

**TARIFE 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**

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del procedimento avviato con delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 aprile 2003, n. 30/03, ai fini della 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 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007.

1° luglio 2003

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) in materia di 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.

Il documento per la consultazione viene diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di presentare osservazioni e proposte. Prima che l'Autorità proceda all'emanazione dei provvedimenti previsti potranno anche essere organizzate audizioni con i soggetti interessati.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 5 settembre 2003.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Area elettricità
piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel 0265565268 – 0265565311
fax 0265565222 – 0265565266
e-mail: **a_e@autorita.energia.it**
sito internet: **www.autorita.energia.it**

INDICE

| | | |
|---|--|----|
| 1 | Introduzione e sintesi delle proposte | 5 |
| PARTE I..... | | 10 |
| Presupposti della regolazione in materia di prezzi e corrispettivi | | 10 |
| 2 | Quadro normativo..... | 10 |
| 3 | Assetto del settore elettrico..... | 12 |
| PARTE II..... | | 16 |
| Principi generali e meccanismi per la regolazione di tariffe e corrispettivi..... | | 16 |
| 4 | Obbiettivi e criteri per il nuovo periodo regolatorio | 16 |
| 5 | I servizi oggetto di regolazione tariffaria..... | 17 |
| 6 | Criteri per il riconoscimento dei costi e regolazione delle tariffe | 18 |
| PARTE III | | 20 |
| Il servizio di trasporto | | 20 |
| 7 | Costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali..... | 20 |
| 8 | Il servizio di trasporto: attività di trasmissione e dispacciamento. | 25 |
| 9 | Il servizio di trasporto: attività di distribuzione | 34 |
| PARTE IV | | 42 |
| Il servizio di misura | | 42 |
| 10 | Aspetti generali..... | 42 |
| 11 | Costi relativi al servizio di misura e modalità di erogazione del servizio | 43 |
| 12 | Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali | 43 |
| 13 | Criteri di regolazione | 43 |
| PARTE V | | 44 |
| Il servizio di vendita..... | | 44 |
| 14 | Aspetti generali..... | 44 |
| 15 | Costi relativi al servizio di vendita..... | 45 |
| 16 | Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza..... | 46 |
| 17 | Criteri di regolazione | 49 |
| 18 | La perequazione dei costi di acquisto e vendita dell'e.e. destinata al mercato vincolato.. | 49 |
| PARTE VI..... | | 51 |
| Regolazione tariffaria per i clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione..... | | 51 |
| 19 | Apertura del mercato e regolazione tariffaria dei clienti domestici | 51 |
| 20 | Regime ordinario..... | 51 |
| 21 | Regolazione economica del servizio di connessione per i clienti domestici | 53 |
| 22 | Offerta di opzioni tariffarie ulteriori per i clienti domestici | 54 |
| 23 | Perequazione dei ricavi..... | 55 |
| PARTE VII..... | | 56 |
| Regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori..... | | 56 |
| 24 | Quadro normativo..... | 56 |
| 25 | Situazione attuale..... | 60 |
| 26 | Adozione di schemi di regolazione incentivanti per le imprese elettriche minori | 61 |
| 27 | Regolazione economica delle imprese che operano su isole minori e problemi di assetto | 62 |
| 28 | Costi degli esercenti il servizio elettrico sulle isole minori | 62 |
| 29 | Criteri di regolazione | 63 |
| 30 | Copertura dell'onere che deriva dall'applicazione del regime delle integrazioni tariffarie | 64 |
| PARTE VIII..... | | 65 |
| Regimi tariffari speciali e prestazioni patrimoniali imposte | | 65 |
| 31 | Regimi tariffari speciali: quadro normativo..... | 65 |
| 32 | Trattamento dei regimi tariffari speciali nel periodo di regolazione 2000-2003 | 65 |
| 33 | Criteri di regolazione dei regimi tariffari speciali nel periodo di regolazione 2004-2007 | 66 |

