



*Autorità per l'energia elettrica e il gas*

**RELAZIONE TECNICA**

**Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi (deliberazione n. 5/04)**

30 gennaio 2004

## INDICE

PARTE I	Introduzione	4
1	Premessa	4
2	Quadro normativo	5
3	Oggetto e contenuti	7
PARTE II	Criteri generali di regolazione	8
4	I servizi oggetto di regolazione tariffaria	8
5	Riconoscimento dei costi e regolazione delle tariffe	9
PARTE III	Determinazione del costo riconosciuto nell'anno base (2004)	11
6	Aspetti generali	11
7	Costi operativi e ammortamenti	11
8	Capitale investito riconosciuto	14
9	Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto	17
10	Il costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita	20
PARTE IV	Fissazione dei parametri tariffari e dinamiche tariffarie	22
11	Dal costo riconosciuto ai parametri tariffari	22
12	Aggiornamento delle componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione	22
13	Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura e alla commercializzazione del servizio di vendita	24
14	Costi riconosciuti, contributi di allacciamento e diritti fissi	24
PARTE V	Regolazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione per i clienti non domestici, per le imprese distributrici e per i produttori	25
15	Il servizio di trasmissione	25
16	Il servizio di distribuzione	27
PARTE VI	Regolazione del servizio di misura per i clienti non domestici, per le imprese distributrici e per i produttori	31
17	Modalità di erogazione del servizio di misura e obblighi in materia di installazione dei misuratori orari	31
18	Corrispettivi per il servizio di misura	31
PARTE VII	Regolazione del servizio di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato	32
19	Corrispettivi per il servizio di vendita	32
20	Corrispettivi per la cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato	34
PARTE VIII	Le tariffe per i clienti domestici	36
21	Tariffe D1, D2 e D3	36
PARTE IX	Meccanismi di perequazione e integrazione	38
22	Il processo di consultazione in materia di perequazione e integrazione	38
23	Il regime di perequazione generale	39
24	Il regime di perequazione specifico aziendale	42
25	Meccanismi di integrazione	43
PARTE X	Prestazioni patrimoniali imposte, regimi tariffari speciali e integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori	44
26	Prestazioni patrimoniali imposte	44
27	Regimi tariffari speciali e regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori	44
PARTE XI	Fasce orarie	45
28	Modifica delle fasce orarie	45
PARTE XII	Regime transitorio	45
29	Opzioni tariffarie e verifica del vincolo V1: periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004	45

30	Disposizioni transitorie in materia di vendita ai clienti del mercato vincolato e di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici.....	46
	Appendice 1 .....	48
	Capitale investito riconosciuto e vita utile dei cespiti.....	48
1	Capitale investito riconosciuto.....	48
2	Vita utile dei cespiti relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica.....	48
	Appendice 2 .....	49
	Differenze della struttura tariffaria tra il secondo periodo di regolazione e il primo periodo .....	49
1	Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti finali non domestici .....	49
2	Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti domestici.....	52
	Appendice 3 .....	54
	Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali .....	54
1	Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica.....	54
2	Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica.....	55
3	Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di misura e alla commercializzazione dei servizi di trasporto e di vendita dell'energia elettrica .....	58

# **PARTE I**

## **Introduzione**

### **1 Premessa**

- 1.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica (di seguito: il provvedimento) si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 1 aprile 2003 n. 30/03, per la formazione dei provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di trasporto e di corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettere d) ed e), della legge 14 novembre 1995, n. 481, per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007.
- 1.2 La predisposizione del provvedimento è stata preceduta da tre fasi di consultazione dei soggetti interessati. La prima fase di consultazione è stata avviata con il documento 1 luglio 2003 relativo a “Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 - 31 dicembre 2007” (di seguito: documento 1 luglio 2003). Con tale documento l'Autorità ha delineato i propri orientamenti per il secondo periodo regolatorio in relazione:
  - a) alle modalità di riconoscimento dei costi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica;
  - b) ai sistemi di perequazione;
  - c) alle modalità di attribuzione alle diverse tipologie di clientela dei costi riconosciuti ed ai meccanismi tariffari sottostanti;
  - d) alla regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori;
  - e) ai regimi tariffari speciali e alle prestazioni patrimoniali imposte.
- 1.3 Tenuto conto delle osservazioni ricevute in relazione al documento 1 luglio 2003, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere ad una seconda fase di consultazione focalizzata sulle problematiche connesse alle modalità di determinazione dei costi da riconoscere alle imprese per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione tariffaria. A tal fine, in data 12 novembre 2003 è stato diffuso il documento “Determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007” (di seguito: documento 12 novembre 2003).
- 1.4 Gli approfondimenti condotti dall'Autorità in seguito alle osservazioni avanzate al documento 12 novembre 2003 dai soggetti interessati, hanno reso necessaria una terza fase di consultazione relativamente ad alcune ipotesi di revisione delle indicazioni contenute nei due precedenti documenti per la consultazione circa la determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi di distribuzione, di trasmissione, di misura e di vendita dell'energia elettrica, in particolare in riferimento all'attuazione delle disposizioni dell'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge 27 ottobre 2003, n. 290 (legge n. 290/03), relativamente:
  - a) alla rivalutazione delle infrastrutture;
  - b) alla simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap.
- 1.5 A tal fine, in data 13 gennaio 2004, l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione “Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita

dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007". Con tale documento, oltre a quanto indicato al precedente punto, l'Autorità ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti conclusivi relativamente:

- a) al tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto;
- b) alla fissazione degli obiettivi di recupero di produttività per il nuovo periodo di regolazione tenuto conto, in particolare, di una più approfondita analisi degli effetti sul costo del lavoro nel settore elettrico prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003;
- c) alla modalità di costruzione del nuovo vincolo tariffario V1, in particolare con riferimento alle ipotesi avanzate nel documento 1 luglio 2003 circa l'inclusione in detto vincolo dei ricavi derivanti dai contributi relativi all'erogazione del servizio di connessione (contributi di allacciamento) e dall'imposizione dei diritti fissi;
- d) alla definizione dei meccanismi di perequazione e integrazione.

1.6 Il procedimento che ha portato alla definizione del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica è stato condotto parallelamente a quello relativo alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2004-2007, avviato con deliberazione 1 aprile 2003, n. 31/03. Le decisioni adottate dall'Autorità in materia di corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica sono state prese in coerenza con gli obiettivi di miglioramento della qualità dei servizi fissati dall'Autorità con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04 (di seguito: deliberazione n. 4/04).

1.7 La remunerazione offerta dai livelli tariffari fissati con il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica è destinata a coprire i costi connessi con il raggiungimento dei livelli tendenziali di continuità che esprimono, per ciascun ambito territoriale, gli obiettivi obbligatori di qualità. Nell'ambito della deliberazione n. 4/04, invece, sono definiti i meccanismi destinati a remunerare gli interventi e gli investimenti che consentono di superare gli obiettivi obbligatori di qualità, o a penalizzare il mancato raggiungimento di tali obiettivi.

## **2 Quadro normativo**

### *Il quadro normativo nazionale*

2.1 La legge n. 481/95 delinea il quadro generale e le funzioni assegnati all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:

- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
- b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
- c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
- d) "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".

- 2.2 La legge n. 290/03 ha recentemente integrato i criteri a cui l’Autorità è stata chiamata ad attenersi nella fissazione delle “tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione (...) anche al fine di garantire le esigenze di sviluppo del servizio elettrico”. In particolare la legge ha disposto:
- a) la rivalutazione del valore delle infrastrutture;
  - b) l’utilizzo di un tasso di rendimento delle attività prive di rischio almeno in linea con quelle dei titoli di Stato a lungo termine;
  - c) la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap.
- 2.3 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95), da applicarsi in maniera uniforme sull’intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95).
- 2.4 L’articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l’Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all’andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l’efficienza del servizio e l’adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale. L’articolo 2, comma 12, lettera d), inoltre, specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all’Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 2.5 Ai fini dell’aggiornamento delle tariffe la legge n. 481/95 prevede l’utilizzo da parte dell’Autorità del meccanismo del *price-cap*. L’articolo 2, commi 18 e 19, precisa gli elementi che devono essere tenuti in considerazione in sede di aggiornamento annuale delle tariffe:
- a) il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’ISTAT;
  - b) l’obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività (*X factor*);
  - c) il recupero di qualità del servizio rispetto a standard prefissati;
  - d) i costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
  - e) i costi derivanti dall’adozione di interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l’uso efficiente delle risorse.

Tale disposizione è stata recentemente integrata dall’articolo 1 *quinquies*, comma 7, della legge n. 290/03 richiamata in precedenza, il quale stabilisce che il meccanismo del *price-cap* sia applicato limitatamente ai costi operativi e agli ammortamenti, escludendo quindi i costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito.

### ***Il quadro normativo europeo***

- 2.6 La normativa italiana in materia di energia elettrica si inserisce nel più ampio panorama della normativa europea di liberalizzazione del settore e creazione di un mercato interno per l’elettricità. La direttiva europea 96/92/CE, concernente norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica (di seguito: direttiva 96/92/CE), è stata recentemente oggetto di revisione e sostituita dalla direttiva europea 2003/54/CE del 26 giugno 2003.
- 2.7 Il nuovo quadro normativo che si è così delineato prevede alcuni cambiamenti di particolare rilievo, il cui potenziale impatto sulla normativa nazionale è stato valutato e tenuto in considerazione dall’Autorità nel processo di definizione delle regole per il nuovo periodo di regolazione. In particolare è tra l’altro previsto che:

- a) l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione debba essere regolato, prevedendo l'applicazione di tariffe pubblicate ed applicabili a tutti i clienti in maniera non discriminatoria;
- b) l'idoneità venga estesa a tutti i clienti non domestici entro l'1 luglio 2004 e a tutti i clienti entro l'1 luglio 2007.

2.8 Parallelamente al processo di revisione della direttiva 96/92/CE, a livello comunitario è stata inoltre dedicata particolare attenzione allo sviluppo di un quadro normativo coerente in materia di condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica. Sempre in data 26 giugno è stata approvata dal Parlamento la proposta modificata di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di elettricità.

2.9 Detto regolamento in materia di scambi transfrontalieri appare particolarmente rilevante, al fine di favorire la definizione di un quadro coerente di regole per la compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione dei costi sostenuti per effetto dei transiti transfrontalieri, individua una serie di principi generali per la definizione delle tariffe di trasmissione. In particolare è previsto che il corrispettivo per l'accesso alle reti di trasmissione:

- a) rifletta il costo effettivo ed efficiente del servizio e che non sia calcolato in funzione della distanza;
- b) possa essere applicato tanto ai produttori quanto ai consumatori e che il livello del corrispettivo applicato possa, se opportuno, prevedere segnali differenziati per località a livello europeo e nell'ambito del territorio nazionale di ciascuno Stato membro.

### **3 Oggetto e contenuti**

3.1 Il provvedimento ha ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per il periodo regolatorio dall' 1 febbraio 2004 al 31 dicembre 2007.

3.2 Il provvedimento prevede, inoltre, disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi. In particolare, nelle more di una riforma complessiva della relativa normativa, in riferimento alla quale l'Autorità intende avviare una specifica indagine conoscitiva, è prevista l'applicazione del meccanismo del price-cap ai contributi di allacciamento ed ai diritti fissi attualmente previsti dal Capitolo I del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, 19 luglio 1996.

3.3 Il provvedimento:

- a) dispone l'approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 (Allegato A al provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, di seguito richiamato come: Testo integrato), che sostituisce, con riferimento al nuovo periodo regolatorio, l'Allegato A della deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01, come successivamente modificata e integrata;
- b) introduce il meccanismo di aggiornamento dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi;
- c) prevede norme transitorie in relazione all'applicazione delle opzioni tariffarie nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004;

- d) dispone norme transitorie in materia di definizione delle fasce orarie per il periodo 1 febbraio 2004- 31 marzo 2004;
- e) prevede norme transitorie in materia di fissazione della componente a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;

Il provvedimento è completato da disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, per le attività di competenza.

## **PARTE II**

### **Criteri generali di regolazione**

#### **4 I servizi oggetto di regolazione tariffaria.**

4.1 Il sistema tariffario vigente nel mese di gennaio 2004, relativo al primo periodo di regolazione, è stato introdotto col *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica*, approvato con deliberazione 18 ottobre 2001, n. 228/01. Tale sistema identifica tre servizi di pubblica utilità, a loro volta articolati in attività:

- a) il servizio di trasporto, articolato in:
  - i) trasmissione dell'energia elettrica;
  - ii) dispacciamento, remunerato con l'esclusione dei costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie all'erogazione del medesimo servizio di cui all'articolo 5 della deliberazione n. 95/01;
  - iii) distribuzione dell'energia elettrica;
- b) il servizio di vendita, articolato in:
  - i) vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;
  - ii) vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato;
  - iii) dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, remunerato limitatamente ai costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse necessarie per l'erogazione del medesimo servizio anteriormente all'avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01;
- c) il servizio di misura.

4.2 Per il secondo periodo di regolazione, a valere dal mese di febbraio 2004, l'Autorità ha proceduto ad una razionalizzazione della normativa, identificando quali servizi di pubblica utilità oggetto di regolazione tariffaria nell'ambito del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica:

- a) il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- b) il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- c) il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, articolato in:
  - i) cessione dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo all'Acquirente Unico;
  - ii) vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, in capo alle imprese distributrici;

- d) il servizio di misura, articolato nelle seguenti attività:
  - i) installazione e manutenzione dei misuratori;
  - ii) rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 4.3 Come preannunciato nei documenti per la consultazione, per il periodo regolatorio 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, il provvedimento prevede l'identificazione dei corrispettivi associati a ciascuno dei servizi individuati. In particolare, a differenza di quanto previsto nel primo periodo di regolazione, si è provveduto a dare separata evidenza:
  - a) al corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di misura;
  - b) al corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 4.4 Occorre infine segnalare che il presente provvedimento non prevede più la regolazione dei corrispettivi a copertura degli oneri di dispacciamento precedentemente coperti nell'ambito del corrispettivo per il servizio di trasporto. Tali oneri sono ora coperti attraverso l'applicazione del corrispettivo di cui al comma 5.3 del provvedimento e verrà coperto attraverso l'applicazione di una specifica componente tariffaria per i clienti del mercato libero.

## **5 Riconoscimento dei costi e regolazione delle tariffe**

- 5.1 Il provvedimento prevede criteri di regolazione differenziati tra i servizi svolti in regime di esclusiva ed i servizi per i quali è prevista una graduale apertura in senso concorrenziale.
- 5.2 Per i servizi svolti in regime di esclusiva, segnatamente i servizi di trasmissione e di distribuzione, si è proceduto a fissare il livello tariffario iniziale (applicato a partire dal mese di febbraio 2004) sulla base di un esame dei costi sostenuti dagli esercenti nell'anno 2001. Tale livello tariffario base è previsto che venga aggiornato annualmente, secondo il criterio del *price-cap* applicato limitatamente alle componenti destinate alla copertura dei costi operativi, ivi inclusi gli ammortamenti economico-tecnici.
- 5.3 Per i servizi per i quali è prevista l'apertura alla concorrenza ovvero destinati a ridurre il proprio ambito di applicazione coerentemente con l'abbassamento della soglia di idoneità, l'Autorità ha previsto l'applicazione di corrispettivi obbligatori, determinati per l'anno 2004 sulla base di un esame dei costi sostenuti dagli esercenti nell'anno 2001, similmente a quanto previsto per i servizi di trasmissione e di distribuzione. In prospettiva l'Autorità, anno per anno, sulla base dell'effettivo sviluppo della concorrenza nei singoli segmenti di mercato, valuterà l'opportunità di procedere all'adeguamento dei corrispettivi in oggetto (vale a dire: il corrispettivo per il servizio di misura e il corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato).
- 5.4 Con riferimento ai meccanismi di regolazione, tenuto conto degli esiti del processo di consultazione, il provvedimento prevede:
  - a) l'introduzione di un meccanismo di vincoli tariffari (vincoli V1 e V2) e opzioni tariffarie per il servizio distribuzione, similmente a quanto previsto nel primo periodo regolatorio per il servizio di trasporto;
  - b) una tariffa obbligatoria per il servizio di trasmissione;
  - c) una tariffa obbligatoria per i servizi di misura e di vendita.
- 5.5 Con riferimento al servizio di trasmissione occorre precisare che la decisione di prevedere la fissazione di una tariffa obbligatoria, come preannunciato nel documento 1 luglio 2003, è

legata al permanere di una situazione di separazione strutturale tra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale. Solo in seguito alla prevista riunificazione di proprietà e gestione della rete medesima l'Autorità, come indicato nel documento 1 luglio 2003, valuterà l'opportunità di prevedere anche per il servizio di trasmissione l'introduzione di meccanismi basati su opzioni e vincoli tariffari.

