_2^{D1} * kW_i) + (\rho_3^{D1} + \gamma^{BTd om} \overline{PG^J}) * kWh_i$$

12.13 A6.5 Costi riconosciuti

I costi sostenuti dal distributore sono riferiti e rapportati alle attività di acquisto, di trasporto e di vendita dell'energia elettrica.

a) Acquisto di energia elettrica

Nell'assetto delineato dal decreto legislativo n. 79/99, a regime l'acquirente unico effettuerà cessioni ai distributori a prezzi da esso stesso fissati sulla base di direttive formulate dall'Autorità.

Il costo sostenuto da ciascun distributore per l'approvvigionamento di energia elettrica, nell'ipotesi che i prezzi di cessione fissati dall'acquirente unico siano differenziati per fascia oraria, dipenderà dal profilo di carico della propria utenza.

Il ricavo ammesso dall'Autorità per ciascuna tipologia di utenza a copertura di tali costi, dipende invece dal livello delle componenti dei vincoli tariffari relative all'acquisto di energia elettrica all'ingrosso, espresse in lire per kWh e non differenziate per fascia oraria, determinate dall'Autorità tenendo conto del profilo di carico aggregato, a livello nazionale, della tipologia stessa. Il ricavo ammesso non dipende perciò dal profilo di carico dell'utenza fornita dal distributore.

Da ciò consegue che ciascun distributore è in grado di trasferire interamente l'onere sostenuto per l'approvvigionamento di energia elettrica sulla propria utenza solo se i profili di carico di ciascuna delle tipologie di utenza servite riflettono i profili aggregati presi in considerazione dall'Autorità nella determinazione delle componenti dei vincoli.

Per garantire la piena copertura dei costi l'Autorità propone l'adozione di un meccanismo di correzione delle differenze tra ricavi ammessi (componenti del vincolo V1) e costi effettivamente sostenuti, in base al quale ciascun distributore riceverà o verserà a un fondo di compensazione gli squilibri tra ricavi che avrebbe potuto ottenere applicando l'opzione tariffaria TV1 alla propria utenza e costi effettivamente sostenuti per l'acquisto dell'energia elettrica all'ingrosso.

b) Trasporto dell'energia elettrica.

- sulla rete nazionale di trasmissione.

I costi di trasmissione dell'energia elettrica riconosciuti nei vincoli tariffari riflettono i corrispettivi che i fornitori, direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, dovranno versare al Gestore della rete per il trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle proprie reti di distribuzione.

In analogia a quanto previsto per i costi di acquisto, l'Autorità propone l'adozione di un meccanismo di correzione delle differenze tra ricavi ammessi e costi effettivamente sostenuti per i servizi di trasmissione, finalizzato a consentire il primo trasferimento ai consumatori di tali costi.

- sulla rete di distribuzione.

La rete di distribuzione è suddivisa in tre livelli di tensione: AT, MT e BT. I costi di ciascuno di tali livelli è addebitato a tutte le tipologie di utenza per la cui fornitura tale livello è utilizzato. Così i costi del livello AT vengono addebitati a tutte le tipologie di utenza, mentre i costi del livello BT vengono addebitati alle sole tipologie fornite in BT.

Nei casi in cui un distributore preleva tutta, o parte, dell'energia elettrica fornita ai clienti vincolati da una rete gestita da un altro distributore, verserà a questo i corrispettivi per il trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica prelevata ed il corrispettivo di potenza per il trasporto sulla rete di distribuzione. Tale corrispettivo è determinato con diversi

marginari di discrezionalità a seconda del livello di tensione a cui avvengono prelievi dalla rete dell'altro distributore e consegna alla propria utenza.

c) Vendita dell'energia elettrica

I costi di vendita riflettono i corrispettivi che competono al distributore per i servizi commerciali all'utenza.

d) Riepilogo dei costi riconosciuti

La relazione generale che aggrega tutti i costi riconosciuti per le attività elettriche è formalmente rappresentata dalla seguente espressione:

$$\Sigma C_{TOT} \equiv CG + CT + CD + CVE$$

riferita a tutta l'utenza vincolata, rappresentata dall'insieme delle 9 tipologie. Tenendo presente che in generale il costo del trasporto sulla rete di distribuzione è costituito dalla somma dei costi sulle singole reti di distribuzione rispettivamente a AT, MT e BT, si ha più chiaramente:

$$\Sigma C_{TOT} \equiv CG + CT + (CD_{AT} + CD_{MT} + C_{BT}) + CVE$$

La esplicitazione di tale espressione formale si ottiene definendo e determinando analiticamente i parametri che sono stati introdotti nel vincolo V1 e nella opzione tariffaria D1.