| | | |
|----|---|----|
| 34 | Prestazioni patrimoniali imposte | 66 |
| | APPENDICE 1 | 68 |
| | Il sistema tariffario vigente..... | 68 |
| 1 | Il sistema tariffario prima dell'intervento dell'Autorità..... | 68 |
| 2 | La riforma tariffaria introdotta dall'Autorità e il sistema oggi in vigore | 68 |
| 3 | Il servizio di trasporto per i clienti non domestici..... | 69 |
| 4 | Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici..... | 70 |
| 5 | Il sistema tariffario per i clienti domestici | 71 |
| 6 | Le componenti tariffarie A e UC..... | 72 |
| | APPENDICE 2 | 74 |
| | Sintesi delle modifiche proposte in relazione alla struttura tariffaria del primo periodo di regolazione | 74 |
| 1 | Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti non domestici | 74 |
| 2 | Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti domestici | 76 |
| | APPENDICE 3 | 77 |
| | Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali..... | 77 |
| 1 | Criteri di attribuzione dei costi relativi al trasporto dell'energia elettrica su reti di trasmissione | 77 |
| 2 | Criteri di attribuzione dei costi relativi al trasporto dell'energia elettrica su reti di distribuzione | 78 |
| 3 | Criteri di attribuzione dei costi relativi al servizio di misura e alla commercializzazione dei servizi di trasporto e di vendita dell'energia elettrica | 81 |

1 Introduzione e sintesi delle proposte

Introduzione

- 1.1 Con il 31 dicembre 2003 si conclude il periodo di regolazione delle tariffe elettriche 2000-2003, avviato con la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 dicembre 1999, n. 204/99, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 235 del 31 dicembre 1999 e successive modificazioni (di seguito: deliberazione n.204/99). La disciplina tariffaria in vigore è oggi raggruppata nel *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* (di seguito: *Testo integrato*). Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con delibera 1 aprile 2003, n. 30/03 (di seguito: delibera n. 30/03) per la definizione della normativa in materia di tariffe e corrispettivi per il servizio elettrico.
- 1.2 Il documento illustra le proposte dell'Autorità in tema di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi dei seguenti servizi di pubblica utilità:
 - a) trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione con obbligo di connessione di terzi (di seguito: servizio di trasporto);
 - b) acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, ivi inclusa la fornitura ai clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione (di seguito: servizio di vendita);
 - c) misura dell'energia elettrica (di seguito: servizio di misura).
- 1.3 Per quanto riguarda il servizio di trasporto dell'energia elettrica, la regolazione tariffaria risponde all'esigenza di disciplinare un settore caratterizzato dalle tipiche condizioni di monopolio tecnico. In questo ambito l'Autorità intende introdurre, coerentemente con le disposizioni legislative vigenti, schemi tariffari incentivanti basati sul metodo del *price-cap*; in particolare l'Autorità intende fissare, per un periodo di quattro anni, la tariffa base e le regole di aggiornamento annuale (adeguamento per: l'inflazione; il recupero di produttività; il recupero di qualità del servizio; la copertura dei costi derivanti da eventi imprevedibili; la copertura dei costi per il controllo e la gestione della domanda) relativamente all'erogazione del servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica. Ai fini della fissazione della tariffa di trasporto l'Autorità deve:
 - a) identificare il livello di costi da riconoscere agli esercenti il servizio (costi operativi, inclusi gli ammortamenti, e congrua remunerazione del capitale investito);
 - b) fissare un obiettivo annuale di recupero di produttività (*X-factor*);
 - c) definire le modalità di ribaltamento ai clienti dei costi per l'erogazione del servizio di trasporto (modalità di definizione dei vincoli e delle opzioni tariffarie; tipologie contrattuali).
- 1.4 Accanto alla regolazione dei prezzi per l'accesso e l'uso delle reti elettriche, inoltre, l'Autorità è chiamata a definire le regole per il nuovo periodo regolatorio relative all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, nonché alla fissazione di tariffe a tutela dei clienti vincolati e, in maniera particolare per la fornitura dei clienti domestici.
- 1.5 L'Autorità intende rivedere le modalità di remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica. Nel primo periodo di regolazione i corrispettivi a copertura dei costi per lo svolgimento di tale servizio erano infatti inclusi nel corrispettivo per il servizio di trasporto.