- 5.6 Per quanto riguarda la fornitura dell'utenza domestica il provvedimento conferma il meccanismo di maggior tutela adottato nel primo periodo regolatorio, prevedendo un sistema di tariffe amministrative abbinato alla possibilità in capo ai distributori di offrire opzioni tariffarie *ulteriori*.
- 5.7 Con riferimento alle opzioni ulteriori per l'utenza domestica, contrariamente a quanto ipotizzato nel documento 1 luglio 2003, non sono previsti obblighi in capo ai distributori per la presentazione di opzioni biorarie o multiorarie e di cosiddette "opzioni verdi". Tale scelta tiene conto nelle numerose osservazioni avanzate in merito da parte dei soggetti interessati, che inducono a privilegiare l'introduzione di meccanismi di incentivazione dei distributori a proporre opzioni ulteriori domestiche biorarie/multiorarie e "verdi", piuttosto che prevedere obblighi stringenti. In tale prospettiva, fermo restando che l'attuale sistema tariffario non impedisce la proposta da parte dei distributori di opzioni ulteriori domestiche biorarie/multiorarie o "verdi", l'Autorità ha avviato lo studio di opportune soluzioni di incentivazione che potranno essere introdotte nel corso del periodo regolatorio.
- 5.8 Il provvedimento non dà seguito alle ipotesi prospettate nel documento 1 luglio 2003 circa la possibilità di lasciare alle imprese distributrici margini di flessibilità anche in presenza di corrispettivi fissati dall'Autorità, prevedendo in particolare la possibilità di proporre opzioni tariffarie *ulteriori* per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato (esclusi i clienti domestici per i quali è previsto un regime specifico come sopra precisato) e per il servizio di misura. In merito, tenuto conto delle osservazioni avanzate dai soggetti interessati e degli ulteriori approfondimenti condotti dall'Autorità, si è ritenuto che:
- d) la liberalizzazione della fornitura dell'energia elettrica per tutti i clienti finali non domestici, prevista dalla direttiva europea 2003/54/CE a partire dall'1 luglio 2004, renda non opportuno continuare a prevedere margini di flessibilità all'azione dei distributori nell'erogazione di un servizio, la vendita, per il quale perderanno entro pochi mesi l'esclusiva;
  - e) i vantaggi ottenibili dall'introduzione di un regime di opzioni ulteriori per il servizio di misura, tenuto conto del peso relativamente ridotto di tale servizio rispetto al costo complessivo del servizio elettrico, non compensino gli oneri amministrativi e l'accresciuta complessità del sistema tariffario derivante dalla moltiplicazione delle opzioni da gestire.
- 5.9 Con riferimento al servizio di vendita, con il venir meno della possibilità di proporre opzioni ulteriori da parte delle imprese distributrici, si è ritenuto opportuno prevedere una struttura della tariffa obbligatoria di vendita differenziata non solo tra clienti dotati di misuratore in grado di rilevare l'energia nelle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 e clienti non dotati di tale apparecchiatura, ma anche una tariffa bioraria per i clienti dotati di misuratore biorario.

## **PARTE III**

### **Determinazione del costo riconosciuto nell'anno base (2004)**

#### **6 Aspetti generali**

- 6.1 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali del febbraio 2004 per i servizi oggetto di regolazione tariffaria l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, procedendo all'aggregazione delle informazioni di costo desumibili:
- f) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione dell'Autorità 11 maggio 1999, n. 61/99, come successivamente modificata;
  - g) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati a tutti gli esercenti.
- 6.2 Il costo riconosciuto determinato dall'Autorità comprende:
- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
  - b) gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
  - c) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.

#### **7 Costi operativi e ammortamenti**

##### ***Costi operativi e ripartizione delle maggiori efficienze ai sensi della legge n. 290/03***

- 7.1 Come indicato nel documento 12 novembre 2003 e ribadito nel documento 13 gennaio 2004, ai fini del riconoscimento dei costi operativi l'Autorità ha fatto riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica sostenuti dalle imprese esercenti nell'anno 2001, come rilevabili dai bilanci redatti ai sensi della deliberazione dell'Autorità n. 61/99 e successive modificazioni, nonché dalle informazioni aggiuntive rese disponibili dalle medesime imprese esercenti.
- 7.2 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni della legge n. 290/03 in relazione alla previsione di una "*...simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap...*" (obiettivo pari al 4% annuo nel periodo 2000-2003).
- 7.3 A tal fine, come proposto nel documento 13 gennaio 2004, la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2004 relativa ai costi operativi è stata determinata come somma di:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2001, riportato all'anno 2004 attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali nel primo periodo di regolazione e previsti per il secondo periodo;
  - b) quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti; i maggiori recuperi sono calcolati come differenza tra il costo medio riconosciuto per unità di prodotto nell'anno 2001 e il costo medio effettivo riconosciuto per

unità di prodotto nello stesso anno 2001. Tali maggiori recuperi sono poi ponderati per le quantità stimate per l'anno 2004.

$$COR_{04} = COE_{01} * \prod_{j=02}^{03} (1 + RPI_j - X) * (1 + RPI_{04} - \bar{X}) + MRPS_{01} * Q_{04}$$

dove:

$COR_{04}$  è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2004, anno base del secondo periodo di regolazione;

$COE_{01}$  è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2001. Qualora il costo operativo effettivo rilevato risulti superiore al costo riconosciuto applicando i parametri dei vincoli tariffari (al netto delle somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio) in vigore nel medesimo anno 2001,  $COE_{01}$  è posto pari al costo operativo riconosciuto dai vincoli tariffari;

$RPI_j$  è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da applicare nell'anno  $j$ ;

$X$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel primo periodo di regolazione;

$\bar{X}$  è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;

$MRPS_{01}$  sono i maggiori recuperi di efficienza riferiti all'anno 2001 da attribuire agli esercenti, calcolati come:

$$MRPS_{01} = \max \left[ \frac{(COR_{01} - COE_{01}) * \frac{1}{2}}{Q_{01}}; 0 \right]$$

$COR_{01}$  sono i costi operativi riconosciuti applicando i parametri dei vincoli tariffari (al netto delle somme da versare sul conto oneri per recuperi di continuità del servizio) riferiti all'anno 2001 alle grandezze di scala effettive del medesimo anno;

$Q_{01}$  e  $Q_{04}$  sono le grandezze di scala effettive dell'anno 2001 e stimate per l'anno 2004.

- 7.4 Detta modalità di determinazione dei costi operativi riconosciuti si ritiene garantisca un'effettiva simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze, prevedendo che la quota parte dei maggiori recuperi da attribuire agli esercenti secondo le previsioni di legge non risulti ridimensionata per effetto dell'incremento delle grandezze di scala utilizzate per la fissazione dei parametri tariffari per l'anno 2004 rispetto a quelle riferite all'anno 2001.
- 7.5 Le modalità di calcolo sopra richiamate sono state oggetto di critiche, in particolare con riferimento alla decisione dell'Autorità di prevedere che i costi riconosciuti effettivi vengano riportati all'anno 2004 mediante l'applicazione di correttivi per l'inflazione e di correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari, e che vengano successivamente divisi per le grandezze di scala attese per l'anno 2004 ai fini delle determinazioni dei parametri tariffari. Secondo alcuni operatori, infatti, alle imprese verrebbe in questo modo "estratta" impropriamente una quota di ricavo legata all'incremento dei volumi nel periodo 2001-2004, senza che questo sia peraltro previsto dalla legge.
- 7.6 In merito si ritiene che le modalità di riconoscimento dei costi operativi adottate:
- a) siano coerenti con il dettato della legge n. 290/03, e risultino in linea con le determinazioni tariffarie del primo periodo di regolazione quando, ai fini della fissazione dei parametri tariffari per l'anno 2000, il costo riconosciuto calcolato con riferimento all'anno 1997 è stato suddiviso in base ai volumi attesi per il medesimo anno 2000;

- b) non contrastino con la logica del *price-cap* che prevede, all'interno del periodo regolatorio l'adeguamento annuale del prezzo escludendo interventi sui volumi di riferimento all'interno del periodo regolatorio, ma non prevede tale esclusione in sede di revisione del costo riconosciuto tra un periodo regolatorio ed il periodo successivo.

### ***Ammortamenti: allungamento della vita utile dei cespiti***

- 7.7 L'Autorità nel documento 12 novembre 2003 aveva prospettato l'intenzione di riconoscere i costi relativi agli ammortamenti sulla base dei livelli riscontrabili nei bilanci delle imprese e di non procedere ad una revisione della vita utile dei cespiti per il riconoscimento degli ammortamenti ai soli fini regolatori.
- 7.8 Nell'ambito della consultazione è stato fatto notare che il mantenimento di una durata di ammortamento inferiore alle medie europee influisce negativamente sulla percezione del valore delle imprese regolate da parte dei mercati finanziari che attribuiscono grande importanza al mantenimento nel tempo del valore delle immobilizzazioni nette. Il mantenimento nel tempo del valore del capitale investito, d'altro canto, dipende dal simultaneo andamento del livello degli investimenti e degli ammortamenti. Solo nell'ipotesi che il flusso di nuovi investimenti sia inferiore rispetto al livello degli ammortamenti riconosciuti in tariffa si riduce nel tempo il valore del capitale investito netto riconosciuto..
- 7.9 Da un punto di vista tecnico, in ogni caso, il prolungamento della vita utile effettiva dei cespiti utilizzata ai fini tariffari nel settore elettrico italiano è risultata sostenibile e ha trovato ulteriore conforto dalla comparazione con la vita utile riconosciuta ai fini regolatori in altre realtà europee.
- 7.10 La revisione della vita utile dei cespiti e la conseguente riduzione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa comporta una riduzione del costo riconosciuto per l'erogazione dei servizi oggetto di regolazione. Tale riduzione, auspicabile in termini di abbattimento del costo del servizio a carico dei clienti finali, in assenza di altri interventi apparirebbe tuttavia insostenibile rispetto alle esigenze di risorse per gli investimenti segnalate dalle imprese ed evidenziatesi in seguito ai recenti distacchi programmati ed al black-out che hanno coinvolto il nostro Paese.
- 7.11 Come evidenziato nel documento 13 gennaio 2004 e nel prosieguo della presente relazione tecnica, parallelamente all'allungamento della vita utile dei cespiti, si è dato corso alla revisione delle modalità di determinazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari. Tale revisione comporta un aumento dei costi riconosciuti relativi alla remunerazione del capitale investito che va a incidere su tariffe e parametri dei vincoli tariffari.
- 7.12 Gli effetti dei due interventi sopra richiamati (allungamento della vita utile e revisione delle modalità di valutazione del capitale investito riconosciuto) sul livello dei costi riconosciuti sono sostanzialmente equivalenti. La revisione della vita utile dei cespiti può pertanto essere effettuata senza determinare al tempo stesso riduzioni del flusso delle risorse finanziarie per le imprese, e aumenti degli oneri a carico dei clienti finali.

## 8 Capitale investito riconosciuto

- 8.1 Alla valorizzazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo 2004-2007 concorrono le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
  - b) immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici";
  - c) capitale circolante netto;
  - d) poste rettificative (fondo trattamento fine rapporto e altri fondi).

### *Valorizzazione delle immobilizzazioni nette*

- 8.2 Nei documenti 1 luglio e 12 novembre 2003 l'Autorità ha ipotizzato di utilizzare come valore delle immobilizzazioni nette di riferimento per il secondo periodo regolatorio la somma delle immobilizzazioni nette del primo periodo regolatorio, rivalutate per tenere conto dell'inflazione dal 1997 al 2001, e degli investimenti netti operati dalle imprese durante il periodo di regolazione, rivalutati per essere riportati all'anno di riferimento.
- 8.3 In risposta al documento 12 novembre 2003 è stato tuttavia evidenziato da alcuni operatori che il livello del capitale investito netto riconosciuto, valutato ad esempio in termini di capitale investito netto per cliente servito, sarebbe risultato poco realistico e comunque inferiore ai livelli medi europei. Tale "sottovalutazione", sempre secondo quanto evidenziato in sede di consultazione, avrebbe potuto impattare negativamente sulla percezione da parte dei mercati finanziari del valore delle imprese elettriche italiane rispetto a quelle europee, rendendo altresì più difficoltoso e oneroso il reperimento da parte delle medesime imprese delle risorse per gli investimenti.
- 8.4 L'Autorità, già nella nota 4 agosto 1999 aveva indicato la possibilità di una revisione del valore di rimpiazzo del capitale investito a cui far riferimento nella fissazione dei livelli tariffari all'inizio del secondo periodo di regolazione. In detta occasione l'Autorità aveva ipotizzato di far riferimento, in alternativa ai valori contabili, ad una apposita stima peritale.
- 8.5 In tale prospettiva si inserisce anche la legge n. 290/03 che ha introdotto nuovi criteri per l'Autorità ai fini della fissazione delle tariffe per il nuovo periodo regolatorio. L'articolo 1 quinquies, comma 7, della citata legge ha disposto che l'Autorità procedesse alla rivalutazione del valore delle infrastrutture di rete rilevante ai fini della fissazione delle tariffe di remunerazione delle reti per il secondo periodo di regolazione.
- 8.6 Nell'ambito della consultazione è stato inoltre evidenziato come l'Autorità nel documento 12 novembre 2003 avesse previsto la rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette al 31 dicembre 1997 e delle immobilizzazioni acquisite successivamente, mentre per il periodo 1994-1997 non fosse stata prevista alcuna rivalutazione.
- 8.7 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità nel documento 13 gennaio 2004 ha sottoposto a consultazione l'opportunità, per il secondo periodo di regolazione, di introdurre correttivi dei valori delle immobilizzazioni nette utilizzati per la fissazione dei livelli tariffari del primo periodo regolatorio, al fine di pervenire a una valorizzazione delle medesime maggiormente in linea con l'effettiva configurazione delle infrastrutture di rete.
- 8.8 Considerati gli esiti del processo di consultazione, si è pertanto proceduto ad una rivalutazione basata sull'applicazione di indici specifici ai costi storici di acquisto delle immobilizzazioni.

- 8.9 In termini operativi si è proceduto in primo luogo a rivalutare il valore delle immobilizzazioni nette utilizzato nel primo periodo di regolazione. In particolare, il valore delle immobilizzazioni nette al 31 dicembre 1997, coerentemente con le indicazioni contenute nel documento 13 gennaio 2004, è stato adeguato mediante l'applicazione di un coefficiente correttivo del valore iniziale delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari nel periodo 2000-2003. Tale coefficiente correttivo è stato calcolato come rapporto tra il valore che sarebbe stato riconosciuto alle immobilizzazioni nette nel primo periodo di regolazione, qualora fosse stato fissato secondo una logica di rivalutazione del costo storico rivalutato, e il valore delle immobilizzazioni nette preso in considerazione per la fissazione del capitale investito netto nel periodo di regolazione 2000-2003.
- 8.10 Ai fini della valutazione delle immobilizzazioni secondo il metodo del costo storico rivalutato si è fatto riferimento al valore di acquisizione dei cespiti per i quali al 31 dicembre 2001 il fondo ammortamento economico-tecnico non avesse interamente coperto il valore lordo del cespite, al netto di successive rivalutazioni. La rivalutazione dei costi storici è stata effettuata utilizzando il deflatore degli investimenti fissi lordi, riportato nella tabella 1. In merito occorre ricordare che, ai fini della rivalutazione, nel documento 12 novembre 2003 era stato proposto l'utilizzo dell'indice ISTAT dei prezzi alla produzione nel settore "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità" quale correttivo per l'inflazione. Nell'ambito della consultazione i soggetti intervenuti hanno avanzato osservazioni talora radicalmente opposte circa l'accettabilità del deflatore proposto. Tra i soggetti che hanno avanzato osservazioni critiche, due sono i profili di maggior rilievo. In primo luogo è stato fatto notare che rispecchiando l'effettivo andamento dei costi di approvvigionamento del settore elettrico (beneficiando quindi dell'accresciuta efficienza nelle politiche di approvvigionamento), tale deflatore sarebbe non in linea con le esigenze di una regolazione incentivante. In secondo luogo alcuni operatori hanno evidenziato che tale deflatore necessiterebbe comunque di opportuni correttivi non essendo altrimenti in grado di esprimere le variazioni dei costi di tutti i fattori produttivi pluriennali impiegati dalle imprese quali, a titolo esemplificativo, le opere civili necessarie al funzionamento degli impianti di trasporto dell'energia elettrica. Pur non condividendo la prima delle obiezioni svolte poiché la scelta del deflatore nell'ambito delle metodologie di valutazione delle immobilizzazioni a costi correnti è tanto migliore quanto più consente di avvicinare il valore rivalutato dei cespiti al costo di rimpiazzo, si è ritenuta condivisibile la seconda obiezione. Esigenze di semplicità hanno pertanto portato a preferire l'adozione di un indice meno specifico, identificato appunto nel deflatore degli investimenti fissi lordi, che pur in maniera approssimata, si ritiene possa costituire un ragionevole surrogato di un deflatore degli investimenti del settore elettrico calcolato come media ponderata di deflatori specifici per categoria di cespiti.
- 8.11 La scelta del deflatore degli investimenti fissi lordi, in sintesi, si ritiene rappresenti un punto di equilibrio. L'utilizzo di un deflatore composito, calcolato appositamente ai fini delle determinazioni tariffarie, è apparso un percorso eccessivamente complesso e, potenzialmente, fonte di arbitrarietà; per contro, l'utilizzo di un deflatore specifico come quello relativo alla "Fabbricazione di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità" sarebbe invece risultato incapace di rappresentare in maniera adeguata il complesso dei fattori produttivi coinvolti.