12.14A6.6 Vincoli V1

Riprendendo l'espressione dei ricavi tariffari ammessi dal vincolo V1 per le nove tipologie:

$$RTV1^c \equiv \rho_1^c 12 N^c + \left(\rho_3^c + \gamma^c \overline{PG} \right) kWh^c + \Omega \quad (1)$$

dal totale dei ricavi tariffari che si otterrebbero nell'anno applicando a tutti i clienti della tipologia di utenza c la tariffa di riferimento, in cui kWh^c rappresenta il valore dell'energia elettrica prelevata in un anno, si ottengono le espressioni specifiche per ogni tipologia di utenza c in base ai parametri che riflettono i costi delle varie attività. I termini della espressione (1) sono così formulati:

- $\rho_1^c = \rho_1^{c,ven} + \rho_1^{c,disBT} + \rho_1^{c,disMT}$ (2)

- $\rho_3^c = \text{tras} \rho_3^c + \text{disAT} \rho_3^c + \text{disMT} \rho_3^c \quad (3)$

Sostituendo le espressioni (2) e la (3) nella (1) si ottiene la seguente espressione generale:

$$\text{RTV1}^c = 12N_c \cdot (\text{ven} \rho_1^c + \text{disBT} \rho_1^c + \text{disMT} \rho_1) + (\text{tras} \rho_3^c + \text{disAT} \rho_3^c + \text{disMT} \rho_3 + \gamma^c \cdot \overline{PG}) \text{kWh}^c$$

Sulla base di quanto esposto, la tabella A6.1, con l'esclusione dell'utenza domestica, si traduce nella seguente tabella in cui la corrispondenza tra attività e tipologie di utenza sono sostituite dai parametri che le individuano e le determinano quantitativamente.

Tabella A6.2: Corrispettivi dei vincoli per attività del sistema elettrico e per tipologie di utenza

ATTIVITÀ	PARAMETRI PER TIPOLOGIA DI UTENZA c		
	AT $c = 8,9$	MT $c = 5,6,7$	BT $c = 1,3,4,$
Acquisto di energia elettrica	$\gamma^c \overline{PG}$	$\gamma^c \overline{PG}$	$\gamma^c \overline{PG}$
Trasporto di energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale	$\text{tras} \rho_3^c$	$\text{tras} \rho_3^c$	$\text{tras} \rho_3^c$
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in AT	$\text{disAT} \rho_3^c$	$\text{disAT} \rho_3^c$	$\text{disAT} \rho_3^c$
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in MT	-	$\text{disMT} \rho_1$	$\text{disMT} \rho_3$
Trasporto di energia elettrica sulla rete di distribuzione in BT	-	-	$\text{disBT} \rho_1^c$
Vendita di energia elettrica	$\text{ven} \rho_1^c$	$\text{ven} \rho_1^c$	$\text{ven} \rho_1^c$

12.15A6.7 Vincolo V2

Il vincolo V2 è formulato con una espressione generale formalmente diversa dalla struttura del vincolo V1, espressione in cui si mantiene un riferimento esplicito alla potenza impegnata dal cliente finale sia per avere opzioni tariffarie con una struttura

analoga a quelle attualmente disponibili, sia per surrogare opzioni tariffarie multiorarie, cui risulterebbe diseconomica l'applicazione dei relativi misuratori.

A tal fine è introdotto uno specifico parametro α_2^c , relativo ai corrispettivi per la copertura dei costi di distribuzione, rispettivamente su reti di MT per i clienti allacciati in media tensione e su reti di BT per i clienti allacciati in bassa tensione. Conseguentemente il corrispettivo fisso per cliente α_1^c rimane solo a copertura del costo della vendita.