- 1.6 Per quanto riguarda invece il servizio di vendita dell'energia elettrica, i prezzi relativi ai contratti di compravendita all'ingrosso e al dettaglio, stipulati nell'ambito della fornitura per il mercato vincolato, vengono attualmente definiti dall'Autorità in via amministrativa. Tali prezzi non riflettono quindi meccanismi di mercato. In attesa dello sviluppo e del consolidamento di tali meccanismi, l'Autorità ripropone le modalità adottate negli anni precedenti. La regolazione tariffaria, peraltro non vincolata alla cadenza degli aggiornamenti tariffari relativi al servizio di trasporto, potrà evolvere nel corso del periodo regolatorio 2004-2007, in considerazione dello stato di apertura del mercato. Il corrispettivo per il servizio di vendita dell'energia elettrica incorpora anche apposite componenti destinate a coprire i costi relativi alla commercializzazione di tale servizio.
- 1.7 L'Autorità intende esplicitare, anche per i clienti del mercato vincolato, apposite componenti tariffarie a copertura dei costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, ivi inclusa la riserva. Ciò comporta l'evidenziazione nei corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica della quota parte destinata a remunerare detto servizio.
- 1.8 Con riferimento ai clienti domestici, l'oggetto del presente documento per la consultazione è la definizione delle condizioni tariffarie e di fornitura per la generalità dei clienti, ossia dei clienti non ammessi ai regimi di agevolazione previsti per i soggetti in stato di disagio economico. Le proposte e le decisioni finali, in ogni caso, terranno conto degli esiti del procedimento in corso relativo alla definizione di tariffe destinate alle famiglie in condizioni di disagio economico ed in relazione al quale, nel mese di febbraio, l'Autorità ha diffuso il documento per la consultazione *Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati*.
- 1.9 Nell'ambito del presente documento per la consultazione l'Autorità propone anche la definizione di nuovi criteri di determinazione delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori. Nel documento vengono pertanto individuate le linee guida di tale intervento, anche al fine di garantirne la coerenza con il quadro normativo e tariffario generale.
- 1.10 Il procedimento per la formazione di provvedimenti a carattere generale in materia di tariffe e corrispettivi dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007, si svolge in parallelo con l'analogo procedimento in materia di qualità dei servizi di trasporto su reti di distribuzione, di misura e di vendita dell'energia elettrica, avviato dall'Autorità con la deliberazione 1 aprile 2003, n. 31/03. Lo svolgimento contemporaneo dei due procedimenti mira a garantire coerenza tra le decisioni dell'Autorità in materia di tariffe e corrispettivi e in materia di qualità del servizio.

Sintesi delle proposte

- 1.11 Il documento per la consultazione è suddiviso in sei parti:
 - a) nella parte I è tracciato un quadro d'insieme del settore oggetto di regolazione, sia sotto il profilo dell'assetto organizzativo, sia sotto il profilo normativo;
 - b) nella parte II sono indicati i principi generali e i meccanismi per la regolazione di tariffe e corrispettivi che saranno applicati con riferimento al periodo 2004-2007;
 - c) nelle parti III, IV e V, per ciascun servizio di pubblica utilità la cui regolazione è oggetto del presente documento sono riportati i criteri di regolazione proposti;
 - d) nella parte VI sono descritte le proposte dell'Autorità in materia di regolazione tariffaria per i clienti domestici in bassa tensione;
 - e) nella parte VII sono riportate le linee guida per lo sviluppo del regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori;

f) nella parte VIII sono infine descritti i principali regimi tariffari speciali e la disciplina generale relativa alle prestazioni patrimoniali imposte.

Sono inserite tre appendici relative rispettivamente al sistema tariffario vigente, a una sintesi delle modifiche proposte in relazione alla struttura tariffaria del primo periodo di regolazione e alle modalità di allocazione dei costi alle diverse tipologie contrattuali.