Tabella 1 – Deflatore utilizzato per la rivalutazione del costo storico

Anno	Deflatore investimenti fissi lordi	Anno	Deflatore investimenti fissi lordi
1956	25,9398	1979	4,1386
1957	25,2185	1980	3,3713
1958	25,8002	1981	2,7757
1959	25,9822	1982	2,3893
1960	24,9392	1983	2,1369
1961	24,0695	1984	1,9509
1962	23,0890	1985	1,7898
1963	21,3570	1986	1,7233
1964	20,4627	1987	1,6453
1965	20,3982	1988	1,5531
1966	19,8493	1989	1,4736
1967	19,1969	1990	1,3821
1968	18,7650	1991	1,3047
1969	17,7193	1992	1,2550
1970	16,2514	1993	1,2053
1971	15,2545	1994	1,1681
1972	14,5561	1995	1,1237
1973	12,1298	1996	1,0943
1974	9,3947	1997	1,0741
1975	7,9954	1998	1,0564
1976	6,5512	1999	1,0434
1977	5,5108	2000	1,0183
1978	4,8340	2001	1,0000

- 8.12 Il valore lordo rivalutato delle immobilizzazioni così ottenuto è stato corretto per tenere conto del degrado tecnico economico degli impianti, mediante l'applicazione di un coefficiente correttivo del valore lordo, basato sulla vita economico-tecnica utile degli impianti impiegata al fine del calcolo degli ammortamenti (si veda l'appendice 1 – capitale investito e vite utili dei cespiti). Il coefficiente correttivo del valore lordo da applicare è risultato pari a 0,66 per le reti di trasmissione, pari a 0,72 per le reti di distribuzione e pari a 0,53 per le infrastrutture dedicate al servizio di misura.
- 8.13 Alle immobilizzazioni relative il primo periodo di regolazione, rivalutate secondo quanto sopra descritto, sono stati aggiunti gli investimenti netti del periodo 1998-2001, anch'essi opportunamente rivalutati.

***Investimenti degli anni 2002-2003 e trattamento dei premi per miglioramento della continuità del servizio***

- 8.14 Come evidenziato nel documento 12 novembre 2003 la scelta di fare riferimento al capitale investito netto nell'anno 2001 ai fini della determinazione del capitale investito netto dell'anno 2004, comporta l'implicito riconoscimento di investimenti lordi negli anni 2002 e 2003 pari alle dismissioni e agli ammortamenti implicitamente riconosciuti per tale periodo.
- 8.15 L'Autorità nel calcolo del capitale investito netto riconosciuto ha inoltre tenuto conto degli investimenti effettuati negli anni 2002 e 2003, ulteriori rispetto a quelli implicitamente riconosciuti. Tali investimenti sono stati stimati a partire dai dati di bilancio dell'anno 2002.

La congruità delle stime effettuate dall'Autorità verrà verificata in occasione dell'aggiornamento tariffario per l'anno 2005.

- 8.16 Ai fini del calcolo dei livelli tariffari iniziali per l'anno 2004, come anticipato in sede di consultazione, dal capitale investito riconosciuto non è stato dedotto l'ammontare dei costi riconosciuti per miglioramenti della qualità del servizio (i cosiddetti "premi").

### ***Fondo pensione elettrici***

- 8.17 L'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488 ha abolito, a decorrere dal 1 gennaio 2000, il Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private, stabilendo nel contempo l'obbligo a carico dei datori di lavoro di versare un contributo straordinario pari a complessive lire 4.050 miliardi, da erogare in rate annue di eguale importo nel triennio 2000-2002. Lo stesso articolo prevede che il contributo possa essere imputato dalle imprese in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019. Tale onere pluriennale derivante da disposizione di legge è stato imputato come parte del capitale investito riconosciuto. Il valore del fondo è stato imputato al netto delle quote già ammortizzate in quote costanti ventennali.

### ***Capitale circolante netto***

- 8.18 Il valore *del capitale circolante netto* è stato determinato in via convenzionale con riferimento alle attività di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Per tali attività il capitale circolante netto è stato fissato pari all'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.
- 8.19 Per quanto riguarda la commercializzazione delle attività di distribuzione e di vendita, tenuto conto delle osservazioni pervenute, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a una valutazione del capitale circolante netto facendo riferimento al saldo tra crediti e debiti commerciali, comprese le poste relative ai rapporti con la Cassa conguaglio per il settore elettrico, basato su dati medi del settore desumibili dai conti annuali separati relativi agli anni 2001 e 2002.

### ***Poste rettificative***

- 8.20 Al calcolo del valore del capitale investito riconosciuto hanno concorso anche, quali poste rettificative, il fondo trattamento di fine rapporto e i fondi per rischi ed oneri, come desumibili dai bilanci compilati dalle imprese ai sensi della deliberazione n. 61/99 e successive modificazioni e integrazioni.

## **9 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto**

- 9.1 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato fissato con modalità coerenti con quelle adottate nel primo periodo di regolazione. Il tasso è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

9.2 L'Autorità ha determinato il tasso di rendimento del capitale investito come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 7/10 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

$$WACC(\text{real} - \text{pre tax}) = \frac{\left[ 1 + \left( \frac{K_e}{(1-T)} * \frac{E}{(E+D)} + K_d * \frac{(1-tc)}{(1-T)} * \frac{D}{(E+D)} \right) \right]}{1+rpi} - 1$$

dove:

- $K_e$  è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- $E$  è il capitale di rischio;
- $D$  è l'indebitamento;
- $K_d$  è il tasso di rendimento nominale sull'indebitamento;
- $tc$  è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari
- $T$  è l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio;
- $rpi$  è il tasso di inflazione.

9.3 La formulazione sopra riportata si discosta parzialmente da quella utilizzata nel primo periodo di regolazione e indicata nel documento 1 luglio 2003. L'Autorità ha in questo modo dato riscontro ad alcune osservazioni avanzate nel corso della consultazione, definendo una formulazione che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

9.4 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità ha utilizzato il modello 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.

9.5 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. 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.

9.6 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.

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

$$r_i = r_f + \beta_i pr$$

dove:

- $r_f$  è il tasso di rendimento di attività prive di rischio;

- $pr$  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;
- $\beta_i$  è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

- 9.8 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, si ritiene equilibrata ed in linea con le disposizioni della legge n. 290/03, la decisione di utilizzare il rendimento dei titoli di Stato italiani decennali quale tasso delle attività prive di rischio.
- 9.9 In sede di consultazione, sempre con riferimento alla fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, da più parti è stata segnalata l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti, prolungando il periodo in relazione al quale si calcola il tasso medio di rendimento dei titoli di stato decennali fino ad un periodo di quattro anni. Ciò, tuttavia, come evidenziato già nel documento 12 novembre 2003 avrebbe l'effetto di depotenziare fortemente il valore prospettico espresso dal rendimento di titoli di lungo periodo.
- 9.10 Si è pertanto deciso di utilizzare quale tasso delle attività prive di rischio la media di 12 mesi (1 gennaio 2003 – 31 dicembre 2003) dei rendimenti lordi del *BTP decennale benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. L'allungamento a 12 mesi del lasso temporale a cui fare riferimento (rispetto ai 3 mesi proposti nel documento 12 novembre 2003) si ritiene rappresenti un ragionevole punto di equilibrio tra l'esigenza di sterilizzare gli effetti di situazioni contingenti e il mantenimento del valore prospettico del rendimento di titoli di lungo periodo. Il tasso delle attività prive di rischio riconosciuto è pertanto stato fissato pari al 4,25%.
- 9.11 I livelli dei parametri  $\beta$  utilizzati, nella valutazione dell'Autorità e tenuto conto delle osservazioni pervenute, rappresentano un punto di equilibrio tra i livelli riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e le caratteristiche del mercato italiano dell'energia elettrica.
- 9.12 I parametri utilizzati ai fini del calcolo del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sono riassunti nella tabella 2. Come già sottolineato, essi sono stati fissati nel rispetto delle indicazioni di legge (in particolare per i parametri per i quali la legge dava indicazioni specifiche) e riflettono il punto di equilibrio tra le indicazioni spesso divergenti avanzate in sede di consultazione.

Tabella 2 Parametri per la determinazione del tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto

Parametro	Descrizione	Servizio/Attività		
		Trasmissione	Distribuzione	Misura e Commercializzazione vendita
$r_f$	Tasso nominale delle attività prive di rischio	4 e 1/4		
$\beta_{levered}$	Rischio sistematico attività	0,55	0,6	1,0
$Pr$	Premio di mercato (%)	4		
$Kd$ (nominale)	Rendimento cap debito	4 e 2/3		
$T$	Aliquota fiscale (%)	40		
$Tc$	Scudo fiscale (%)	33		
$Rpi$	Inflazione tendenziale media (%)	1,7		
<b>WACC</b>	<b>Costo medio ponderato del capitale (%)</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>	<b>8,4</b>

## 10 Il costo riconosciuto per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita

### *Atribuzione dei costi al servizio di misura, alla commercializzazione del servizio di vendita ed alla commercializzazione del servizio di trasporto*

- 10.1 Nel periodo di regolazione 2000-2003 le componenti del vincolo V1 per il servizio di trasporto  $\rho_1(ven)$  e  $\rho_3(ven)$  coprivano i costi relativi al servizio di misura, alla commercializzazione del servizio di vendita (gestione dei contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative alla vendita ai clienti del mercato vincolato) e alla commercializzazione del servizio di trasporto.
- 10.2 Nel periodo di regolazione 2004-2007 la ripartizione dei costi tra servizio di misura e commercializzazione è stata effettuata, coerentemente con i dati desumibili dai bilanci delle imprese di distribuzione relativi agli esercizi 2001 e 2002 (il 2002, in particolare è stato preso a riferimento per la ripartizione dei costi tra le attività - come individuate dalla deliberazione n. 310/01 - di misura e di vendita, essendo quest'ultima, l'attività relativa alle funzioni commerciali per l'erogazione del servizio di distribuzione e del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato) compilati ai sensi della vigente normativa in materia di separazione contabile e amministrativa, nonché delle ulteriori informazioni rese disponibili dalle imprese nell'ambito del procedimento.
- 10.3 Come segnalato nei documenti di consultazione 1 luglio, 12 novembre e 13 gennaio 2004 ai fini di una corretta allocazione dei costi e dello sviluppo e del consolidamento della concorrenza nella vendita dell'energia elettrica l'Autorità ha ritenuto opportuno enucleare

dai costi riconosciuti per il servizio di distribuzione i costi relativi alla gestione dei contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative alla vendita ai clienti del mercato vincolato (commercializzazione del servizio di vendita).

- 10.4 Non potendo desumere una ripartizione di tali costi direttamente dai bilanci delle imprese di distribuzione, compilati ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità n. 61/99 e n. 310/01, l'Autorità ha sottoposto richieste dati specifiche alle imprese ed ha altresì posto in consultazione l'ipotesi di attribuire al servizio di vendita una quota parte, non superiore al 20% del totale, dei costi di commercializzazione.
- 10.5 In esito all'analisi delle informazioni rese disponibili e tenuto conto delle indicazioni emerse in sede di consultazione, si è proceduto ad attribuire alla commercializzazione del servizio di vendita il 10% dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) riconosciuti alla commercializzazione nel suo complesso.
- 10.6 La remunerazione del capitale investito riconosciuto alla commercializzazione del servizio di vendita è stata calcolata attribuendo al servizio di vendita i 2/3 del capitale investito riconosciuto relativo alla commercializzazione nel suo complesso, composto principalmente dal capitale circolante netto. Tale ripartizione appare essere coerente con il rapporto tra i ricavi relativi all'attività commerciale connessa con la vendita e l'attività commerciale connessa con gli altri servizi erogati dal distributore.

#### ***Quantificazione dei costi riconosciuti per l'anno 2004***

- 10.7 Con l'applicazione dei parametri e delle metodologie sopra descritte è stato determinato il costo riconosciuto (al netto dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi) nell'anno base del secondo periodo regolatorio (2004) per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione tariffaria.
- 10.8 Per il servizio di trasmissione i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2004 ammontano a circa 1.000 milioni di euro, con un aumento rispetto al 2003 di circa il 3%.
- 10.9 Per il servizio di distribuzione, esclusi i costi di commercializzazione del servizio stesso, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2004 ammontano a circa 4.090 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2003 di poco inferiore al 2%.
- 10.10 Per il servizio di misura i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2004 ammontano a circa 730 milioni di euro.
- 10.11 I costi riconosciuti per l'anno 2004 per la commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato ammontano nel complesso, sempre a livello di settore, a circa 590 milioni di euro. In termini comparativi, rispetto al 2003, il costo riconosciuto per il servizio di misura e per la commercializzazione dei servizi di distribuzione e di vendita, si è ridotto di circa il 10%.

## **PARTE IV**

### **Fissazione dei parametri tariffari e dinamiche tariffarie**

#### **11 Dal costo riconosciuto ai parametri tariffari**

- 11.1 Il passaggio dal costo riconosciuto per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione tariffaria (calcolato secondo le modalità sopra descritte) ai parametri dei vincoli tariffari ovvero alle componenti delle tariffe, è stato realizzato in coerenza con i criteri adottati per il primo periodo regolatorio, come indicato nel documento per la consultazione 1 luglio 2003.
- 11.2 In particolare si è fatto ricorso a metodologie di attribuzione dei costi alle varie tipologie contrattuali coerente con quelle utilizzate nel primo periodo di regolazione e descritte in dettaglio nell'appendice 3 alla presente relazione tecnica.
- 11.3 Nell'attribuzione dei costi alle tipologie sono stati adottati opportuni accorgimenti per evitare discontinuità rilevanti rispetto al primo periodo di regolazione conseguenti alla variazione del peso relativo dei costi operativi (compresi gli ammortamenti) e della remunerazione del capitale rispetto al totale dei costi riconosciuti.
- 11.4 Ai fini della fissazione dei parametri e delle componenti tariffarie dell'anno base 2004, l'Autorità ha effettuato una stima delle variabili di scala (numero di punti di prelievo, potenza impegnata e consumi di energia) attese per il medesimo anno 2004.
- 11.5 La stima delle variabili di scala per l'anno 2004 si è basata sui dati disponibili relativi agli anni 2001 e 2002. I tassi di crescita di tali variabili ipotizzati per passare dal 2001/2002 al 2004 sono stati pari all'1,8% annuo con riferimento ai punti di prelievo, al 2,2% annuo per la potenza impegnata, e al 2,5% annuo per l'energia.
- 11.6 Nella fissazione dei parametri tariffari per l'anno 2004, si è tenuto conto della riduzione attesa dei ricavi per le imprese derivante dall'abbattimento dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi del 3,7%, richiamato nel successivo capitolo 14 della presente relazione tecnica.

#### **12 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative ai servizi di trasmissione e di distribuzione**

##### ***Applicazione del price-cap***

- 12.1 Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007, l'Autorità provvederà ad aggiornare annualmente le tariffe ed i parametri tariffari per i servizi di trasmissione e distribuzione secondo il meccanismo del *price-cap*, applicato esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a remunerare i costi operativi (compresi gli ammortamenti), secondo quanto previsto dalla legge n. 290/03.
- 12.2 Il livello di recupero programmato di produttività (*X-factor*) è fissato pari al 3,5% per la distribuzione ed al 2,5% per la trasmissione.
- 12.3 La fissazione degli obiettivi di recupero di produttività tiene conto degli effetti sul costo del lavoro prodotti dal rinnovo del contratto collettivo nazionale siglato nel 2003 e risponde

anche all'esigenza di coerenza tra la dinamica dei ricavi tariffari all'interno del periodo regolatorio e gli obiettivi fissati per il medesimo periodo in materia di miglioramento della continuità del servizio elettrico, come indicato al precedente paragrafo 1.7.

- 12.4 La riduzione dell'*X-factor* rispetto al primo periodo di regolazione (nel 2000-2003 l'*X-factor* era stato fissato al 4% per tutti i servizi regolati ed applicato non solo a costi operativi e ammortamenti, ma a tutti i costi riconosciuti, compresi quelli a remunerazione del capitale) e rispetto a quanto prospettato nel primo e nel secondo documento per la consultazione, tiene conto dei consistenti recuperi di produttività realizzati dalle imprese nel periodo 2000-2003, recuperi che si ritiene possano essere solo in parte replicati nel corso del secondo periodo di regolazione.
- 12.5 Il recupero programmato di produttività così fissato si ritiene sia, da un lato, rispondente alle esigenze di economicità e di redditività nell'erogazione dei servizi e, dall'altro, di piena tutela degli interessi di utenti e consumatori, secondo le indicazioni dell'articolo 1 della legge n. 481/95.
- 12.6 In sede di aggiornamento annuale con il meccanismo del *price-cap* l'Autorità terrà inoltre conto degli ulteriori elementi previsti dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95.