L'espressione ricavo ammesso da ciascun cliente dalla tariffa TV2 è così esprimibile:

$$RTV2^c = \alpha_1^c 12 + 12 \alpha_2^c kW_i \left(\sum_{j=1}^6 \left(\alpha_3^c + \gamma^c \overline{PG^j} \right) \cdot kWh_i^j \right) \quad (1)$$

Dove:

$$\bullet \quad \alpha_1^c = \overline{\rho_1^c} * (1 + \delta_1) \quad (2)$$

$$\bullet \quad \alpha_2^c = \left(\overline{\rho_1^c}^{disMT} + \overline{\rho_1^c}^{disBT} \right) * \left(\frac{\overline{N^c}}{\overline{KW_{imp}^c}} \right) * (1 + \delta_2) \quad (3)$$

$$\bullet \quad \alpha_3^c = \left(\overline{\rho_3^c}^{tras} + \overline{\rho_3^c}^{disAT} + \overline{\rho_3^c}^{disMT} \right) * (1 + \delta_3) \quad (4)$$

in cui $\overline{KW_{imp}^c}$ è il valore della somma delle potenze impegnate dai clienti della tipologia c e i parametri $\delta_{x(1,2,3)}$ sono aliquote di incremento percentuale fissato dall'Autorità.

Appendice 7 - Elenco dei simboli utilizzati nel documento per la consultazione

Simbolo	Significato	Unità di misura	Sezione in cui il simbolo è introdotto
V1	Vincolo sui ricavi ottenibili dalla fornitura del servizio elettrico all'insieme dei clienti appartenenti ad una tipologia		2.1
V2	Vincolo sui ricavi ottenibili dalla fornitura del servizio elettrico a ciascun cliente		2.1
c	Apice che identifica la tipologia di utenza; c assume valori da 1 a 9		3.2
ρ_1^c	Componente del vincolo V1 relativo alla tipologia di utenza c , a copertura dei costi di vendita e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione	lire/cliente/mese	3.2
ρ_3^c	Componente del vincolo V1 relativo alla tipologia di utenza c , 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	lire/kWh	3.2
$\gamma^c \overline{PG}$	Componente del vincolo V1 relativo alla tipologia di utenza c , a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica.	lire/kWh	3.2
γ^c	Parametro che misura lo 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		3.2
\overline{PG}	Prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nell'anno a cui si riferisce il vincolo V1	lire/kWh	3.2
A^c	Insieme di componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico gravanti sulla tipologia di utenza c		3.2
${}^n A_i^c, {}^e A_i^c$	Corrispettivi relativi alla i -esima componente a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico gravante sui clienti della tipologia c ; l'apice n indica che il corrispettivo è espresso in lire/cliente, l'apice e indica che il corrispettivo è espresso in lire/kWh	lire/cliente, lire/kWh	3.2
A2bis	Corrispettivi relativi alla componente A2bis, a copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1

A3	Componente a copertura degli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1
A4	Componente per il finanziamento dei contributi sostitutivi delle condizioni tariffarie speciali	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1
A5	Componente a copertura di eventuali altri oneri di sistema, riconosciuti dall'Autorità, per interventi strategici nel settore in tema di tutela ambientale, di ricerca e sviluppo e di innovazione tecnologica	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1
A6	Componente a copertura dei costi non recuperabili riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1
C^c	Insieme di componenti a copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale gravanti sulla tipologia di utenza c		4.2
C1	Componente a copertura degli oneri derivanti dalla tutela delle fasce di utenza domestica economicamente più deboli	lire/cliente, lire/kWh	7.6.1
UC^c	Insieme di componenti finalizzate a garantire l'equilibrio economico finanziario dei soggetti esercenti, nonché a garantire una gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario per i clienti, gravanti sulla tipologia di utenza c		3.2.1
${}^nUC_h^c, {}^eUC_h^c$	Corrispettivi relativi all' h -esima componente finalizzata a garantire l'equilibrio economico finanziario dei soggetti esercenti, nonché a garantire una gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario per i clienti, gravanti sulla tipologia di utenza c ; l'apice n indica che il corrispettivo è espresso in lire/cliente, l'apice e indica che il corrispettivo è espresso in lire/kWh	lire/cliente, lire/kWh	3.2.1
UC1	Componente UC1 finalizzata alla compensazione di eventuali squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione e di eventuali conguagli per garantire la copertura completa dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'acquisto di energia elettrica e per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e su altre reti di distribuzione, nonché per il perseguimento della gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario sui clienti	lire/cliente, lire/kWh	7.6.2.
UC2	Componente a copertura di eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici, ad eccezione di quelli ammessi ai contributi ai sensi dei provvedimenti CIP n. 15/1989, n. 34/1990 e n. 6/1992, di proprietà delle imprese produttrici-distributrici, e il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata per assicurare la gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione	lire/cliente, lire/kWh	7.6.2.
$TV1^c$	Opzione tariffaria di riferimento per il vincolo V1 per la tipologia di utenza c		3.2.1
RT^c	Ricavi tariffari effettivamente ottenuti dal distributore dalla fornitura del servizio elettrico alla tipologia c nell'anno cui il vincolo V1 si riferisce	lire	3.2.1