- 1.12 Per quanto riguarda le modalità di determinazione dei costi riconosciuti in relazione a ciascuna tipologia contrattuale per l'erogazione del servizio di pubblica utilità di trasporto dell'energia elettrica, l'Autorità ripropone l'impostazione seguita per il periodo di regolazione 2000-2003. Anche con riferimento ai servizi di misura e di vendita per i clienti del mercato vincolato, in attesa di un'evoluzione in senso competitivo delle modalità di erogazione di tali servizi e, quindi, di graduale rimozione dei controlli tariffari, l'Autorità propone di utilizzare transitoriamente criteri coerenti con quelli del primo periodo di regolazione.
- 1.13 In linea di principio l'Autorità ritiene opportuno garantire agli esercenti la piena copertura dei costi che si formano nelle fasi a monte della filiera elettrica e che non sono sotto il diretto controllo, quali i costi per l'acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato ed i costi relativi all'acquisto del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale. Per quanto riguarda invece i costi propri dei servizi oggetto di regolazione l'Autorità propone meccanismi incentivanti che consentano la copertura dei costi operativi e una adeguata remunerazione del capitale investito.
- 1.14 In relazione al livello dei costi operativi da riconoscere, l'Autorità, come già indicato nella deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2003, n. 30/03, in corso di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale, nel fissare il livello tariffario iniziale assicura il parziale trasferimento ai consumatori delle maggiori efficienze realizzate dagli esercenti il servizio di trasporto rispetto agli obiettivi definiti attraverso il meccanismo del *price-cap* di cui all'articolo 2, comma 18, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95), per il periodo di regolazione 2000-2003. Il trasferimento riguarderà una quota di maggiori efficienze non superiore a quella lasciata alle stesse imprese: in concreto appare equa una ripartizione al 50%.
- 1.15 In relazione alla determinazione della componente dei costi riconosciuti legata alla remunerazione del capitale investito, l'Autorità propone l'adozione di tassi di remunerazione in linea con quelli adottati con le esigenze di sviluppo e di innovazione delle reti, determinati con la metodologia del "*Weighted Average Cost of Capital, WACC*" ed applicati ad un capitale investito calcolato sulla base del capitale investito preso a riferimento per il periodo regolatorio 2000-2003, opportunamente rivalutato e aumentato degli investimenti netti relativi al periodo 1997-2001 e di una stima degli investimenti netti relativi al periodo 2002-2003.
- 1.16 Per quanto riguarda l'obiettivo annuale di recupero di produttività (*X-factor*), l'Autorità è orientata a proporre tassi in linea con quelli adottati nel primo periodo regolatorio.
- 1.17 Il livello generale dei costi riconosciuti, in relazione all'erogazione del servizio alle singole tipologie contrattuali, sarà determinato dall'Autorità prendendo come riferimento il livello dei costi registrati nell'anno 2001. A tal fine l'Autorità ha già provveduto a richiedere dati tecnici ed economici a tutti gli esercenti. Sulla base del livello generale dei costi verranno quindi fissati i parametri unitari per ciascuna tipologia contrattuale che, applicati alle variabili di scala, consentiranno di calcolare, per ciascun esercente, il ricavo ammesso per ciascuna tipologia servita. Il livello dei costi riconosciuti per ciascun esercente è pertanto pari alla somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia servita, costruiti sulla base delle caratteristiche medie nazionali di utenza e territorio, e dell'ammontare derivante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione.