#### ***Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari relativi alla remunerazione del capitale investito***

- 12.7 La legge n. 290/03 esclude dall'applicazione del meccanismo del *price-cap* la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito.
- 12.8 Nei documenti per la consultazione 12 novembre 2003 e 13 gennaio 2004, era stata sottoposta a consultazione la possibilità di introdurre un meccanismo di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito che prevedesse:
- a) la rivalutazione annuale del valore del capitale investito riconosciuto;
  - b) l'adeguamento delle componenti tariffarie per tener conto della crescita attesa dei volumi del servizio erogato.
- 12.9 In esito al processo di consultazione, e tenuto conto degli ulteriori approfondimenti normativi effettuati, si è ritenuto opportuno prevedere modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito che prevedano nella sostanza una revisione annuale del livello del capitale investito riconosciuto, anche in riferimento alla dinamica degli investimenti in nuove infrastrutture di rete.
- 12.10 Parallelamente all'aggiornamento annuale secondo il meccanismo del *price-cap* della parte delle componenti tariffarie a copertura di costi operativi e ammortamenti, pertanto, l'Autorità aggiornerà la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito, tramite la revisione del capitale investito riconosciuto di settore oggetto di remunerazione. Tale revisione prevedrà il calcolo:
- a) della rivalutazione del valore delle immobilizzazioni applicando la variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferita agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
  - b) degli investimenti netti effettuati nell'anno precedente dalle imprese.
- Trattandosi della quota parte delle componenti tariffarie non soggette a *price-cap*, su base annuale l'Autorità procederà altresì a rivedere le variabili di scala in base alle quali ripartire i costi riconosciuti a copertura della remunerazione del capitale investito.

- 12.11 Ai fini della quantificazione del livello degli investimenti netti realizzati dalle imprese, l'Autorità procederà a confrontare il livello degli investimenti lordi realizzati dalle imprese, con il livello degli ammortamenti implicitamente riconosciuti in tariffa.
- 12.12 Tale modalità di aggiornamento della quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito garantisce pertanto l'immediata remunerazione in tariffa dei nuovi investimenti sia in reti di trasmissione che in reti di distribuzione.

### ***Sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica***

- 12.13 Le straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, connesse anche al black-out generalizzato che ha colpito il nostro Paese, hanno evidenziato l'esigenza di prevedere opportune misure destinate a sostenere gli investimenti di sviluppo della rete. Come proposto nell'ambito del processo di consultazione, il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede che agli interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale che saranno approvati dal Ministero delle attività produttive e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono, venga riconosciuto un rendimento più elevato. In riferimento a tali investimenti, pertanto, l'Autorità, in sede di revisione annuale delle tariffe, applicherà un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto in generale al servizio di trasmissione.

## **13 Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura e alla commercializzazione del servizio di vendita**

- 13.1 Con riferimento alle componenti tariffarie destinate alla remunerazione del servizio di misura (componenti MIS<sub>1</sub> e MIS<sub>3</sub> di cui agli articoli 39 e 40 del Testo integrato) ed alla commercializzazione del servizio di vendita (componenti COV<sub>1</sub> e COV<sub>3</sub> di cui all'articolo 22 del Testo integrato), non sono previsti meccanismi automatici di aggiornamento annuale.
- 13.2 Tanto il servizio di misura quanto il servizio di vendita sono oggetto del processo di liberalizzazione. In relazione all'evoluzione di tale processo di liberalizzazione, pertanto, l'Autorità verificherà annualmente la congruità dei livelli delle componenti tariffarie associate a tali servizi, anche al fine di incentivare lo sviluppo della concorrenza.

## **14 Costi riconosciuti, contributi di allacciamento e diritti fissi**

- 14.1 Nel documento 1 luglio 2003 l'Autorità aveva proposto per la consultazione l'ipotesi di includere nel vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi per il servizio di distribuzione VI, anche i ricavi ottenuti dall'applicazione dei contributi di allacciamento e dall'applicazione dei diritti fissi.
- 14.2 In esito alla consultazione, pur emergendo un ampio consenso circa l'opportunità di includere anche i ricavi derivanti da contributi di allacciamento e diritti fissi a controllo

tariffario, l'ipotesi di introdurre un sistema flessibile di "opzioni di connessione" è stata oggetto di critiche e ritenuta motivo di inutile complicazione del sistema tariffario.

- 14.3 Alla luce di tali considerazioni, anche al fine di evitare l'aumento dell'onere amministrativo in capo alle imprese distributrici per la gestione del sistema tariffario, si è pertanto ritenuto di non dover dare seguito alla proposta di introdurre un sistema di regolazione flessibile dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi basato su opzioni.
- 14.4 Pertanto per il periodo di regolazione 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2007, i contributi di allacciamento ed i diritti fissi saranno sottoposti a controllo tariffario direttamente tramite l'applicazione del meccanismo del *price-cap*.
- 14.5 Occorre in merito ricordare che, convenzionalmente, in sede di determinazione dei costi riconosciuti destinati ad essere coperti tramite l'applicazione dei parametri tariffari, i ricavi derivanti dall'applicazione dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi sono portati a riduzione dei costi operativi. Anche ai sensi delle disposizioni dell'articolo 1 *quinquies* della legge 27 ottobre 2003, n. 290, pertanto, i contributi di allacciamento ed i diritti fissi concorrendo alla copertura dei costi operativi, devono essere aggiornati tramite l'applicazione del *price-cap*.
- 14.6 L'articolo 9 della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica dispone, a valere dall'1 febbraio 2004, che il livello dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi sia ridotto del 3,7%, coerente con la riduzione ipotizzata per i costi operativi nel periodo 2001-2004.
- 14.7 Per gli anni successivi al 2004 e fino al 2007 l'Autorità provvederà all'aggiornamento dei corrispettivi relativi ai contributi di allacciamento e ai diritti fissi applicando il meccanismo del *price-cap*, previsto dal comma 9.2 del medesimo articolo 9, similmente a quanto previsto per la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione.
- 14.8 Sempre ai fini dell'applicazione dei contributi di allacciamento, l'articolo 10 della deliberazione oggetto della presente relazione tecnica prevede che la richiesta, da parte del distributore al cliente, di adeguamento della potenza disponibile e, quindi, l'addebito dei relativi oneri di allacciamento, possa avvenire solo nel caso di superi sistematici della potenza disponibile, ossia ripetuti nel tempo (almeno tre episodi nell'arco di 12 mesi).

## **PARTE V**

### **Regolazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione per i clienti non domestici, per le imprese distributrici e per i produttori**

#### **15 Il servizio di trasmissione**

##### ***Erogazione del servizio di trasmissione ai clienti finali***

- 15.1 Gli articoli 5 e 6 del Testo integrato prevedono la regolazione economica relativa al servizio di trasmissione per i clienti finali.

- 15.2 In particolare è disposta l'applicazione da parte dell'impresa distributrice ai clienti finali di una tariffa di trasmissione obbligatoria (componente *TRAS*), espressa in centesimi di euro/kWh:
- a) monoraria per i clienti non dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 (comma 5.1, lettera a));
  - b) differenziata per fasce orarie per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 (comma 5.1, lettera b)).
- 15.3 L'articolo 6 del Testo integrato prevede le regole di aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione. L'aggiornamento avviene in maniera differenziata per la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) e per la rimanente quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 15.4 Per la quota parte relativa ai costi operativi (pari al 65% del totale) è prevista l'applicazione del *price-cap*. Ogni anno pertanto l'Autorità procederà all'aggiornamento applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat,;
  - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, pari al 2,5%;
  - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
  - d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.
- 15.5 Per la quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto (pari al 35% del totale), alla quale non si applica il *price-cap*, è prevista una revisione annuale per tener conto:
- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
  - b) del tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
  - c) del tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
  - d) del tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione.
- 15.6 In relazione alla lettera d) di cui al precedente paragrafo, la maggiorazione della remunerazione è prevista pari a due punti percentuali rispetto al rendimento riconosciuto in generale al capitale investito del servizio di trasmissione (vedi anche il precedente paragrafo 12.13).

### ***Erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori***

- 15.7 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici e per i produttori è prevista dalla Sezione 3 del Titolo 2 della Parte II del Testo integrato (articoli da 17 a 21 del Testo integrato).
- 15.8 L'articolo 17 del Testo integrato dispone il versamento da parte delle imprese distributrici al Gestore della rete della componente CTR applicata all'energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale (punti di connessione di un impianto di produzione ad una rete di distribuzione) in alta e altissima tensione.
- 15.9 Il comma 17.1 del Testo integrato, in coerenza con quanto già previsto nel precedente periodo regolatorio, prevede che la componente CTR venga versata al titolare dell'impianto

di produzione quando questo risulta connesso alla rete di distribuzione in media o in bassa tensione.

- 15.10 L'articolo 18 del Testo integrato definisce la regolazione economica relativa all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione da un'impresa distributrice ad un'altra impresa distributrice. In particolare è disposto che ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata un corrispettivo composto:
- a) dalla componente *CTR* di cui al comma 17.1 del Testo integrato, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione;
  - b) dalla componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;
  - c) dalla componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione.
- 15.11 La regolazione del corrispettivo per il servizio di trasmissione dovuto dagli impianti di produzione in relazione all'energia elettrica prodotta e immessa nella rete è prevista dall'articolo 19 del Testo integrato. Il provvedimento prevede che il corrispettivo dovuto dagli impianti di produzione in relazione all'energia prodotta e immessa resti immutato rispetto a quello in vigore nel 2003.
- 15.12 L'articolo 20 del Testo integrato, dispone la ripartizione tra proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale e Gestore della rete di trasmissione dei ricavi derivanti dall'applicazione della componente *CTR*. Il corrispettivo destinato a coprire i costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete (comma 20.1, lettera b)) è stato determinato in maniera tale da garantire un gettito atteso nel corso del 2004 capace di coprire integralmente gli oneri (pari a 12 milioni di euro per l'anno 2004) per investimenti relativi al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica.
- 15.13 Con separato provvedimento l'Autorità interverrà per aggiornare, per il periodo 2004-2007, le modalità di calcolo dei canoni annuali di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000.
- 15.14 L'aggiornamento annuale della componente *CTR* e delle altre componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione è disposto dall'articolo 21, coerentemente con quanto disposto dall'articolo 6 del Testo integrato per la componente *TRAS* (vedi precedenti paragrafi 15.3 e seguenti).

## **16 Il servizio di distribuzione**

### ***Opzioni tariffarie***

- 16.1 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di distribuzione avviene tramite un sistema di vincoli e opzioni, similmente a quanto previsto nel 2003 per il servizio di trasporto.
- 16.2 Ciascuna impresa distributrice (salvo quanto disposto dall'articolo 13 del Testo integrato in materia di regime semplificato per il servizio di distribuzione, descritto nel successivo

paragrafo 16.14 della presente relazione tecnica) ai sensi dell'articolo 7 del Testo integrato è tenuta a presentare almeno una opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione destinata ai clienti di tutte le tipologie contrattuali, esclusi i clienti domestici. E' prevista anche la possibilità di proporre per l'approvazione opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione.

- 16.3 La proposta delle opzioni tariffarie, base e speciali, deve avvenire entro il 30 settembre di ciascun anno, ai fini della loro applicazione a partire dall'1 gennaio dell'anno successivo (articolo 4 del Testo integrato). La verifica e approvazione delle opzioni tariffarie è riservata all'Autorità.
- 16.4 Ai sensi del comma 3.3 del Testo integrato le opzioni devono essere offerte in maniera non discriminatoria. Nell'ambito di una stessa tipologia contrattuale l'offerta delle opzioni tariffarie può pertanto essere limitata esclusivamente in funzione di parametri elettrici oggettivamente definibili quali, ad esempio, la potenza disponibile.

### ***I vincoli V1 e V2***

- 16.5 Il vincolo V1, vincolo al ricavo massimo annuo conseguibile da ciascun distributore con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale, è definito nell'articolo 8 del Testo integrato. Tutti i ricavi conseguenti all'applicazioni di opzioni tariffarie base e speciali sono sottoposti al vincolo V1. Il vincolo V1 è determinate sulla base dell'applicazione dell'opzione tariffaria TV1 composta dalle componenti:
- $\rho_1$ , espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, formata dalle componenti  $\rho_1(\text{disMT})$ ,  $\rho_1(\text{disBT})$  e  $\rho_1(\text{cot})$ ;
  - $\rho_3$ , espressa in centesimi di euro per kWh, formata dalle componenti  $\rho_3(\text{disAT})$ ,  $\rho_3(\text{disMT})$ ,  $\rho_3(\text{disBT})$  e  $\rho_3(\text{cot})$ .
- 16.6 L'articolo 9 del Testo integrato fissa le modalità di verifica del rispetto del vincolo V1. In particolare dispone che ciascuna impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia diverse dall'utenza domestica, dichiarare:
- a) l'ammontare dei ricavi ammessi dal vincolo V1 e l'ammontare dei ricavi effettivi relativi all'anno solare precedente;
  - b) l'ammontare dei ricavi eccedentari relativi all'anno solare precedente, essendo i ricavi eccedentari pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi riferiti al medesimo anno solare.
- 16.7 Nel caso l'impresa distributrice abbia conseguito ricavi eccedentari è tenuta a procedere all'immediata restituzione ai clienti, secondo le modalità descritte ai commi da 9.2 a 9.5 del Testo integrato, solo nel caso in cui i ricavi eccedentari siano superiori al 3% del ricavo ammesso.
- 16.8 Nel caso di ricavi eccedentari pari o inferiori al 3%, ai sensi del comma 9.6 del Testo integrato, detti ricavi eccedentari dovranno essere accantonati dall'impresa distributrice e, nell'anno successivo, dovranno essere sommati ai ricavi effettivi rilevanti per la verifica del vincolo V1.
- 16.9 La tariffa massima per il servizio di distribuzione (tariffa TV2) è determinata ai sensi dell'articolo 10 del Testo integrato. La tariffa TV2 prevede una componente  $\alpha_1$ , espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno; una componente  $\alpha_2$ , espressa in centesimi di euro per kW per anno e in una componente  $\alpha_3$ , espressa in centesimi di euro per kWh.

16.10 Le componenti  $\alpha$  della tariffa TV2 sono calcolate in funzione degli elementi dell'opzione tariffaria TV1. In particolare:

$$\alpha_1 = \rho_1(cot) \times \delta_1;$$

$$\alpha_2 = [\rho_1(disMT) + \rho_1(disBT)] \times \delta_2 + [\rho_3(disMT) + \rho_3(disBT) + \rho_3(cot)] \times \delta_4;$$

$$\alpha_3 = \rho_3(disAT) \times \delta_3$$

16.11 I valori dei parametri  $\delta_1$ ,  $\delta_2$ ,  $\delta_3$  e  $\delta_4$ , relativi a ciascuna tipologia contrattuale rilevante, sono fissati nella tabella 4 di cui all'allegato n.1 al Testo integrato.

16.12 Le opzioni tariffarie base proposte dalle imprese distributrici devono essere compatibili con il vincolo V2, ossia prevedere, per ciascun cliente, addebiti inferiori a quelli comportati dall'applicazione della tariffa TV2.

16.13 Nel caso di opzioni tariffarie base multiorarie la compatibilità con il vincolo V2 è data dalla verifica congiunta delle seguenti due condizioni:

- a) per ogni combinazione di potenza massima impegnata ed energia elettrica annualmente prelevata da un cliente, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria ad un cliente con distribuzione temporale del prelievo pari alla distribuzione temporale di riferimento fissato dall'Autorità;
- b) per ogni distribuzione temporale del prelievo, l'addebito che deriverebbe dall'applicazione della tariffa TV2 con le componenti  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\alpha_3$  aumentate del 100 % è superiore all'addebito che deriverebbe dall'applicazione dell'opzione tariffaria multioraria.

### ***Regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione***

16.14 L'articolo 13 del Testo integrato dispone norme di semplificazione in materia di opzioni tariffarie e verifica del vincolo V1. In particolare è previsto che le imprese distributrici sulla cui rete sono presenti meno di 5.000 punti di prelievo (alla data del 31 dicembre 2003), possano optare per un regime tariffario semplificato.

16.15 Ai sensi del comma 13.2 del sopra richiamato articolo, il regime semplificato prevede l'esenzione dall'obbligo di proporre opzioni tariffarie base per il servizio di distribuzione. Le imprese distributrici che chiederanno di essere ammesse al regime semplificato e che risulteranno averne diritto, in luogo delle opzioni tariffarie applicheranno ai propri clienti la tariffa TV2.

16.16 Le imprese ammesse al regime semplificato sono esentate dalla verifica del rispetto del vincolo V1. Per contro, le medesime imprese non possono partecipare ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.