$RTV1^c$	Ricavi tariffari che il distributore avrebbe ottenuto applicando l'opzione tariffaria $TV1^c$ a ciascun cliente della tipologia c , assumendo che le caratteristiche del prelievo fossero pari a quelle effettivamente riscontrate nell'anno cui il vincolo V1 si riferisce	lire	3.2.1
N^c	Numero di clienti della tipologia c serviti dal distributore nell'anno		3.2.1
kWh^c	Energia elettrica prelevata nell'anno a cui il vincolo si riferisce dal complesso dei clienti della tipologia c	kWh	3.2.1
Ω	Maggior ricavo ammesso da opzioni tariffarie speciali associate alla prestazione di servizi che comportano maggiori costi di fornitura per il distributore rispetto a quello normale	lire	3.2.1
Δ_t^c	Differenza tra ricavi effettivi e ricavi massimi ammessi relativi alla tipologia di utenza c nell'anno t a cui si riferisce il vincolo V1	lire	3.3.2
$TV2^c$	Tariffa di riferimento corrispondente al vincolo V2 per la tipologia di utenza c		3.4
α_1^c	Componente del vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza c	lire/cliente/mese	3.4
α_2^c	Componente del vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza c	lire/kW/mese	3.4
α_3^c	Componente del vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza c	lire/kWh	3.4
$\gamma^c \overline{PG}^J$	Componente del vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza c	lire/kWh	3.4
\overline{PG}^J	Prezzo medio di cessione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato nel bimestre J	lire/kWh	3.4
RT_s^c	Ricavo tariffario che si otterrebbe applicando ad un cliente della tipologia c l'opzione tariffaria base s	lire	3.4
$RTV2^c$	Ricavo tariffario che si otterrebbe applicando ad un cliente della tipologia c la tariffa TV2	lire	3.4
ρ_1^{BTd}	Componente della tariffa D1 a copertura dei costi di vendita	lire/cliente/mese	4.2
ρ_2^{BTd}	Componente della tariffa D1 a copertura di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione	lire/kW/mese	4.2
ρ_3^{BTd}	Componente della tariffa D1 a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione e di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione	lire/kWh	4.2
$\gamma^{BTd} \overline{PG}$	Componente della tariffa D1 a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica	lire/kWh	4.2
Ct	Costo variabile medio unitario riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali (deliberazione n. 70/1997)	lire/kWh	7.2.2