- 1.18 Per quanto riguarda le modalità di determinazione dei parametri e dei vincoli tariffari relativi ai singoli servizi oggetto di regolazione, l’Autorità, in relazione a esigenze di trasparenza e alle finalità proprie del mandato attribuitole, di promozione della concorrenza, intende introdurre distinti corrispettivi in relazione ai seguenti servizi:
- a) corrispettivi per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale;
 - b) corrispettivi per il servizio di trasporto sulle reti di distribuzione;
 - c) corrispettivi per il servizio di misura;
 - d) corrispettivi per il servizio vendita.
- 1.19 Per quanto riguarda la regolazione del servizio di trasporto sulle reti di distribuzione l’Autorità ripropone meccanismi di opzioni e vincoli tariffari. Per quanto riguarda i corrispettivi per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, l’Autorità intende basarsi su un regime di tariffe amministrato.
- 1.20 Nell’ipotesi di unificazione di proprietà e gestione della rete, attualmente oggetto di discussione parlamentare, fermo restando il livello dei ricavi riconosciuti agli esercenti, che saranno calcolati con continuità di criteri in tutto il periodo di regolazione, l’Autorità intende valutare l’opportunità di abbandonare il regime di tariffe amministrato, introducendo meccanismi di opzioni e vincoli tariffari analoghi a quelli attualmente previsti per la distribuzione, e di adottare un sistema tariffario basato sui modelli di *entry-exit*.
- 1.21 Per quanto riguarda il corrispettivo per il servizio misura, non più incluso nel corrispettivo per il servizio di trasporto come nel primo periodo di regolazione, l’Autorità fissa un prezzo. Con riferimento al servizio di vendita, l’Autorità ripropone l’attuale sistema di prezzi. I corrispettivi per il servizio di vendita saranno fissati in modo da comprendere anche una quota destinata alla copertura, almeno parziale, dei costi di commercializzazione del servizio di vendita stesso, precedentemente compresi nei costi di commercializzazione riconosciuti per il servizio di trasporto.
- 1.22 Per quanto riguarda la regolazione tariffaria dei servizi prestati a clienti domestici in bassa tensione, l’Autorità ripropone il sistema di tutela attualmente in vigore basato su tariffe amministrato, e completare il processo di graduale convergenza delle tariffe D2 e D3 verso la tariffa D1. La ripresa del processo di riallineamento alla tariffa D1 si rende possibile, in quanto è attesa l’introduzione della tariffa sociale, oggetto di separata consultazione. In ogni caso, nella definizione del processo di riallineamento alla tariffa D1, l’Autorità sorveglierà costantemente l’impatto che tale processo potrà avere sui clienti non protetti dalla tariffa sociale: per tali clienti, ed in particolare per quelli con bassi consumi, il passaggio alla tariffa D1, nella sua attuale formulazione, può comportare infatti aumenti percentualmente molto consistenti della spesa annua per il servizio elettrico, anche se in molti casi di modesto importo assoluto.
- 1.23 Contestualmente alla fissazione dei parametri e dei vincoli tariffari, l’Autorità intende definire i meccanismi di perequazione dei costi in capo ai distributori con riferimento al periodo di regolazione 2004-2007. I meccanismi di perequazione per il periodo di regolazione 2000-2003 saranno oggetto di un separato documento per la consultazione. Con riferimento al periodo di regolazione 2004-2007, per quanto riguarda i meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione l’Autorità, intende valutare l’opportunità di sviluppare meccanismi che, temporaneamente, riflettano il diverso livello di efficienza nell’erogazione del servizio, introducendo contestualmente obiettivi aggiuntivi in termini di recupero di produttività per le imprese meno efficienti della media nazionale.
- 1.24 Nella definizione delle tariffe a copertura dei costi per l’erogazione del servizio di trasporto, l’Autorità propone una nuova disciplina del servizio di connessione alle reti di distribuzione, in particolare per le utenze connesse in media e bassa tensione. In particolare, per i clienti non domestici, l’Autorità propone l’introduzione di gradi di flessibilità con l’applicazione di

un sistema di vincoli e opzioni, analogamente a quanto previsto per le tariffe di trasporto. Per i clienti domestici l'Autorità invece ripropone un regime di contributi fissati in via amministrativa.

- 1.25 Infine nella regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori, l'Autorità propone una riforma dei meccanismi attualmente in vigore per adeguarli alla logica della regolazione tariffaria fissata dalla legge 481/95, volta a produrre con la tariffa uno stimolo a perseguire la massima efficienza. Tali meccanismi avranno per oggetto anche l'attività di produzione dell'energia elettrica e si propone che vengano applicati in tutti i casi in cui la produzione e distribuzione di energia elettrica avvengono nell'ambito di reti ubicate su isole non interconnesse con il sistema elettrico nazionale.

PARTE I

Presupposti della regolazione in materia di prezzi e corrispettivi

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 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi 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).
- 2.3 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.
- 2.4 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.
- 2.5 L'articolo 2, comma 21, sempre della legge n. 481/95, infine, prevede che il Governo, nell'ambito del documento di programmazione economico-finanziaria indichi all'Autorità il quadro delle esigenze di sviluppo dei servizi di pubblica utilità che corrispondono agli interessi generali del Paese.