### ***Punti di emergenza***

16.17 La disciplina dell'applicazione dei corrispettivi per il servizio di distribuzione ai punti di emergenza è stabilita dall'articolo 14 del Testo integrato. La norma prevede che ai fini dell'applicazione delle opzioni tariffarie, ovvero della tariffa TV2 nei casi di applicazione del regime tariffario semplificato, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza, durante il periodo di emergenza, siano convenzionalmente attribuite al punto di prelievo indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di distribuzione ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili, ovvero per interventi di manutenzione.

### ***Aggiornamento annuale e componenti UC***

- 16.18 L'articolo 15 del medesimo Testo integrato dispone invece le modalità di aggiornamento annuale delle componenti dell'opzione tariffaria TV1. E' prevista l'applicazione del *price-cap* solamente alla quota parte delle componenti a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti, come disposto dalla legge n. 290/03.
- 16.19 Per la quota parte delle componenti della tariffa TV1 relativa ai costi operativi (pari al 70% del totale) ogni anno l'Autorità procederà all'aggiornamento applicando:
- a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat,;
  - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti, pari al 3,5%;
  - c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
  - d) il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.
- 16.20 Per la quota parte delle componenti della tariffa TV1 relativa alla remunerazione del capitale investito riconosciuto (pari al 30% del totale), alla quale non si applica il *price-cap*, è prevista una revisione annuale per tener conto:
- a) del tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
  - b) del tasso di variazione atteso della domanda di energia elettrica in Italia;
  - c) del tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.
- 16.21 I corrispettivi per il servizio di distribuzione (per i clienti non domestici) sono maggiorati delle componenti tariffarie ulteriori  $UC_3$  e  $UC_6$ , (il cui livello è fissato nelle tabelle 7 e 8 del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica) relative rispettivamente agli oneri derivanti dai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione, compresi quelli relativi alla perequazione specifica aziendale, e agli oneri relativi ai costi riconosciuti per recuperi di qualità del servizio.
- 16.22 Il livello della componente  $UC_3$  è stato fissato in via prudenziale pari, in media, a 0,03 centesimi di euro/kWh.
- 16.23 Occorre inoltre evidenziare che, a differenza di quanto previsto nel 2003, gli oneri relativi ai recuperi di qualità del servizio sono coperti da una componente esplicita, la  $UC_6$ , e non sono più inglobati nelle componenti  $\rho$  della tariffa TV1. Il livello della componente  $UC_6$  è stato fissato in maniera tale da prevedere un gettito sufficiente alla copertura degli oneri di competenza dell'anno 2003, stimato vicino ai 180 milioni di euro.

## **PARTE VI**

### **Regolazione del servizio di misura per i clienti non domestici, per le imprese distributrici e per i produttori**

#### **17 Modalità di erogazione del servizio di misura e obblighi in materia di installazione dei misuratori orari**

- 17.1 Il trattamento orario dei consumi dell'energia elettrica è condizione imprescindibile ai fini dello svolgimento del mercato dell'energia elettrica e dell'erogazione dei relativi servizi. Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica definisce i diritti e gli obblighi dei soggetti responsabili del servizio di misura (articoli da 35 a 38 del Testo integrato) articolato nelle attività di installazione e manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure.
- 17.2 Rispetto al precedente periodo regolatorio l'Autorità ha introdotto importanti modifiche relative al servizio di misura, con particolare riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori orari (articolo 41 del Testo integrato) tenuto conto anche del sistema di profilazione oraria convenzionale dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo da non trattare su base oraria stabilito dall'Autorità con la deliberazione n. 118/03.
- 17.3 Al fine della formulazione dell'obbligo di installazione dei misuratori orari (articolo 41 del Testo integrato) l'Autorità ha valutato le informazioni ricevute dai principali distributori relativamente alla quantità di misuratori orari attualmente installati, raggruppati per livello di potenza disponibile e tensione nominale dei punti di prelievo, e alle previsioni di installazione dei misuratori orari negli anni a venire. L'Autorità ha quindi previsto l'obbligo di installazione del misuratore orario per i clienti del mercato libero in media, alta ed altissima tensione e per i clienti del mercato vincolato in alta ed altissima tensione. L'obbligo di installazione del misuratore orario deve essere ottemperato, per i diversi livelli di tensione e per i diversi livelli di potenza disponibile dei punti di prelievo, secondo scadenze temporali che tengono conto delle informazioni sopra citate.
- 17.4 Con particolare riferimento ai punti di prelievo in bassa tensione, relativi ai clienti del mercato libero e ai punti di prelievo in bassa e media tensione del mercato vincolato, l'Autorità non ha previsto l'obbligo di installazione dei misuratori orari in quanto i prelievi di energia elettrica di tali clienti saranno trattati secondo la profilazione oraria convenzionale (*load profiling*) stabilita dall'Autorità con la deliberazione n. 118/03.
- 17.5 È stato previsto l'obbligo di installazione del misuratore orario per i clienti del mercato libero in media, altissima e alta tensione e per i clienti del mercato vincolato in altissima e alta tensione.

#### **18 Corrispettivi per il servizio di misura**

- 18.1 La regolazione economica per l'erogazione del servizio di misura è prevista dall'articolo 39 del Testo integrato, con riferimento all'erogazione del servizio ai clienti finali, e dall'articolo

40 per l'erogazione del servizio in relazione ai punti di interconnessione tra reti ed ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica.

- 18.2 Per quanto riguarda la remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica:
- a) i clienti finali riconoscono all'impresa distributrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori e di rilevazione e registrazione delle misure;
  - b) i titolari di unità di produzione riconoscono al gestore della rete alla quale l'unità di produzione è connessa un corrispettivo, pari al 54% della tariffa MIS, a remunerazione delle attività di rilevazione e di registrazione delle misure;
  - c) nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore è intitolato a ricevere un corrispettivo pari al 46% della tariffa MIS;
  - d) nei punti di interconnessione tra reti, il soggetto che si occupa della rilevazione e registrazione delle misure è intitolato a ricevere un corrispettivo pari al 54% della tariffa MIS.

## **PARTE VII**

### **Regolazione del servizio di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato**

#### **19 Corrispettivi per il servizio di vendita**

- 19.1 Ciascun cliente del mercato vincolato non domestico è tenuto al pagamento di una tariffa fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di vendita. La tariffa è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente CCA;
  - b) componente  $COV_1$ ;
  - c) componente  $COV_3$ ;
  - d) componente  $UC_1$  e  $UC_5$ .

##### ***La componente CCA***

- 19.2 L'articolo 23 del Testo integrato prevede che il prezzo finale pagato da ciascun cliente del mercato vincolato includa una componente tariffaria a copertura dei costi di approvvigionamento di energia elettrica (CCA). La componente CCA è stata modificata per tenere conto delle diverse modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica da parte delle imprese distributrici e della diversa struttura del prezzo di cessione. Come conseguenza la nuova CCA è pari alla somma dei seguenti elementi:
- a) VE
  - b) PC
  - c) OD
- 19.3 L'elemento VE, già presente nella struttura della componente CCA del primo periodo di regolazione, è l'elemento a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione della normativa sui certificati verdi (articolo 11 Decreto legislativo n. 79/99). Gli elementi PC e OD rappresentano gli elementi a copertura, rispettivamente, dei costi di acquisto dell'energia

elettrica destinata al mercato vincolato e dei costi di dispacciamento. I suddetti elementi e la componente CCA sono espressi in centesimi di euro/kWh e sono pubblicati dall'Autorità all'inizio di ciascun trimestre.

19.4 Come nel primo periodo di regolazione viene mantenuta un'articolazione monoraria della componente CCA per i clienti non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie e un'articolazione multioraria per gli altri clienti. In particolare l'articolazione dell'elemento PC è:

- a) monoraria per i clienti non dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 ed è pari al prodotto tra il parametro  $\gamma$  ed il parametro PGN (comma 23.2, lettera a));
- b) bioraria per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce FB1 e FB2 di cui Titolo II, punto 1), del Provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 19 dicembre 1990, n. 45/1990 pari al prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $PGN_B$  (comma 23.2, lettera b));
- c) differenziata per fasce orarie per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 ed è pari al prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro  $PGN_T$ , (comma 23.2, lettera c)).

dove:

PGN è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;

$PGN_B$  è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;

$PGN_T$  è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico, espresso in centesimi di euro/kWh;

$\gamma$  è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2 del Testo integrato, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;

$\lambda$  è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia di contratto di cui al comma 2.2 del Testo.

19.5 L'articolazione di OD è:

- a) monoraria per i clienti non dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 ed è pari al prodotto tra il prodotto tra il parametro  $\gamma_{OD}$  ed il parametro D (comma 23.3 lettera a));
- b) differenziata per fasce orarie per i clienti dotati di un misuratore idoneo a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce F1, F2, F3 e F4 ed è pari al prodotto tra il parametro  $\lambda$  ed il parametro DT (comma 23.3 lettera b));

dove:

- D è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- DT è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4, della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento, espresso in centesimi di euro/kWh;
- $\gamma_{OD}$  è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di dispacciamento dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto di cui al comma 2.2, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi.

### ***Le componenti COV, UC<sub>1</sub> e UC<sub>5</sub>***

- 19.6 La componente tariffaria COV, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno (COV<sub>1</sub>) per le utenze non domestiche diverse dall'illuminazione pubblica, ed espressa in centesimi di euro per kWh (COV<sub>3</sub>) per le utenze di illuminazione pubblica, è destinata a coprire i costi commerciali relativi al servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato.
- 19.7 Ai clienti vincolati vengono inoltre applicate le componenti tariffarie ulteriori UC<sub>1</sub> e UC<sub>5</sub>. In particolare:
- a) la componente UC<sub>1</sub>, transitoriamente fissata pari a 0 (zero), è destinata a coprire gli eventuali squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
  - b) la componente UC<sub>5</sub> è destinata a coprire i costi a carico del Gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti.

## **20 Corrispettivi per la cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato**

- 20.1 La Sezione 3 del Testo integrato "*Corrispettivi per la cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato*" regola la cessione tra l'Acquirente unico e le imprese distributrici dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato.
- 20.2 Per quanto riguarda le condizioni di cessione è prevista la predisposizione di un contratto tipo, approvato dall'Autorità, che le imprese distributrici devono concludere con l'Acquirente unico (articolo 28).
- 20.3 E' stata prevista una sequenza temporale di regolazione dei pagamenti dall'impresa distributtrice acquirente all'Acquirente unico che consenta il mantenimento sostanziale dell'equilibrio finanziario di quest'ultimo. Il prezzo di cessione, calcolato dall'Acquirente unico nel mese successivo a quello di competenza, viene fatturato mensilmente a ciascuna impresa distributtrice sulla base dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. I pagamenti delle imprese distributrici all'Acquirente unico devono essere effettuati con valuta beneficiaria il quindicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza (articolo 32).

- 20.4 Il prezzo di cessione (articolo 30) dell'energia elettrica tra l'Acquirente unico e le imprese distributrici è determinato in modo tale da coprire i costi sostenuti dall'Acquirente unico per l'approvvigionamento dell'energia elettrica e nel contempo prevedere il riconoscimento del corrispettivo per le attività di competenza dell'Acquirente unico. Di conseguenza, il prezzo di cessione è pari alla somma di tre componenti:
- a) la media, ponderata per le rispettive quantità di energia elettrica, dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico nelle ore comprese in detta fascia oraria:
    - i. per l'acquisto dell'energia elettrica nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento;
    - ii. per l'acquisto dell'energia elettrica attraverso contratti di compravendita di energia elettrica conclusi al di fuori del sistema delle offerte;
    - iii. per la copertura dei rischi connessi all'oscillazione dei prezzi dell'energia elettrica, attraverso contratti differenziali o ad altre tipologie di contratto;
  - b) i costi sostenuti dall'Acquirente unico per il dispacciamento;
  - c) il corrispettivo unitario riconosciuto all'Acquirente unico.
- 20.5 La determinazione energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato serviti da un'impresa distributtrice (articolo 31) è calcolata sommando:
- i. l'energia elettrica imputabile ai clienti non trattati su base oraria calcolata attribuendo ai medesimi un profilo di carico convenzionale (*load profiling*) secondo quanto previsto alla deliberazione n. 118/03 (comma 31.1, lettera a, del Testo integrato);
  - ii. l'energia elettrica imputabile ai clienti trattati su base oraria aumentata per un fattore percentuale per tenere conto delle perdite (comma 31.1, lettera b, del Testo integrato).
- 20.6 Ai fini della determinazione dell'energia elettrica di cui al precedente punto i., sono considerati non trattati su base oraria tutti i clienti finali del mercato vincolato con punti di prelievo in media e bassa tensione.
- 20.7 E' stato infine previsto che qualora in un anno vi sia una differenza tra l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria di un'impresa distributtrice e l'energia elettrica attribuita nel medesimo anno alla stessa impresa distributtrice ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4 della deliberazione n. 118/03, tale impresa distributtrice sia tenuta, entro il giorno 15 aprile di ciascun anno, a versare all'Acquirente unico se la suddetta differenza è positiva, o ricevere dal medesimo se negativa, il prodotto tra medesima differenza e il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nell'anno solare precedente nella medesima area di riferimento, determinato ai sensi dell'articolo 6, comma 6.3 della deliberazione n. 118/03 (comma 29.2 del Testo integrato).

## PARTE VIII

### Le tariffe per i clienti domestici

#### 21 Tariffe D1, D2 e D3

- 21.1 Come nel primo periodo di regolazione, per i clienti domestici è previsto un regime di maggior tutela basato su tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità.
- 21.2 La tariffa D1, di cui al comma 24.1 del Testo integrato, è la tariffa di riferimento ed esprime il costo riconosciuto alle imprese di distribuzione per la fornitura dei clienti domestici. La tariffa D1, in attesa della definizione del regime agevolato per i clienti domestici in stato di disagio economico (la cosiddetta "tariffa sociale"), non è al momento applicata ai clienti finali. La tariffa D1 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente  $\sigma_1$ , costituita dagli elementi  $\sigma_1(mis)$ ,  $\sigma_1(cot)$  e  $\sigma_1(cov)$ ;
  - b) componente  $\sigma_2$ ;
  - c) componente  $\sigma_3$ , costituita dagli elementi  $\sigma_3(tras)$ ,  $\sigma_3(disAT)$  e  $\sigma_3(disMT)$ ;
  - d) componente  $CCA$ ;
  - e) componenti  $UC_1$  e  $UC_5$ ;
  - f) componente  $UC_3$ , e  $UC_6$ .
- 21.3 Le tariffe D2 e D3 sono normate dai commi 24.2 e 24.3. La tariffa D2, applicata ai clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente  $\tau_1(D2)$ ;
  - b) componente  $\tau_2(D2)$ ;
  - c) componente  $\tau_3(D2)$ ;
  - d) componente  $CAD$ ;
  - e) componenti  $UC_1$ ,  $UC_5$ ;
  - f) componente  $UC_3$ .

La tariffa D3, applicata ai clienti domestici nei casi in cui non sia prevista l'applicazione della tariffa D2, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

- a) componente  $\tau_1(D3)$ ;
  - b) componente  $\tau_2(D3)$ ;
  - c) componente  $\tau_3(D3)$ ;
  - d) componente  $CAD$ ;
  - e) componenti  $UC_1$ ,  $UC_5$ ;
  - f) componente  $UC_3$ .
- 21.4 Per le tariffe D2 e D3 non è prevista l'applicazione esplicita della componente  $UC_6$ . I livelli delle componenti  $\tau$  delle tariffe D2 e D3 sono stati fissati in maniera tale da garantire, in media, la copertura anche del gettito previsto per la componente  $UC_6$ .
- 21.5 In relazione al servizio prestato ai clienti domestici, secondo quanto disposto dall'articolo 55 del Testo integrato, le imprese distributrici dovranno pertanto versare alla Cassa conguaglio per il settore elettrico importi calcolati applicando alla potenza impegnata ed ai kWh consumati da parte dei clienti domestici serviti, la componente  $UC_6$  prevista per i clienti domestici. Tali versamenti verranno opportunamente conteggiati in sede di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3.

- 21.6 Come già previsto nel primo periodo di regolazione, l'articolo 25 del Testo integrato prevede la possibilità di proporre opzioni tariffarie ulteriori rispetto alle tariffe obbligatorie. La proposta di tali opzioni deve avvenire secondo i termini e con le stesse modalità previste per le opzioni base e speciali per il servizio di distribuzione.
- 21.7 L'articolo 26 del Testo integrato prevede le modalità di aggiornamento annuale delle componenti della tariffa D1. L'Autorità provvederà, in particolare, ad aggiornare con il meccanismo del *price-cap* la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti relativi ai servizi di trasmissione e di distribuzione. La quota parte delle componenti relativa alla remunerazione del capitale investito verrà aggiornata in coerenza con quanto disposto a tal proposito per il servizio di trasmissione e per il servizio di distribuzione (vedi capitoli 15 e 16 della presente relazione tecnica).
- 21.8 Le componenti della tariffa D1 *mis* e *cov* saranno aggiornate in coerenza con quanto previsto in generale per il servizio di misura e per il servizio di vendita (vedi il capitolo 13 della presente relazione tecnica).