R_i	Rendimento atteso dell'investimento in una attività i	%	7.5.2
R_f	Rendimento di attività prive di rischio	%	7.5.2
p_r	Premio, rispetto al rendimento di attività prive di rischio, che gli investitori richiedono per detenere attività con rischio pari a quello medio di mercato	%	7.5.2
β_i	Misura del rischio sistematico, e quindi non diversificabile, dell'attività.		7.5.2
k_e	Rendimento del capitale di rischio	%	7.5.2
E	Capitale di rischio investito nell'impresa	lire	7.5.2
D	Indebitamento dell'impresa	lire	7.5.2
k_d	Rendimento dell'indebitamento	%	7.5.2
t_c	Aliquota fiscale rilevante per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari	%	7.5.2
ρ_1	Corrispettivo ρ_1^c , in cui l'indice della tipologia di utenza è omissso per semplicità		8.1
$^{ven} \rho_1$	Elemento del corrispettivo ρ_1 relativo ai costi riconosciuti di vendita	lire/cliente/mese	8.1
$^{disMT} \rho_1$	Elemento del corrispettivo ρ_1 relativo ai costi riconosciuti di distribuzione su parte delle reti di media tensione	lire/cliente/mese	8.1
$^{disBT} \rho_1$	Elemento del corrispettivo ρ_1 relativo ai costi riconosciuti di distribuzione su reti di bassa tensione	lire/cliente/mese	8.1
ρ_2	Corrispettivo ρ_2^c , in cui l'indice della tipologia di utenza è omissso per semplicità	lire/kW/mese	8.1
ρ_3	Corrispettivo ρ_3^c , in cui l'indice della tipologia di utenza è omissso per semplicità	lire/kWh	8.1
$^{trasm} \rho_1$	Elemento del corrispettivo ρ_1 relativo ai costi riconosciuti di trasmissione	lire/kWh	8.1
$^{disAT} \rho_3$	Elemento del corrispettivo ρ_3 relativo ai costi riconosciuti di distribuzione su reti di alta tensione	lire/kWh	8.1
$^{disMT} \rho_3$	Elemento del corrispettivo ρ_3 relativo ai costi riconosciuti di distribuzione su parte di reti di media tensione	lire/kWh	8.1
$\overline{\gamma PG}$	Componente $\gamma^c \overline{PG}$ in cui l'indice della tipologia di utenza è	lire/kWh	8.1

	omesso per semplicità		
<i>CA</i>	Costo riconosciuto per l'acquisto di energia elettrica	lire	7.7
<i>CT</i>	Costo riconosciuto per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale	lire	7.7
<i>CD_{XX}</i>	Costo riconosciuto per la distribuzione sulle reti al livello di tensione XX (XX assume i valori AT, MT e BT)	lire	7.7
<i>CD</i>	Somma dei costi riconosciuti per la distribuzione sulle reti AT, MT e BT.	lire	7.7
$\overline{\overline{N}}^c$	Stima del numero di clienti della tipologia di utenza <i>c</i> , relativa al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario		7.7
$\overline{\overline{kWh}}^c$	Stima dell'energia elettrica prelevata dai clienti della tipologia di utenza <i>c</i> , relativa al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kWh	7.7
$\overline{\overline{kW}}^{BTdom}$	Stima della potenza impegnata complessivamente dai clienti domestici allacciati in bassa tensione nel primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	7.7
<i>comp^c</i> (C1, A4, UC1)	Gettito stimato delle componenti C1 A4 e UC1 dai clienti della tipologia <i>c</i> per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento	lire	7.7
$\overline{\overline{PG}}^c$	Costo medio annuo di acquisto di energia elettrica all'ingrosso associato al profilo di prelievo della tipologia <i>c</i> e ad un'articolazione dei prezzi di cessione dell'energia elettrica all'ingrosso per fasce orarie determinata dall'Autorità	lire/kWh	8.2.1
$\overline{\overline{kWh}}^{y,c}$	Stima dei consumi di energia elettrica dei clienti appartenenti alla tipologia <i>c</i> relativi ad ogni fascia oraria <i>y</i> per l'anno 2000	kWh	8.2.1
<i>PG^y</i>	Prezzo di cessione dell'energia elettrica nella fascia oraria <i>y</i> fissato dall'Autorità per l'anno 2000	lire/kWh	8.2.1
$\overline{\overline{PG}}$	Prezzo di cessione medio annuo stimato dall'Autorità con riferimento all'anno 2000	lire/kWh	8.2.1
<i>p^c</i>	Perdite medie riconosciute per il trasporto dell'energia elettrica per la fornitura dei clienti della tipologia <i>c</i>	%	8.2.1
<i>CVE</i>	Costi di vendita riconosciuti	lire	8.2.2
$\overline{\overline{kW}}_{imp}$	Stima della potenza complessivamente impegnata dai clienti appartenenti a tutte le tipologie di utenza per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.2
$\overline{\overline{kW}}_{imp}^c$	Stima della potenza impegnata dai clienti della tipologia <i>c</i> per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.2
<i>ct^y</i>	Costo unitario riconosciuto di trasmissione relativo alla fascia oraria <i>y</i>	lire/kWh	8.2.3