- 2.6 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico è precisato nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Tale decreto, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, prevede alcune norme specifiche in materia di fissazione dei prezzi per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale e, indirettamente, per la definizione dell'oggetto dell'attività di distribuzione. In particolare l'articolo 3, comma 10, del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale è dovuto al gestore un corrispettivo determinato indipendentemente dalla localizzazione geografica degli impianti di produzione e dei clienti finali, e comunque sulla base di criteri non discriminatori.
- 2.7 Con il rilascio delle concessioni di distribuzione sulla base delle disposizioni dell'articolo 9, comma 1, del richiamato decreto legislativo n. 79/99, i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica sono stati esplicitamente esclusi dalle attività svolte in regime di esclusiva da parte del distributore locale. Tali servizi, pertanto, devono a tutti gli effetti essere inseriti tra i servizi potenzialmente concorrenziali.
- 2.8 La normativa nazionale del settore elettrico è oggetto di iniziative governative e parlamentari finalizzate al riordino del settore energetico. In particolare, con il disegno di legge AC 3297, si va delineando la possibilità che vengano apportati cambiamenti alla struttura ed all'organizzazione del settore elettrico italiano. L'Autorità, nel definire il quadro di regolazione tariffaria per il periodo di regolazione 2004-2007, intende adottare soluzioni coerenti con tale prospettiva, eventualmente introducendo, se opportuni, meccanismi transitori di regolazione.
- 2.9 Tra le previsioni del disegno di legge AC 3297, secondo la formulazione approvata il 14 maggio 2003 dalla X Commissione attività produttive della Camera dei deputati, appaiono particolarmente rilevanti ai fini del disegno del sistema tariffario per il nuovo periodo di regolazione i possibili interventi in materia di assetto proprietario della rete di trasmissione nazionale, le indicazioni in materia di remunerazione delle infrastrutture di rete e le prospettive di ulteriore liberalizzazione del settore dal lato della domanda, tramite il progressivo abbassamento della soglia di idoneità, fino alla completa liberalizzazione prevista per il 2007.

Il quadro normativo europeo

- 2.10 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.
- 2.11 Il nuovo quadro normativo che si è così delineato prevede alcuni cambiamenti di particolare rilievo, il cui potenziale impatto sulla normativa nazionale verrà 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.
- 2.12 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.

- 2.13 Detto regolamento in materia di scambi transfrontalieri appare particolarmente rilevante in relazione alla presente consultazione poiché, 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 Assetto del settore elettrico

- 3.1 Il settore elettrico italiano è stato oggetto nell'ultimo quinquennio di una rapida evoluzione organizzativa, conseguenza del processo di deverticalizzazione e *unbundling* attivato nel Paese anche come conseguenze delle direttive europee. Da una struttura fortemente integrata verticalmente il sistema sta evolvendo verso strutture disaggregate, caratterizzate dalla presenza di una pluralità di soggetti specializzati nello svolgimento delle differenti attività precedentemente svolte dalle imprese integrate.
- 3.2 Il richiamato processo di deverticalizzazione del settore, previsto dal decreto legislativo n. 79/99, è giunto a compimento con il rilascio delle concessioni di distribuzione. Il sistema di regolazione tariffaria che l'Autorità intende introdurre per il periodo 2004-2007, coerentemente con quanto previsto già nell'attuale periodo regolatorio, si basa su una articolazione verticale tra le attività e si propone di favorire lo sviluppo della concorrenza in tutte quelle fasi della filiera che, sulla base della normativa vigente, non sono soggette a vincoli di esclusiva. Di seguito vengono individuate le principali attività in cui è organizzato il settore elettrico e vengono indicati i relativi ambiti di intervento tariffario.

Produzione

- 3.3 La produzione di energia elettrica è un'attività libera ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, anche se sottoposta ad obblighi derivanti dalla sua caratteristica di pubblico servizio. Per gli anni fino al 2003, tenuto conto della mancata attivazione del sistema delle offerte, è stata prevista la fissazione da parte dell'Autorità del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata ai clienti del mercato vincolato. Con l'avvio dell'operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, il prezzo percepito dai produttori di energia elettrica, indipendentemente che questa venga consumata da clienti del mercato libero o da clienti del mercato vincolato, verrà stabilito dai meccanismi di mercato o tramite contrattazione bilaterale, come previsto dall'articolo 6 del medesimo decreto legislativo n. 79/99.

- 3.4 Le incertezze che permangono in relazione ai tempi di effettiva entrata in funzione del sistema delle offerte richiedono, transitoriamente, il mantenimento di appropriati meccanismi di riconoscimento dei costi di produzione. In prospettiva, tuttavia, l'intervento di tipo tariffario da parte dell'Autorità in relazione al prezzo percepito dai produttori di energia elettrica destinata al mercato vincolato dovrebbe venir meno per lasciar spazio a meccanismi legati a logiche di mercato, rimuovendo gradualmente ogni intervento tariffario diretto in tale ambito.