### ***La componente CAD delle tariffe D2 e D3***

- 21.9 La componente CAD è la componente tariffaria delle tariffe D2 e D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, nonché degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico. La componente CAD (comma 24.4) è pari alla somma dei seguenti elementi
- a) *VE*
  - b) *PF*
  - c) *PV*
- dove:
- VE* è l'elemento a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (certificati verdi);
- PF* è l'elemento a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato i cui valori sono fissati nella tabella 11 di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato;
- PV* è l'elemento, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura di parte dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato ed è pari al prodotto tra il parametro *f*, i cui valori sono fissati nella tabella 12 di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato, e il valore della componente *CCA*, al netto degli elementi *VE* e *PF*;
- 21.10 La componente CAD e gli elementi *PV* e *VE* sono pubblicati dall'Autorità all'inizio di ciascun trimestre.

## **PARTE IX**

### **Meccanismi di perequazione e integrazione**

#### **22 Il processo di consultazione in materia di perequazione e integrazione**

- 22.1 La legge n. 481/95 prevede da un lato che la tariffa (intesa come prezzo massimo unitario) per il servizio elettrico sia unica a livello nazionale e, dall'altro, che vengano introdotti meccanismi di perequazione tra gli esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sostenuti dai distributori sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. La tutela dell'economicità e la redditività dei distributori richiede pertanto la definizione di sistemi di perequazione dei costi.
- 22.2 Contrariamente a quanto avvenuto nel primo periodo regolatorio, i meccanismi di perequazione sono stati deliberati contemporaneamente con la nuova regolazione tariffaria in modo da dare maggiore certezza alle imprese esercenti rispetto ai livelli di ricavo attesi per i prossimi quattro anni. I meccanismi di perequazione introdotti per il secondo periodo di regolazione prevedono novità di tipo sostanziale rispetto a quanto proposto per il primo periodo regolatorio, in particolare in relazione all'approccio adottato dall'Autorità per la perequazione dei costi specifici associati all'erogazione del servizio di distribuzione, in termini di:
- a) semplificazione dei meccanismi;
  - b) abbandono dell'approccio basato esclusivamente su una logica di riconoscimento parametrico dei costi.
- 22.3 Nel primo documento per la consultazione (1 luglio 2003), l'Autorità aveva ipotizzato l'introduzione, accanto a meccanismi di perequazione parametrici, di un sistema finalizzato a riconoscere il diverso livello di efficienza raggiunto dalle imprese e a delineare un percorso di recupero di efficienza accelerato per riportare tali imprese verso il livello medio di efficienza nazionale. La logica di tale sistema era stata successivamente esposta in maniera più analitica nel secondo documento per la consultazione (12 novembre 2003), che prevedeva l'introduzione, di meccanismi di integrazione, in parte transitori (integrazione transitoria dei ricavi) ed in parte permanenti (integrazione dei ricavi a V1).
- 22.4 L'integrazione transitoria dei ricavi, risultava pertanto destinata a coprire differenze di costo in parte riconducibili a fattori oggettivi fuori dal controllo dell'impresa non colti dai meccanismi di perequazione parametrici, ed in parte differenze di costo legate al livello di efficienza produttiva delle varie imprese.
- 22.5 La logica di riconoscimento transitorio di un'integrazione ai ricavi delle imprese è stata criticata sotto diversi punti di vista. In particolare, le critiche hanno fatto emergere l'inadeguatezza del meccanismo sotto due punti di vista:
- a) l'inopportunità di riconoscere costi non efficienti;
  - b) l'incapacità del meccanismo di indagare circa l'origine delle differenze di costo riscontrate
- 22.6 Nel documento per la consultazione 13 gennaio 2004 l'Autorità, in esito al precedente processo di consultazione, ha ritenuto opportuno abbandonare l'ipotesi di introdurre

meccanismi di integrazione transitori, non riconoscendo, nemmeno transitoriamente, differenze nei costi sostenuti dalle imprese derivanti da inefficienze.

- 22.7 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica, confermando nella sostanza le indicazioni espresse nel documento per la consultazione 13 gennaio 2004 prevede:
- a) un regime di perequazione generale (articoli da 42 a 48 del Testo integrato);
  - b) un regime di perequazione specifico aziendale (articolo 49 del Testo integrato);
  - c) un meccanismo di integrazione dei ricavi a V1 (articoli 50 e 51 del Testo integrato).

## **23 Il regime di perequazione generale**

- 23.1 Il regime di perequazione generale si applica a tutte le imprese distributrici, ad esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10. Le imprese che aderiscono al regime tariffario semplificato per il servizio di distribuzione (descritto nel paragrafo 16.14 e successivi della presente relazione tecnica) sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.

### ***Perequazione dei costi di approvvigionamento***

- 23.2 Il meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è regolato dall'articolo 43 del Testo integrato.
- 23.3 Il meccanismo perequa le differenze tra i costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato ed i ricavi ottenuti dalla vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 23.4 I costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato sono pari al prezzo di cessione pagato all'Acquirente unico, articolato per fascia oraria, applicato all'energia elettrica destinata al mercato vincolato, definita come somma della quota del prelievo residuo d'area dei clienti del mercato vincolato non trattati su base oraria attribuito all'impresa distributtrice ai sensi dell'articolo 5, comma 5.4, della deliberazione n. 118/03, e dell'energia elettrica prelevata nei punti di prelievo corrispondenti a clienti del mercato vincolato trattati su base oraria.
- 23.5 I ricavi ottenuti dalla vendita di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato sono pari ai ricavi ottenibili per ciascuna tipologia contrattuale applicando la componente CCA, che non risulta per tutte le tipologie di utenza articolata per fasce orarie, all'energia elettrica fornita a ciascuna tipologia.
- 23.6 Di conseguenza le differenze derivanti dalla diversa articolazione tra il prezzo di cessione pagato dall'impresa distributtrice all'Acquirente unico e la componente CCA applicata ai clienti finali del mercato vincolato nonché dalla diversa misura dell'energia elettrica a cui si applicano i corrispettivi, non essendo completamente sotto il controllo del distributore, fanno emergere esigenze di perequazione.

### ***Perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione***

- 23.7 Il meccanismo di perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione è regolato dall'articolo 44 del Testo integrato.

23.8 Il meccanismo perequa le differenze tra i costi sostenuti dai distributori per la trasmissione ed i ricavi ammessi. Infatti, mentre tali costi sono basati su prezzi differenziati per fascia oraria, le tariffe applicate ai clienti finali non sempre riproducono una tale articolazione per fascia oraria. In particolare questa è la situazione riferita al caso di clienti dotati di misuratore non idoneo a rilevare l'energia elettrica prelevate rispettivamente per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4. Quindi, non essendo completamente sotto il controllo del distributore l'eventuale differenza tra costi sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento del servizio di trasmissione e i ricavi ottenuti dai propri clienti a copertura di tali costi, emergono esigenze di perequazione.

### ***Perequazione dei costi di distribuzione***

23.9 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione sono regolati dagli articoli da 45 a 47 del Testo integrato.

23.10 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione hanno la finalità di compensare scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione comprendono:

- a) perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- b) perequazione dei costi distribuzione relativi alla trasformazione dell' energia elettrica da livello di alta al livello di media tensione;
- c) perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione.

23.11 I meccanismi di cui alle lettere a) e b) del precedente punto sono destinati a perequare le differenze tra i costi standard riconosciuti per l'erogazione di questi servizi ed i ricavi ammessi.

### ***Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione***

23.12 Sia in letteratura, sia nell'esperienza di regolatori e operatori, la determinante più rilevante dei costi di distribuzione è il numero di punti di prelievo. Il costo sostenuto per servire il singolo cliente in parte è fisso e in parte dipende dalle caratteristiche del territorio servito. Quale indicatore sintetico delle caratteristiche del territorio servito il modello fa riferimento al livello di concentrazione, così come definito nel Testo integrato della qualità dei servizi approvato con deliberazione n. 4/04. I clienti vengono pertanto suddivisi in classi omogenee, in relazione all'ambito di appartenenza. Per ciascun cliente e per ciascun ambito il modello fornisce una stima del costo incrementale che l'impresa deve sostenere per fornire un cliente aggiuntivo.

23.13 Il modello per la determinazione degli effetti prodotti da variabili esogene sui costi operativi diretti di distribuzione, compresi gli ammortamenti, su reti di media e di bassa tensione è il seguente:

$$CdMTBT = f(N \text{ clienti BTac}, N \text{ clienti BTmc}, N \text{ clienti BTbc}, k),$$

dove:

- CdMTBT è la variabile dipendente che esprime il costo operativo, compresi gli ammortamenti, diretto di distribuzione su reti di media e di bassa tensione;

- N clienti BTac è il numero di clienti connessi alla rete in bassa tensione dell'impresa in ambiti ad alta concentrazione come definiti nel Testo integrato della qualità dei servizi di cui alla deliberazione n. 4/04;
- N clienti BTmc è il numero di clienti connessi alla rete in bassa tensione dell'impresa in ambiti a media concentrazione come definiti nel Testo integrato della qualità dei servizi di cui alla deliberazione n. 4/04;
- N clienti BTbc è il numero di clienti connessi alla rete in bassa tensione dell'impresa in ambiti ad bassa concentrazione come definiti nel Testo integrato della qualità dei servizi di cui alla deliberazione n. 4/04;
- k è una costante.

- 23.14 La forma funzionale scelta per il modello è di tipo lineare. La stima dei coefficienti del modello è stata effettuata analizzando un campione di province servite dalla società Enel Distribuzione Spa. La scelta di utilizzare dati relativi alle province servite da Enel Distribuzione Spa è legata all'esigenza di disporre di osservazioni il più possibile omogenee per criteri di rilevazione e per livelli di efficienze, permettendo nel contempo di assicurare un elevato grado di copertura del territorio nazionale.
- 23.15 Alla luce dell'analisi statistica effettuata i regressori scelti risultano essere significativi. Risulta che in media circa il 27% dei costi operativi diretti non dipendono dall'appartenenza dei clienti a un dato ambito. I coefficienti dei regressori N clienti BTac, N clienti BTmc, N clienti BTbc esprimono invece la parte del costo unitario diretto per cliente servito differenziabile in funzione dell'ambito di appartenenza.
- 23.16 Sulla base del modello è possibile costruire un indicatore per ciascuna impresa, basato sulla distribuzione dei clienti serviti in bassa tensione per ambito territoriale, che esprime sinteticamente la differenza nei costi che la singola impresa deve sostenere in relazione alle differenze del territorio servito. In altri termini si ritiene che le differenze nei costi relativi al servizio di distribuzione su reti di media e bassa tensione possa essere significativamente colto dalla distribuzione dei clienti serviti in bassa tensione per ambito territoriale. L'indicatore è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum J N_J * K_J}{\sum J N_J} - 1$$

dove:

IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;

J denota l'ambito di appartenenza (alta, media o bassa concentrazione);

$N_J$  è il numero di clienti in bassa tensione serviti dall'impresa, appartenente all'ambito J;

$K_J$  è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nell'ambito territoriale J e assume i valori riportati in tabella 3.

Tabella 3

<i>Tipo di ambito</i>	<i>Valore di <math>K_J</math></i>
<i>Bassa concentrazione</i>	1,24
<i>Media concentrazione</i>	0,99
<i>Alta concentrazione</i>	0,78

23.17 L'ammontare di perequazione relativo ai costi diretti di distribuzione MT e BT è calcolato secondo la seguente formula:

$$DB = RA * IC * w$$

dove

- DB è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;
- IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;
- RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dal vincolo V1 e dalla tariffa D1, a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando anche i ricavi ottenuti dal servizio distribuzione in media e bassa tensione prestato ad altre imprese distributrici;
- $w$  è un coefficiente che esprime l'incidenza dei costi operativi diretti di distribuzione in media e bassa tensione sui costi totali di distribuzione in media e bassa tensione riconosciuti, e assume valore pari a 0,3.

## 24 Il regime di perequazione specifico aziendale

- 24.1 La partecipazione alla perequazione specifica aziendale è facoltativa (ad eccezione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che ne sono escluse). La partecipazione richiederà, in ogni caso la disponibilità di conti annuali separati secondo le previsioni della vigente normativa in materia di separazione contabile e amministrativa.
- 24.2 Il regime di perequazione specifico aziendale opera limitatamente ai costi di distribuzione e tende a bilanciare differenze nei costi di distribuzione effettivi rispetto ai ricavi ammessi dai vincoli tariffari, non catturabili mediante analisi statistiche ed econometriche (e quindi non perequate tramite il regime generale) e comunque legate a variabili fuori dal controllo dell'impresa.
- 24.3 Il regime di perequazione specifico aziendale verrà sviluppato mediante opportune istruttorie specifiche impresa per impresa, volte ad accertare il livello dei costi di distribuzione sostenuti da ciascuna impresa.
- 24.4 Per ciascuna impresa, l'ammontare di perequazione del regime specifico aziendale viene calcolato come differenza tra il costo effettivo per l'attività di distribuzione e il ricavo ammesso dai vincoli tariffari e dalla tariffa D1 e corretto con gli ammontari di perequazione dei costi di distribuzione del regime generale.

- 24.5 I criteri per lo svolgimento delle istruttorie per l'accertamento del costo effettivo saranno definiti dall'Autorità con separato provvedimento.
- 24.6 In linea generale non saranno computati nella determinazione del costo effettivo per l'attività di distribuzione i maggiori costi dovuti a inefficienze nell'impiego dei fattori produttivi.
- 24.7 Per quanto riguarda la valorizzazione delle immobilizzazioni si adotteranno metodologie analoghe a quelle previste per la fissazione dei vincoli tariffari. Per le acquisizioni di rami di azienda si farà riferimento ai valori di libro delle imprese cedenti rivalutati coerentemente con le metodologie adottate ai fini delle determinazioni tariffarie.
- 24.8 Le istruttorie saranno condotte con riferimento a un anno test. Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'anno test è il 2003.
- 24.9 Il sistema tariffario del secondo periodo regolatorio prevede una revisione annuale del livello del capitale investito riconosciuto. Tale modalità risulterà premiante per le imprese qualora vengano realizzati consistenti investimenti nelle reti: i nuovi investimenti realizzati concorreranno immediatamente a costituire la base di capitale oggetto di remunerazione.
- 24.10 Si segnala, a tale proposito, che di tale previsione potranno beneficiare direttamente le singole imprese tramite il meccanismo di perequazione specifica aziendale. Qualora l'impresa ammessa al meccanismo specifico aziendale realizzi investimenti netti superiori alla media nazionale, tale differenza verrà riconosciuta in sede di perequazione specifica aziendale.

## **25 Meccanismi di integrazione**

- 25.1 All'integrazione dei ricavi a V1 sono ammesse le imprese distributrici alla cui rete risultano connessi meno di 5000 clienti al 31 dicembre dell'anno cui si riferisce l'ammontare di integrazione, ad esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.
- 25.2 L'integrazione dei ricavi a V1 viene determinata in seguito alla verifica del vincolo V1. Se l'impresa ha applicato, con riferimento alle singole tipologie contrattuali, la tariffa massima consentita (TV2) e nonostante questo non ha ottenuto un ricavo pari a quello previsto nel caso di applicazione dell'opzione tariffaria TV1, viene riconosciuta una integrazione ai ricavi dell'impresa fino a concorrenza del livello consentito dal vincolo V1.
- 25.3 Qualora l'impresa distributtrice fosse stata ammessa al regime semplificato e, pertanto, esentata dalla verifica del vincolo V1, in sede di istanza di integrazione dovrà comunque dimostrare che il ricavo ottenuto dall'applicazione della tariffa TV2 è inferiore al ricavo ammesso dal vincolo V1.

## **PARTE X**

### **Prestazioni patrimoniali imposte, regimi tariffari speciali e integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori**

#### **26 Prestazioni patrimoniali imposte**

- 26.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede l'istituzione della componente tariffaria A<sub>8</sub>. Tale componente tariffaria è destinata a sostituire la componente tariffaria UC<sub>4</sub>, a copertura dei costi legati alle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento Cip n. 34/74 e successivi aggiornamenti.
- 26.2 L'intervento si rende necessario in ragione del progressivo ridursi dei clienti appartenenti al mercato vincolato sui quali grava attualmente la componente UC<sub>4</sub>. Come anticipato nel documento 1 luglio 2003, si ritiene tuttavia che l'onere in oggetto debba essere posto in capo a tutti i clienti del servizio elettrico.
- 26.3 Ai sensi dell'articolo 2, comma 12, lettera a), della legge n. 481/95, l'Autorità provvederà pertanto a segnalare al Parlamento e al Governo l'opportunità di inserire tra gli oneri generali afferenti il sistema elettrico quelli derivati dalle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori.
- 26.4 Per il periodo fino al 31 marzo 2004, nelle more dell'intervento di cui al precedente paragrafo, il provvedimento conferma l'applicazione della componente UC<sub>4</sub> ai clienti del mercato vincolato e sospende l'applicazione della componente A<sub>8</sub>.