cd_{AT}^y	Costo unitario riconosciuto di distribuzione sulle reti di alta tensione relativo alla fascia oraria y	lire/kWh	8.2.3
$\overline{\overline{kW}}_{imp}^{MT}$	Stima della potenza complessivamente impegnata dai clienti allacciati in media tensione per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.3
$\overline{\overline{kW}}_{disp}^{BT}$	Stima della potenza massima di cui è richiesta la disponibilità da parte dell'insieme dei clienti allacciati in bassa tensione, relativa al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.3
$\overline{\overline{kW}}_{imp}^c$	Stima della potenza complessivamente impegnata dai clienti della tipologia di utenza c , relativa al primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.3
$cd_{MT}^{y,BT}$	Costo unitario, relativo alla fascia oraria y , della distribuzione su reti di media tensione attribuito all'insieme dei clienti allacciati in bassa tensione	lire/kWh	8.2.3
$\overline{\overline{kW}}_{imp}^{BT}$	Stima della potenza complessivamente impegnata dai clienti allacciati in bassa tensione, relativamente primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario	kW	8.2.3
δ_1	Aliquota di incremento percentuale per la determinazione dei parametri α_1^c	%	9
δ_2	Aliquota di incremento percentuale per la determinazione dei parametri α_2^c	%	9
δ_3	Aliquota di incremento percentuale per la determinazione dei parametri α_3^c	%	9
I	Tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat	%	10.2.1
X	Obiettivo di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti per le attività di trasmissione, di distribuzione e di vendita	%	10.2.1
Y	Tasso di variazione utilizzabile per riflettere nei vincoli tariffari costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale	%	10.2.1
Q	Margine di variazione finalizzato ad ottenere il gettito per la promozione di ricuperi di qualità del servizio rispetto a standard prefissati	%	10.2.1
Z	Margine di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse	%	10.2.1

Appendice 8 - Glossario dei principali termini tecnici utilizzati nel documento per la consultazione

Termine	Significato
Acquirente unico (articolo 4, comma 1, decreto legislativo n. 79/99)	Società che stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio nonché di parità del trattamento, anche tariffario
Classe tariffaria	Insieme di clienti a cui nell'ordinamento tariffario vigente è applicata la stessa tariffa
Cliente finale idoneo	Persona fisica o giuridica che acquista l'energia elettrica esclusivamente per uso proprio e che ha la capacità, per effetto del decreto legislativo n. 79/99, di stipulare contratti di fornitura di servizi elettrici con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero.
Cliente potenzialmente idoneo	Cliente finale idoneo che richieda, ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, di essere compreso nel mercato dei clienti vincolati
Cliente vincolato	Cliente vincolato è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale dove è localizzata l'utenza. Nel documento l'espressione "clienti vincolati" individua tutti i clienti compresi nel mercato vincolato, quindi anche i clienti potenzialmente idonei
Componenti A^c , C^c	Componenti tariffarie a copertura di, rispettivamente: oneri generali afferenti al sistema elettrico; costi sostenuti nell'interesse generale
Componenti UC^c	Componenti tariffarie finalizzate ad assicurare condizioni di economicità e redditività ai soggetti esercenti, nonché a garantire la gradualità nella transizione al nuovo ordinamento tariffario (articolo 1, comma 1, legge n. 481/95). La componente UC^c compensa eventuali: squilibri del fondo attraverso il quale avverrà la perequazione dei costi di distribuzione nei diversi ambiti territoriali; differenze tra i ricavi ammessi in relazione all'approvvigionamento dell'energia elettrica all'ingrosso per la fornitura dei clienti vincolati e il costo effettivamente sostenuto dal distributore per l'approvvigionamento; differenze tra i ricavi ammessi in relazione ai servizi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione e i costi effettivamente sostenuti dal distributore per l'acquisto di tali servizi dal Gestore della rete di trasmissione nazionale o da altri distributori; nonché per il perseguimento della gradualità degli effetti del nuovo ordinamento tariffario sugli esborsi per il servizio elettrico da parte dei clienti.