Trasmissione e dispacciamento

- 3.5 Le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sono riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ed assegnate al Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Gestore della rete) di cui all'articolo 3 del medesimo decreto legislativo.
- 3.6 Sotto il profilo delle modalità di copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento di tale attività è necessario analizzare separatamente la fase di gestione dell'attività di dispacciamento da quella di approvvigionamento delle risorse necessarie al suo espletamento. I costi relativi alla gestione del servizio di dispacciamento sorgono all'interno del Gestore della rete. Tali costi, anche successivamente all'adozione di meccanismi di mercato per l'acquisizione delle risorse necessarie all'espletamento del servizio di dispacciamento, troveranno copertura in componenti tariffarie definite in via amministrativa e ricomprese nell'ambito delle tariffe di trasporto.
- 3.7 L'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, ai sensi di quanto previsto dall'allegato alla deliberazione dell'Autorità 30 aprile 2001 n. 95/01, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 148 del 21 giugno 2001 (di seguito: deliberazione n. 95/01), sarà basato su meccanismi di mercato.
- 3.8 Per i clienti finali vincolati dovranno comunque essere previsti meccanismi tariffari che consentano di trasferire in modo appropriato i segnali che si formeranno nelle fasi a monte della filiera anche in relazione all'effettuazione di tale servizio di dispacciamento. In attesa che si sviluppino i mercati per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento è oggi in vigore una disciplina transitoria che fissa in via amministrata il prezzo di tali servizi (allegato A alla deliberazione dell'Autorità 1 aprile 2003 n. 27/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 125 del 31 maggio 2003) anche per i clienti del mercato libero. I costi relativi ai servizi di dispacciamento per i clienti del mercato vincolato sono attualmente inglobati nel corrispettivo per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato e sono pari a quelli sostenuti dai clienti del mercato libero.
- 3.9 Ai fini della regolazione tariffaria di trasmissione e dispacciamento occorre rilevare come la normativa in corso di preparazione (AC 3297) e il documento di programmazione economico finanziaria per gli anni 2003-2006, deliberato da Consiglio dei Ministri il 5 luglio 2002, prevedano un importante intervento di modifica dell'attuale quadro organizzativo di tale fase della filiera elettrica. In particolare, nei richiamati documenti viene prospettato il superamento dell'attuale separazione tra proprietà delle infrastrutture di rete e gestione delle medesime.
- 3.10 Le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica, in quanto svolte in regime di esclusiva, richiedono un intervento di regolazione mirante a garantire l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, la presenza di incentivi al recupero dell'efficienza e la fissazione di prezzi orientati ai costi. Il perseguimento di tali obiettivi, ed in particolare l'incentivazione al recupero di efficienza, non possono prescindere dalla struttura organizzativa e proprietaria delle infrastrutture. Tale considerazione suggerisce

l'opportunità di individuare soluzioni in materia di regolazione dei corrispettivi per il periodo di regolazione 2004-2007 che tengano conto delle prospettive di evoluzione normativa sopra richiamate.

Distribuzione

- 3.11 L'attività di distribuzione è svolta in regime di esclusiva sulla base di concessioni rilasciate dal Ministro delle attività produttive (già Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato) ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99. La procedura di rilascio delle concessioni, pur non essendo ancora stata portata a termine, ha consentito di individuare con chiarezza l'oggetto di tale attività, vale a dire:
- a) la gestione delle reti di distribuzione;
 - b) la decisione degli interventi di manutenzione;
 - c) la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;
 - d) l'esercizio degli impianti;
 - e) l'esecuzione degli interventi di manutenzione;
 - f) la realizzazione degli interventi di sviluppo
- 3.12 Similmente alle considerazioni svolte con riferimento a trasmissione e dispacciamento, il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione nel quadro normativo attuale richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività.