#### **27 Regimi tariffari speciali e regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori**

##### ***Imprese elettriche minori***

- 27.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica non contiene disposizioni inerenti la riforma della regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori, prospettata nel documento 1 luglio 2003.
- 27.2 La riforma sopra richiamata è attualmente oggetto di una specifica attività istruttoria.

##### ***Regimi tariffari speciali***

- 27.3 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica non contiene disposizioni inerenti il trattamento dei regimi tariffari speciali.
- 27.4 Secondo quanto previsto nel documento 1 luglio 2003, l'Autorità sta svolgendo attività istruttorie dirette alla verifica della sussistenza dei presupposti per il permanere del riconoscimento di condizioni tariffarie agevolate.

## **PARTE XI**

### **Fasce orarie**

#### **28 Modifica delle fasce orarie**

- 28.1 L'Autorità, con nota in data 27 ottobre 2003, protocollo Autorità PB/M03/3147/gb, ha richiesto al Gestore della rete la migliore stima degli stati di funzionamento del sistema elettrico nell'anno 2004 potendo esprimere i medesimi come raggruppamenti orari di stati di funzionamento uniformi. In data 15 dicembre 2003, il Gestore della rete ha pubblicato nel proprio sito internet detti stati di funzionamento.
- 28.2 In seguito a tale determinazione, l'Autorità ha ridefinito una nuova struttura di fasce orarie coerente con i raggruppamenti orari indicati dal Gestore della rete.
- 28.3 Le fasce orarie individuano, in generale, gli stati di funzionamento del sistema elettrico in termini di entità del carico e, data la normale composizione del parco di produzione di un sistema elettrico, esprimono, di conseguenza, periodi di diversa valorizzazione dell'energia elettrica.
- 28.4 Conseguentemente il Testo integrato prevede una nuova struttura delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4, precedentemente definite secondo quanto disposto dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento CIP n. 45/90.

## **PARTE XII**

### **Regime transitorio**

#### **29 Opzioni tariffarie e verifica del vincolo V1: periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004**

- 29.1 Il provvedimento oggetto della presente relazione tecnica prevede disposizioni transitorie ai fini dell'applicazione delle opzioni tariffarie nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004 ed ai fini della verifica del vincolo V1 per l'anno 2004.

##### ***Applicazione delle opzioni tariffarie nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004***

- 29.2 Il provvedimento (articolo 2) prevede che nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004, la copertura dei costi relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione (comprese le relative attività commerciali) e misura dell'energia elettrica, avvenga tramite l'applicazione delle opzioni tariffarie per il servizio di trasporto approvate dall'Autorità per l'anno 2003 ed in vigore al 31 dicembre del medesimo anno. L'applicazione ai clienti finali delle componenti *TRAS* e *MIS* è pertanto sospesa fino al 30 giugno 2004.
- 29.3 Il provvedimento dispone anche la proroga della validità delle opzioni tariffarie ulteriori di vendita e ulteriori domestiche. Con riferimento alle opzioni ulteriori di vendita è prevista la

possibilità di prevedere una maggiorazione da parte delle imprese distributrici pari all'applicazione della componente *COV*, relativa alla commercializzazione del servizio di vendita.

- 29.4 E' inoltre previsto (comma 2.3) che le opzioni tariffarie per il servizio di trasporto di cui al precedente paragrafo 29.2 vengano ridotte di un ammontare pari alla medesima componente *COV*, relativa alla commercializzazione del servizio di vendita. Detta componente, infatti, a partire dall'1 febbraio 2004 è parte dei corrispettivi dovuti dai clienti del mercato vincolato a copertura dei costi per il servizio di vendita dell'energia elettrica.
- 29.5 Poiché i ricavi conseguiti dalle imprese distributrici nel periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004 concorreranno a formare i ricavi effettivi da confrontare con i ricavi ammessi dal vincolo V1 nell'anno 2004 (1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2004), il provvedimento prevede anche la possibilità per le imprese distributrici di proporre modifiche o richiedere la sospensione dell'offerta delle opzioni tariffarie 2003, a valere dall'1 febbraio 2004. Il termine per la proposta di tali modifiche, ovvero per la sospensione dell'offerta, è stato fissato per il 27 febbraio 2004.

#### ***Vincolo V1 per l'anno 2004***

- 29.6 L'articolo 3 del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica dispone norme transitorie in materia di verifica del vincolo V1 per l'anno 2004.
- 29.7 In ragione di quanto disposto dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2003, n. 164/03, i ricavi conseguiti dalle imprese distributrici nel mese di gennaio 2004 sono sottoposti al vincolo V1 relativo all'anno 2003.
- 29.8 I ricavi effettivi ed i ricavi ammessi sottoposti al vincolo V1 dell'anno 2004 riguardano, pertanto, il periodo 1 febbraio 2004 – 31 dicembre 2004. Detti ricavi si riferiscono esclusivamente al servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 29.9 Il provvedimento dispone modalità di calcolo dei ricavi ammessi e dei ricavi effettivi relativi al periodo 1 febbraio 2004 – 30 giugno 2004, per tener conto dell'applicazione in via transitoria in tale periodo delle opzioni tariffarie 2003 (che remunerano non solo il servizio di distribuzione ma anche i servizi di trasmissione e di misura) e della conseguente sospensione dell'applicazione delle componenti *TRAS* e *MIS* relative rispettivamente ai servizi di trasmissione e di misura, servizi non soggetti al vincolo V1 nell'anno 2004.

### **30 Disposizioni transitorie in materia di vendita ai clienti del mercato vincolato e di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici**

- 30.1 Fino all'entrata in operatività del sistema delle offerte, di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, troverà applicazione, per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e per delle risorse per il servizio di dispacciamento sul territorio nazionale, il sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica di cui alla deliberazione n. 67/03, come successivamente modificata ed integrata. In tale contesto si è reso necessario prevedere delle misure transitorie in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato per l'anno 2004 e di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici.

- 30.2 Con riferimento alla vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, l'articolo 4 del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica fissa, limitatamente al periodo compreso tra il 1 febbraio 2004 e il 31 marzo 2004:
- a) i valori degli elementi PC, OD e della componente CCA;
  - b) i valori degli elementi PV e della componente CAD.
- 30.3 Con riferimento alla cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici, l'articolo 5 del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica dispone, limitatamente al periodo compreso tra l'1 febbraio e l'entrata in operatività del dispacciamento di merito economico, che siano consentite le cessioni di energia elettrica tra imprese produttrici e imprese distributrici facenti parte del medesimo gruppo societario, nonché le cessioni di energia elettrica all'interno di un unico soggetto, tra le attività di produzione e di distribuzione dello stesso svolte, qualora tale energia elettrica sia destinata ai clienti del mercato vincolato e prodotta dalle unità di produzione che non partecipano allo STOVE.
- 30.4 Il provvedimento fissa, con riferimento al medesimo periodo transitorio, il livello del prezzo da applicare alle cessioni di energia elettrica dall'Acquirente unico alle imprese distributrici e alle cessioni evidenziate nel precedente punto. Viene inoltre determinato un corrispettivo unitario che tutte le imprese distributrici devono versare all'Acquirente unico. Tale corrispettivo è destinato alla copertura dell'onere sostenuto dall'Acquirente unico in qualità di utente del dispacciamento ai fini della remunerazione al Gestore della rete del servizio di dispacciamento con l'esclusione dei costi sostenuti dal Gestore della rete per l'approvvigionamento delle risorse necessarie all'erogazione del medesimo servizio.
- 30.5 In regime di dispacciamento di merito economico, l'energia elettrica destinata al mercato vincolato sarà determinata in applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 118/03. Anteriormente alla piena operatività del dispacciamento di merito economico si rende necessaria la definizione di misure transitorie per la quantificazione dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e per il meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato.
- 30.6 Per il periodo compreso tra il 1 febbraio e il 31 marzo 2004, la quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato è stabilita, per ciascuna impresa distributtrice, dai commi 5.7, 5.8 e 5.9 del provvedimento oggetto della presente relazione tecnica. Tale quantificazione è analoga a quella utilizzata fino all'anno 2003 e per il mese di gennaio 2004.
- 30.7 Con riferimento al medesimo periodo, il meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento viene opportunamente modificato. In particolare, per ciascuna impresa distributtrice il provvedimento prevede che siano perequate le differenze tra i costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato e i ricavi ammessi con riferimento ai clienti dotati di misuratore non idoneo a rilevare l'energia elettrica prelevate rispettivamente per le fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.
- 30.8 Infine, il provvedimento prevede la proroga del regime di vigenza delle fasce orarie definite dal titolo II, comma 2), paragrafo b), punto 2), del provvedimento Cip n. 45/90, al fine di consentire l'attività di programmazione delle funzioni di aggregazione delle misure dell'energia elettrica con riferimento alle nuove fasce orarie. L'Autorità, anche alla luce di più aggiornate previsioni sulla data di entrata in vigore del nuovo sistema delle offerte (borsa elettrica), valuterà l'esigenza di provvedimenti connessi con il transitorio legato all'effettiva introduzione in corso d'anno della nuova struttura delle fasce orarie suddette.

## Appendice 1

### Capitale investito riconosciuto e vita utile dei cespiti

#### 1 Capitale investito riconosciuto

Nella tabella seguente sono riportati i valori indicativi del capitale investito riconosciuto dall'Autorità, a livello di settore, in relazione all'anno base 2004.

Servizio / Attività	Capitale investito riconosciuto
	<i>Milioni di euro</i>
Trasmissione	5.200
Distribuzione	20.000
Misura	2.100
Commercializzazione Trasporto	260
Commercializzazione Vendita	350

#### 2 Vita utile dei cespiti relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica

- 2.1 Il livello di ammortamenti riconosciuti ai fini tariffari nel primo periodo regolatorio corrispondeva ad una vita utile delle infrastrutture coerente con le politiche di bilancio delle principali imprese elettriche italiane. In base alla documentazione raccolta in sede di consultazione e ad una ricognizione degli standard internazionali, tale vita utile è risultata piuttosto breve se confrontata con la media europea.
- 2.2 Al fine di allineare, con riferimento alle determinazioni tariffarie, la vita utile media riconosciuta delle infrastrutture relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica delle imprese italiane con quelle più comunemente utilizzate nel contesto europeo, l'Autorità ha individuato, per categorie di cespiti, la vita utile tecnico-economica riportata nella seguente tabella. Tale vita utile ha rilievo esclusivamente ai fini tariffari.

	Anni
FABBRICATI	40
LINEE TRASMISSIONE	40
STAZIONI ELETTRICHE	33
LINEE AT	40
CABINE PRIMARIE	30
SEZIONI MT E CENTRI SATELLITE	30
CABINE SECONDARIE	30
TRASFORMATORI CABINE SECONDARIE	30
LINEE MT	30
LINEE BT	30
PRESE UTENTI	30
CONTATORI, LIMITATORI, MISURATORI	20

## Appendice 2

### Differenze della struttura tariffaria tra il secondo periodo di regolazione e il primo periodo

#### 1 Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti finali non domestici

##### *Primo periodo regolatorio*

1.1 Il sistema tariffario in vigore nel periodo di regolazione 2000-2003, con riferimento ai clienti non domestici, garantiva la copertura dei costi riconosciuti di trasporto su reti di distribuzione e trasmissione, di misura e di commercializzazione del servizio di vendita non coperti dai contributi di allacciamento, tramite i corrispettivi per il servizio di trasporto. In particolare, la tariffa TV1 che definiva per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione) un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa poteva realizzare nell'anno dall'erogazione del servizio di trasporto, risultava composta dalle seguenti componenti:

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

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

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

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

1.2 Per le utenze di illuminazione pubblica l'ammontare dei costi riconosciuti ad esse attribuibili era tradotto integralmente, nella opzione tariffaria TV1, in una componente riferita all'energia elettrica prelevata. Per tali forniture l'opzione tariffaria TV1 era pertanto di tipo monomio. Si è preferito non utilizzare una opzione binomia in quanto la difficoltà di definire la nozione di "cliente" per questa tipologia di utenze rende economicamente razionale per gli esercenti comportamenti elusivi del vincolo V1. La componente  $\rho_3$  per tali forniture era quindi scomponibile nei seguenti elementi:

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

1.3 A maggiorazione del servizio di trasporto era inoltre prevista l'applicazione della componente ulteriore UC<sub>3</sub>.

1.4 I costi relativi al servizio di vendita diversi dalla commercializzazione dello stesso (sostanzialmente i costi di acquisto dell'energia elettrica) erano coperti dalla componente tariffaria CCA fissata dall'Autorità così articolata:

- CCA = VE +  $\gamma$  PG per clienti senza misuratori a fasce

- $CCA = VE + \lambda PG_T$  per clienti dotati di misuratori a fasce;
- dove:
- a) VE è (espresso in centesimi di euro per kWh), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n.79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
  - b)  $\gamma$  è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia di contratto tenuto conto delle perdite di energia sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
  - c) PG è (espresso in centesimi di euro per kWh), la stima della media trimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso;
  - d)  $\lambda$  è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia contrattuale
  - e)  $PG_T$  è (espresso in centesimi di euro per kWh), il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso differenziato per fascia oraria.

1.5 Per i clienti del mercato vincolato risultava inoltre prevista l'applicazione della componente  $UC_1$ , fissata però pari a 0 (zero),  $UC_4$  e  $UC_5$ .

### ***Il nuovo periodo regolatorio***

1.6 La struttura tariffaria del periodo regolatorio 2004-2007 prevede per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione):

- tariffe amministrative a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione;
- opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione;
- componenti tariffarie  $UC_3$  e  $UC_6$ ;
- tariffe amministrative a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- tariffe amministrative a copertura dei costi relativi al servizio di vendita.

1.7 Ciascuna impresa distributrice, applica ai clienti finali la componente tariffaria TRAS a copertura dei costi per il servizio di trasmissione, (di cui agli articoli 5 e 6 del Testo integrato). Tale componente è differenziata a seconda che i clienti finali a cui viene applicata siano dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4.

1.8 Per il servizio di distribuzione resta nella sostanza immutato il sistema delle opzioni: ciascuna impresa distributrice propone, ai clienti finali diversi dagli utenti domestici in bassa tensione ubicati nel proprio ambito di competenza, almeno un'opzione tariffaria base per il servizio di distribuzione e, in aggiunta, può proporre opzioni tariffarie speciali.

1.9 La nuova opzione tariffaria TV1, (di cui agli articoli 8 e 9 del Testo integrato), definisce per ciascuna tipologia contrattuale un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa può realizzare, nell'anno, dall'erogazione del servizio di distribuzione. La nuova opzione tariffaria TV1 è composta dalle seguenti componenti:

- a)  $\rho_1$  (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno), costruita in modo da consentire la copertura di parte dei costi riconosciuti per la commercializzazione del servizio di distribuzione (elemento  $\rho_1(cot)$ ), di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione (elemento  $\rho_1(disMT)$ ) e dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di bassa tensione (elemento  $\rho_1(disBT)$ ):

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

- b)  $\rho_3$  (espressa in centesimi di euro per kWh) costruita in modo da consentire la copertura di parte dei costi riconosciuti per la commercializzazione del servizio di distribuzione (elemento  $\rho_3(cot)$ ), dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di alta tensione (elemento  $\rho_3(disAT)$ ) e di parte dei costi riconosciuti per la distribuzione su reti di media tensione (elemento  $\rho_3(disMT)$ ):

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

- 1.10 Ciascuna impresa distributrice applica inoltre a tutti i clienti finali (liberi e vincolati) le componenti UC<sub>3</sub>, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di integrazione.
- 1.11 Ciascuna impresa distributrice, applica ai clienti finali sia liberi che vincolati (esclusi quelli connessi in alta ed altissima tensione), le componenti UC<sub>6</sub>, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.
- 1.12 I costi relativi all'erogazione del servizio di misura, relativi ai costi per l'installazione e manutenzione del misuratore e ai costi per la rilevazione e la registrazione delle misure sono coperti tramite l'applicazione di una tariffa fissata dall'Autorità, composta dalle seguenti componenti:
- MIS<sub>1</sub> espressa in centesimi di euro per punto di prelievo (per le tipologie "altri usi");
  - MIS<sub>3</sub> espressa in centesimi di euro per kWh (illuminazione pubblica).
- 1.13 I costi relativi al servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato sono coperti tramite l'applicazione delle componenti CCA e COV, fissate dall'Autorità.

La componente COV remunera i costi commerciali del servizio di vendita ed è così articolata:

- COV<sub>1</sub> espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno (per le tipologie "altri usi");
- COV<sub>3</sub> espressa in centesimi di euro per kWh (illuminazione pubblica).