	La componente UC^2 copre gli eventuali squilibri tra il gettito derivante dalle maggiorazioni sul corrispettivo di accesso e di uso della rete di trasmissione nazionale previsto per gli impianti idroelettrici convenzionali di proprietà delle imprese produttrici-distributrici e il fabbisogno relativo all'ulteriore componente di ricavo accordata, per assicurare gradualità nella transizione al nuovo assetto organizzativo dell'attività di generazione.
Condizioni di erogazione del servizio (articolo 2, comma 12, lettera i), legge n. 481/95)	Condizioni tecniche, economiche e giuridiche di svolgimento e di erogazione del servizio
Conguaglio (meccanismo di)	Meccanismo per la compensazione dei costi (riconosciuti) sostenuti dal distributore, di cui è consentito il trasferimento diretto sui consumatori in quanto al di fuori del controllo del distributore stesso, basato su un aggiustamento a consuntivo dell'onere per i clienti
Corrispettivi unitari	Elementi che concorrono alla caratterizzazione di una opzione tariffaria o di una tariffa
Costi sostenuti nell'interesse generale (articolo 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/95)	Costituiscono costi sostenuti nell'interesse generale ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera e) della legge n. 481/95 i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.
Distributore o impresa distributrice	Impresa che esercita l'attività di distribuzione. Tale impresa esercita anche l'attività di vendita ai clienti del mercato vincolato collegati alla propria rete di distribuzione
Distribuzione (articolo 2, comma 14, decreto legislativo n. 79/99)	Attività di trasporto e trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione per le consegne ai clienti finali
Fasi del servizio elettrico	Insiemi di attività o fasi del servizio o sistema elettrico. Le fasi del servizio elettrico sono: generazione, trasmissione, distribuzione e vendita.
Fornitura	L'insieme delle attività di distribuzione e vendita.
Fornitore o impresa fornitrice	Impresa che esercita l'attività di fornitura (distribuzione e vendita dell'energia elettrica).
Generazione	L'attività di produzione di energia elettrica.
Introiti tariffari	Insieme dei corrispettivi previsti dalle opzioni tariffarie addebitati dal fornitore alla propria utenza
Livelli specifici di qualità (articolo 2, comma 12, lettera h), legge n. 481/95)	Livelli di qualità del servizio riferiti alla singola prestazione al cliente.
Oneri generali afferenti al sistema elettrico (articolo 3 comma 11, decreto legislativo n. 79/99 e articolo 3 comma 13, decreto legislativo n. 79/99)	Costituiscono oneri generali afferenti al sistema elettrico: 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; la compensazione della maggiore valorizzazione, derivante dall'attuazione della direttiva europea 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;

	<p>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;</p> <p>i costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico;</p> <p>i costi derivanti dalla realizzazione di obiettivi specifici di tutela ambientali;</p> <p>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.</p> <p>Hanno natura di oneri generali afferenti al sistema elettrico, in base all'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, gli oneri connessi alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.</p>
Opzione tariffaria	Insieme di corrispettivi unitari, definito dal fornitore ed offerto a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia, che determina l'esborso a carico del cliente per la fruizione del servizio elettrico, al netto degli oneri fiscali.
Periodo di regolazione	Periodo di tempo durante il quale le tariffe sono automaticamente aggiornate secondo criteri predefiniti.
Opzioni tariffarie base	Opzioni tariffarie, definite dal fornitore ed offerte a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia ad eccezione dei clienti domestici e tali che: a) ogni opzione soddisfi il vincolo V2 relativo alla tipologia di utenza; b) l'insieme delle opzioni tariffarie base e speciali (si veda la definizione successiva) offerte a ciascuna tipologia di utenza soddisfi il vincolo V1 ad essa relativo.
Opzioni tariffarie speciali	Opzioni tariffarie definite dal fornitore ed offerte a tutti i clienti appartenenti alla stessa tipologia - ulteriori rispetto a quelle regolamentate o, per l'utenza domestica, alla tariffa definita dall'Autorità - soggette ad approvazione da parte dell'Autorità e tali da soddisfare, insieme alle opzioni tariffarie base offerte a ciascuna tipologia di clienti, il vincolo V1 relativo a tale tipologia.
Perequazione (meccanismo di) (articolo 3, comma 6, legge n. 481/95)	Meccanismo di riallocazione di risorse tra imprese distributrici, in particolare per la compensazione delle differenze tra i costi di fornitura in diversi ambiti territoriali non imputabili agli esercenti e da questi non controllabili.
Price-cap (articolo 2, comma 18, legge n. 481/95)	Metodo di fissazione e aggiornamento tariffario. L'aggiornamento avviene secondo regole predeterminate per un periodo pluriennale.
Ricavi tariffari	Parte degli introiti tariffari che costituisce direttamente una componente positiva di reddito per l'impresa fornitrice
Sistema elettrico	L'insieme delle attività di generazione, trasmissione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica.
Sussidio incrociato	Applicazione a qualche gruppo di clienti di tariffe troppo elevate in relazione ai costi, allo scopo di poter offrire ad altri gruppi di clienti tariffe inferiori ai costi, senza superare i ricavi massimi ammessi dal vincolo V1
Tariffa (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95)	Prezzo massimo unitario dei servizi (al netto delle imposte). La tariffa è identica, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale, come richiesto dall'articolo 3, comma 2, della legge n. 481/95. La tariffa è costituita da un'insieme di corrispettivi unitari che determina l'esborso massimo a carico del cliente per la fruizione del servizio elettrico, al netto degli oneri fiscali.