La componente CCA è così articolata:

$$CCA = VE + PC + OD$$

con:

- VE (espresso in centesimi di euro per kWh), a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n.79/99 sino all'avvio del dispacciamento di merito economico;
- PC (espresso in centesimi di euro per kWh), a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, così differenziato:
  - PC =  $\gamma PGN$  per i clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4, (dove PGN, espresso in centesimi di euro per kWh, è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico);
  - PC =  $\lambda PGN_B$  per i clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica biorario (dove PGN<sub>B</sub>, espresso in centesimi di euro per kWh, è la stima per ciascuna delle fasce orarie FB1, FB2, della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico);

3.  $PC = \lambda PGN_t$  per i clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4 (dove  $PGN_t$ , espresso in centesimi di euro per kWh, è la stima per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 della media della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di acquisto e di funzionamento dell'Acquirente unico);
- c) OD (espresso in centesimi di euro per kWh), a copertura dei costi di dispacciamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato così differenziato:
  1.  $OD = \gamma_{OD}D$  per i clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4 (dove  $\gamma_{OD}$  è il parametro che esprime lo scostamento, rispetto alla media, del costo di dispacciamento dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia contrattuale, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e D, espressa in centesimi di euro per kWh, è la stima della media annuale della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento);
  2.  $OD = \lambda D_t$  per i clienti finali dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria F1, F2, F3 e F4 (dove  $D_t$ , espresso in centesimi di euro/kWh, è la stima della media, per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4 della componente del prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato a copertura dei costi di dispacciamento).

1.14 Per i clienti del mercato vincolato risulta inoltre prevista l'applicazione della componente  $UC_1$ , fissata per ora pari a 0 (zero) e  $UC_5$ .

## 2 Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti domestici

### *Primo periodo regolatorio*

- 2.1 Con riferimento alla tariffa D1, la struttura tariffaria per gli utenti domestici era costituita dalle seguenti componenti:
  - a)  $\sigma_1$  (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo) ;
  - b)  $\sigma_2$  (espressa in centesimi di euro per kW per anno);
  - c)  $\sigma_3$  (espressa in centesimi di euro per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi di trasmissione  $\sigma_3(tras)$ , e di parte dei costi di distribuzione in media e alta tensione  $\sigma_3(disAT)$  e  $\sigma_3(disMT)$ 

$$\sigma_3 = \sigma_3(tras) + \sigma_3(disAT) + \sigma_3(disMT)$$
  - d) componente CCA, a copertura dei costi del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica.
- 2.2 La tariffa D1 nel primo periodo di regolazione ha svolto esclusivamente il ruolo di tariffa di riferimento. Ai clienti finali domestici venivano applicate le tariffe D2 e D3, ovvero, se proposte dal distributore e richieste dal cliente, opzioni ulteriori domestiche.

### Il nuovo periodo regolatorio

2.3 Anche per i clienti domestici allacciati in bassa tensione l'articolazione del sistema tariffario è mutata rispetto al primo periodo regolatorio. Con riferimento alla tariffa D1 la copertura dei costi per il servizio di misura e dei costi di commercializzazione nel nuovo sistema trovano copertura tramite componenti tariffarie separate, vale a dire  $\sigma_1(mis)$  per il servizio di misura,  $\sigma_1(cot)$  per la commercializzazione del servizio di distribuzione, e  $\sigma_1(cov)$  per la commercializzazione del servizio di vendita.

2.4 La nuova tariffa D1 è costituita dalle seguenti componenti:

- a)  $\sigma_1$  (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo) costruita in modo da consentire la copertura dei costi commerciali relativi al servizio di distribuzione  $\sigma_1(cot)$ , dei costi commerciali relativi al servizio di vendita  $\sigma_1(cov)$ , e dei costi relativi al servizio di misura  $\sigma_1(mis)$ :

$$\sigma_1 = \sigma_1(cot) + \sigma_1(cov) + \sigma_1(mis)$$

- b)  $\sigma_2$  (espressa in centesimi di euro per kW), a copertura di parte dei costi di distribuzione in bassa tensione;
- c)  $\sigma_3$  (espressa in centesimi di euro per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi di trasmissione  $\sigma_3(trasm)$ , e di parte dei costi di distribuzione in media e alta tensione  $\sigma_3(disAT)$  e  $\sigma_3(disMT)$

$$\sigma_3 = \sigma_3(trasm) + \sigma_3(disAT) + \sigma_3(disMT)$$

2.5 Fino all'introduzione della tariffa per i clienti domestici in stato di disagio economico ("tariffa sociale"), anche nel secondo periodo di regolazione la tariffa D1 rappresenterà la tariffa di riferimento. Ai clienti finali verranno invece applicate le tariffe D2 e D3, ovvero, se proposte dal distributore e richieste dal cliente, le opzioni ulteriori domestiche.

### Tabella riassuntiva dei costi riconosciuti e delle componenti tariffarie destinate alla loro copertura

Servizio / Categoria di costo	Componente tariffaria che ne garantisce la copertura	
	Sistema tariffario 2000-2003	Sistema tariffario 2004-2007
Servizio di trasporto		
Costi di trasmissione	$\sigma_3(trasm); \rho_3(tras)$	$\sigma_3(trasm); TRAS$
Costi di distribuzione	$\sigma_2; \sigma_3(disAT); \sigma_3(disMT); \rho_1(disMT); \rho_1(disBT); \rho_3(disMT); \rho_3(disAT)$	$\sigma_2; \sigma_3(disAT); \sigma_3(disMT); \rho_1(disMT); \rho_1(disBT); \rho_3(disMT); \rho_3(disAT)$
Costi di commercializzazione	$\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$	$\sigma_1(cot); \rho_1(cot); \rho_3(cot)$
Servizio di misura	$\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$	$\sigma_1(mis); MIS_1; MIS_3$
Servizio di vendita		
Costi di generazione	CCA	CCA
Costi di commercializzazione	$\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$	$\sigma_1(cov); COV_1; COV_3$

## Appendice 3

### Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali

#### 1 Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica

- 1.1 L'Autorità ritiene che le reti di trasmissione possano 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.
- 1.2 I corrispettivi per il servizio di trasmissione per i clienti finali sono stati determinati sulla base dei costi riconosciuti al netto della quota attribuita ai generatori.
- 1.3 Per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 si applicano i corrispettivi differenziati per fascia oraria.
- 1.4 L'Autorità ha fissato tali corrispettivi:
- a) facendo riferimento ai prezzi che si determinerebbero secondo il criterio del *peak-load pricing* nel caso di domanda perfettamente prevedibile;
  - b) assumendo come riferimento un livello di capacità produttiva pari al picco della domanda;
  - c) assumendo che la domanda sia (localmente) lineare con stessa pendenza in tutte le fasce orarie e che al presente i consumatori ricevano un segnale di costo dei servizi di trasmissione e distribuzione uniforme nelle fasce orarie;
  - d) facendo riferimento alle fasce orarie che l'Autorità ha definito sulla base della nuova rilevazione delle curve di carico, di cui alla tabella 1 del testo integrato.

La parte a copertura dei costi operativi è stata attribuita a ciascuna fascia oraria in proporzione al peso relativo, in termini di consumo di energia elettrica, di ciascuna fascia rispetto al totale.

- 1.5 Per la determinazione dei corrispettivi unitari non differenziati per fascia oraria, l'assegnazione dei costi alle singole tipologie contrattuali è stata effettuata in base al profilo di prelievo aggregato della tipologia stessa. In particolare il corrispettivo, espresso in centesimi di euro per kWh, è stato quindi calcolato secondo la seguente formula:

$$\sigma_3(\text{trasm}); TRAS = \frac{\sum_{y=1}^4 ct^y * \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \text{ con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 6 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove:

- $\overline{kWh}^{yc}$  corrisponde all'energia consumata per ogni fascia oraria dalla tipologia contrattuale stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario.

## 2 Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica

- 2.1 Anche le reti di distribuzione in alta tensione possono essere considerate infrastrutture completamente condivise da tutti i clienti e, conseguentemente, i corrispettivi per il servizio di distribuzione in alta tensione sono stati determinati facendo riferimento alla nozione teorica di *peak-load pricing*, già utilizzata per l'allocazione dei costi di trasmissione.
- 2.2 Le reti in media tensione sono condivise dai clienti allacciati in media ed in bassa tensione. Data la topologia prevalentemente di tipo radiale di queste infrastrutture, i raggi del livello di media tensione che terminano presso clienti allacciati a quel livello di tensione debbono essere dimensionati sulla base della potenza massima di cui è richiesta la disponibilità da parte di ciascun cliente (nel regime attuale tale livello è pari ad un multiplo della potenza impegnata) e l'insieme dei raggi che servono i clienti alimentati in bassa tensione deve essere dimensionato sulla base della massima potenza di cui è richiesta la disponibilità da parte dell'insieme di tali clienti.
- 2.3 Questa potenza massima può essere fissata, a partire dal picco di domanda dei clienti allacciati in bassa tensione registrato sulle reti di media tensione, corretto per tener conto del rapporto tra potenza massima prelevata ed impegno di potenza caratteristico dei clienti allacciati in media tensione.
- 2.4 Le reti in bassa tensione hanno una struttura di tipo radiale e devono perciò essere dimensionate in funzione della potenza massima richiesta dai clienti allacciati in bassa tensione, a prescindere dall'istante temporale in cui il picco di domanda si verifica. Nel regime attuale tale livello è pari alla potenza impegnata.
- 2.5 Coerentemente con le precedenti considerazioni, i costi delle reti di distribuzione in alta tensione sono stati attribuiti alle tipologie contrattuali in funzione del profilo temporale del loro carico, tenendo conto del diverso grado di congestione delle reti nelle quattro fasce orarie per le forniture multiorarie ai clienti finali.
- 2.6 Per la valorizzazione dei consumi in ciascuna fascia oraria sono stati utilizzati corrispettivi determinati secondo la logica del *peak-load pricing* con domanda variabile in modo prevedibile.
- 2.7 Le componenti tariffarie a copertura dei costi di distribuzione sulle reti di alta tensione, espressi in centesimi di euro per kWh, sono state calcolate come media ponderata del costo della distribuzione sulle reti di alta tensione per fasce orarie:

$$\rho_3(disAT); \sigma_3(disAT) = \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{AT}^y \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \text{ con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 6 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove  $cd_{AT}^y$  è il costo unitario di distribuzione sulle reti di alta tensione unitario (in centesimi di euro per kWh, calcolato secondo la logica del *peak-load pricing* con domanda variabile in modo prevedibile).

- 2.8 I costi delle infrastrutture di rete della distribuzione di media tensione sono stati attribuiti alle utenze 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 stati poi

attribuiti alle utenze allacciate a questo livello di tensione in funzione del profilo temporale del loro carico, tenendo conto del diverso grado di congestione delle reti nelle quattro fasce orarie.

- 2.9 La componente tariffaria a copertura dei costi di distribuzione su reti in media tensione per i clienti allacciati in media tensione è stata determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia contrattuale. In particolare tale componente espresso in centesimi di euro per punto di prelievo risulta pari a :

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

dove:

- $c$  sono le tipologie contrattuali;
- $CD_{MT}$  corrisponde ai costi di distribuzione della rete di media tensione riconosciuti;
- $kW_{imp}^{MT}$  corrisponde alla somma delle potenze impegnate da tutti i clienti allacciati in media tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $kW_{disp}^{BT}$  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.
- $kW_{imp}^c$  corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia di utenza  $c$  allacciata in media tensione, stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $N^c$  è il numero dei punti di prelievo della tipologia  $c$ .

Per le utenze di illuminazione pubblica, tale parametro, espresso in centesimi di euro/kWh, è stato calcolato secondo la seguente formula:

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

dove:

- $kWh^c$  corrisponde all'energia consumata dalla tipologia contrattuale stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario.

- 2.10 Le componenti tariffarie a copertura dei costi di distribuzione su reti di media tensione per i clienti allacciati in bassa tensione sono state calcolate come media ponderata del costo unitario, distinto per fasce orarie, della distribuzione su reti di media tensione attribuito all'insieme dei clienti allacciati in bassa tensione ( $cd_{MT}^{y,BT}$ )

$$\sigma_3(disMT); \rho_3(disMT) = \frac{\sum_{y=1}^4 cd_{MT}^{y,BT} kWh^{yc}}{\sum_{y=1}^4 kWh^{yc}}, \text{ con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 3 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

dove:

- $\overline{kWh}^{yc}$  corrisponde all'energia consumata per ogni fascia oraria dalla tipologia contrattuale stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario.

2.11 I costi delle infrastrutture di rete relativi alle reti di distribuzione in bassa tensione sono stati attribuiti alle tipologie contrattuali allacciate in bassa tensione in funzione della potenza impegnata per cliente. La componente a copertura dei costi di distribuzione direttamente attribuibili su reti di bassa tensione è quindi determinata in funzione della potenza media impegnata da ciascuna tipologia. In particolare tale componente risulta pari a:

i)  $\rho_1(disBT)$ , espresso in centesimi di euro per punto di prelievo, per le utenze per usi diversi da illuminazione pubblica, calcolata come:

$$\rho_1(disBT) = \frac{\overline{CD}_{BT}}{\overline{kW}_{imp}^{BT}} * \frac{\overline{kW}_{imp}^c}{N^c}$$

dove:

- $c$  sono le tipologie contrattuali;
- $\overline{CD}_{BT}$  corrisponde ai costi della rete di bassa tensione riconosciuti;
- $\overline{kW}_{imp}^{BT}$  corrisponde alla somma delle potenze impegnate da tutti i clienti allacciati in bassa tensione, stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $\overline{kW}_{imp}^c$  corrisponde alla potenza impegnata dalla tipologia contrattuale  $c$  stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;
- $N^c$  è il numero dei punti di prelievo della tipologia  $c$ .

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

$$\rho_3(disBT) = \frac{\overline{CD}_{BT}}{\overline{kW}_{imp}^{BT}} * \frac{\overline{kW}_{imp}^c}{\overline{kWh}^c};$$

dove:

- $\overline{kWh}^c$  corrisponde all'energia consumata dalla tipologia contrattuale stimata per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario.

iii)  $\sigma_2(disBT)$ , espressa in centesimi di euro per kW impegnato per anno, per le utenze in bassa tensione per usi domestici, calcolata come

$$\sigma_2(disBT) = \frac{\overline{CD}_{BT}}{\overline{kW}_{imp}^{BT}}$$

### 3 Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di misura e alla commercializzazione dei servizi di trasporto e di vendita dell'energia elettrica

- 3.1 L'Autorità ritiene che i costi di misura e commercializzazione dipendano in parte dalle caratteristiche della domanda e in parte dalla complessità del rapporto contrattuale, legate alla dimensione del cliente. Di conseguenza l'Autorità ha attribuito i costi relativi all'erogazione del servizio di misura ed alla commercializzazione rispettivamente del servizio di vendita e del servizio di trasporto, per il 50% in modo identico per tutte le tipologie contrattuali e per il 50% in funzione della potenza impegnata dal cliente. Si è ritenuto infatti che un possibile indicatore della complessità del contratto sia rappresentato dalla potenza media impegnata per cliente.
- 3.2 La componente tariffaria  $\rho_1(**)$ , a copertura rispettivamente dei costi di commercializzazione del servizio di vendita  $COV_1$ , di commercializzazione del servizio di trasporto ( $\rho_1(cot)$ ) e del servizio di misura  $MIS_1$ , per le tipologie contrattuali diverse dalle utenze in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è stata calcolata come:

$$\rho_1(**) = \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{kW_{imp}} * \frac{kW_{imp}^c}{N^c} + \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{N}$$

dove:

- $c$  sono le tipologie contrattuali;
- $C^{**}$  è il costo riconosciuto rispettivamente per la commercializzazione del servizio di vendita ( $C^{COV}$ ), per la commercializzazione del servizio di trasporto ( $C^{COT}$ ) e per l'erogazione del servizio di misura ( $C^{MIS}$ ).
- $kW_{imp}$  e  $kW_{imp}^c$  sono rispettivamente la somma della potenza impegnata da tutte le tipologie contrattuali e quella impegnata dalla tipologia di utenza  $c$ , come stimate per il primo anno di applicazione del nuovo ordinamento tariffario;

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

- 3.3 La componente tariffaria  $\rho_3(**)$ , a copertura rispettivamente dei costi di commercializzazione del servizio di vendita  $COV_3$ , di commercializzazione del servizio di trasporto ( $\rho_3(cot)$ ) e del servizio di misura  $MIS_3$ , per le utenze in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in centesimi di euro per kWh, è stata calcolata come:

$$\rho_3(**) = \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{kW_{imp}} * \frac{kW_{imp}^c}{N^c} + \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{N} * \frac{N^c}{kWh^c}$$

- 3.4 Infine, la componente tariffaria  $\sigma_1(**)$ , a copertura rispettivamente dei costi di commercializzazione del servizio di vendita ( $\sigma_1(cov)$ ), di commercializzazione del servizio di trasporto ( $\sigma_1(cot)$ ) e del servizio di misura ( $\sigma_1(mis)$ ), per le utenze in bassa tensione per

usi domestici, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è stata calcolata come:

$$\sigma_1 (**) = \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{kW_{imp}} * \frac{\overline{kW_{imp}^c}}{N^c} + \frac{1}{2} * \frac{C^{**}}{N} .$$