Tariffa base	Insieme dei corrispettivi che caratterizzano la tariffa, al netto delle componenti <i>C</i> , delle componenti <i>A</i> e del corrispettivo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica ($\gamma^c PG$)
Tariffa D1	Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire ai clienti domestici al termine del periodo di transizione
Tariffa D2	Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire agli attuali clienti domestici "residenti" con potenza impegnata non superiore a 3 kW durante il primo periodo di regolazione.
Tariffa D3	Tariffa definita dall'Autorità che tutte le imprese fornitrici devono offrire agli attuali clienti domestici non residenti o con potenza impegnata superiore a 3 kW durante il primo periodo regolatorio.
Tariffa DS	Tariffa definita dall'Autorità che le imprese fornitrici devono offrire ai clienti domestici in stato di bisogno economico.
Tipologia di utenza (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95)	Classe di clienti ai quali dovranno essere offerte, in maniera non discriminatoria, le stesse opzioni tariffarie, e sulla quale, nel caso di clienti non domestici, si applicheranno i vincoli V1 e V2.
Trasmissione (articolo 2, comma 24 del decreto legislativo n. 79/99)	Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta
Ulteriore componente di ricavo	Ulteriore componente di ricavo, stimabile in circa 6 lire/kWh, riconosciuta per gli anni 2000 e 2001 a fronte della produzione di energia elettrica destinata alla fornitura del mercato vincolato, ad eccezione di quella ammessa ai contributi ai sensi dei provvedimenti Comitato interministeriale dei prezzi 12 luglio 1989 n. 15, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 167 del 19 luglio 1989, 14 novembre 1990, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 270 del 19 novembre 1990, e 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 109 del 12 maggio 1992, al fine di garantire la gradualità nel passaggio al nuovo ordinamento tariffario
Utente (della rete) (articolo 2, comma 25 del decreto legislativo n. 79/99)	Persona fisica o giuridica che rifornisce o è rifornita da una rete di trasmissione o distribuzione
Vendita	Commercializzazione dell'energia elettrica all'utenza (fissazione delle opzioni tariffarie, misurazione dell'energia, fatturazione ed esazione, altre attività connesse).
Vettore	Insieme di parametri
Vettoriamento (articolo 1, comma 1.1, lettera b), deliberazione dell'Autorità n. 13/99)	Servizio di trasporto dell'energia elettrica da uno o più punti di consegna ad uno o più punti di riconsegna
Vincolo V1	Vincolo ai ricavi medi tariffari che ogni impresa fornitrice può ottenere da clienti che scelgono opzioni tariffarie regolamentate. Il vincolo V1 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V1 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità)
Vincolo V2	Vincolo massimo al ricavo tariffario che ogni impresa fornitrice può ricevere da ciascun cliente che abbia scelto un'opzione tariffaria regolamentata. Il vincolo V2 è uniforme, per ogni tipologia di utenza, sull'intero territorio nazionale. Il vincolo V2 non si applica all'utenza domestica alimentata in bassa tensione per la quale è previsto

	un regime di maggiore tutela (opzioni tariffarie D1, D2, D3 e DS definite dall'Autorità)
--	--