Vendita dell'energia elettrica

- 3.13 Ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 la vendita dell'energia elettrica è libera. Coerentemente con tale indirizzo formulato dal legislatore nazionale, il Ministero delle attività produttive ha escluso tra le attività svolte dai distributori in regime di concessione l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 3.14 La necessità di garantire un'adeguata tutela dei clienti del mercato vincolato e di assicurare il rispetto dell'unicità della tariffa sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95) rende comunque necessario un intervento di regolazione tariffaria da parte dell'Autorità in materia di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 3.15 Nella prospettiva della completa apertura dei mercati la regolazione del servizio di vendita per i clienti del mercato vincolato ovviamente è destinata a essere gradualmente superata. In coerenza con le indicazioni formulate nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002, in particolare quelle ricollegate alla necessità di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato, l'Autorità sarà chiamata a fissare un prezzo di riferimento per il servizio di vendita ai clienti finali.

Misura dell'energia elettrica

- 3.16 La misura dell'energia elettrica, non definita e normata nell'ambito del decreto legislativo n. 79/99, è di fatto stata inclusa tra i servizi del settore elettrico non soggetti a vincoli di esclusiva con il rilascio delle concessioni di distribuzione di cui all'articolo 9 del medesimo decreto legislativo n. 79/99. Sulla base di quanto previsto dalle concessioni di distribuzione, in ogni caso, al distributore concessionario viene assegnata la responsabilità di garantire che la misura dell'energia elettrica venga comunque effettuata, configurandosi pertanto come operatore di ultima istanza.

- 3.17 Le responsabilità di installazione e manutenzione del misuratore nonché di rilevazione e registrazione delle misure, sono attualmente definite dal Testo integrato. In particolare, con esclusione della misura relativa ai punti di immissione di energia elettrica, le responsabilità della misura sono prevalentemente assegnate alle imprese distributrici.
- 3.18 La misura dell'energia elettrica, pur essendo a tutti gli effetti un'attività libera, in considerazione dell'attuale assetto organizzativo e regolatorio, richiede l'introduzione di meccanismi di regolazione tariffaria a tutela degli utenti di tale servizio. Solo in seguito all'avvio del processo di apertura alla concorrenza della misura, la regolazione tariffaria di tale servizio potrà essere gradualmente rimossa.

PARTE II

Principi generali e meccanismi per la regolazione di tariffe e corrispettivi

4 Obiettivi e criteri per il nuovo periodo regolatorio

- 4.1 Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità propone un sistema tariffario che, coerentemente con quanto già previsto per il primo periodo di regolazione, risponda agli obiettivi di:
- a) aderenza delle tariffe e dei corrispettivi ai costi del servizio sottostante;
 - b) non discriminatorietà di tariffe e corrispettivi;
 - c) flessibilità della struttura tariffaria finalizzata alla predisposizione di offerte da parte degli esercenti il più possibile coerenti con le esigenze e le caratteristiche dei clienti del servizio (incentivo al miglioramento dell'efficienza allocativa);
 - d) trasparenza del sistema tariffario;
 - e) tutela dei clienti finali, in particolare dei clienti caratterizzati da minore potere contrattuale;
 - f) incentivo al recupero di efficienza produttiva da parte degli esercenti dei servizi;
 - g) armonizzazione delle esigenze di equilibrio economico-finanziario degli esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
 - h) certezza e stabilità per favorire gli investimenti.
- 4.2 Tali obiettivi trovano integrazione in priorità che l'Autorità ha già individuato nella deliberazione n. 30/03 di avvio del procedimento ed in particolare:
- a) la garanzia di libertà di accesso alla rete, imparzialità e neutralità del servizio di trasporto sull'intero territorio nazionale;
 - b) la coerenza di tariffe e corrispettivi con i provvedimenti dell'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi di distribuzione, di vendita e di misura dell'energia elettrica;
 - c) lo sviluppo e l'integrazione del sistema elettrico nazionale nel mercato interno dell'energia elettrica;
 - d) la copertura degli investimenti necessari per il miglioramento della sicurezza e dell'economicità nell'erogazione di servizi, avendo come obiettivo il raggiungimento di caratteristiche dei servizi analoghe a quelle di altri Stati membri dell'Unione europea.
- 4.3 La stessa deliberazione n. 30/03 prevede anche criteri specifici che dovranno essere seguiti nell'ambito della definizione dei vincoli tariffari, vale a dire:
- a) livelli dei tassi di remunerazione del capitale investito nelle reti di trasmissione e di distribuzione allineati ai valori di altri Stati membri dell'Unione europea;
 - b) trasferimento a utenti e clienti finali, al termine del periodo di regolazione, di una quota delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese di trasporto rispetto agli obiettivi definiti attraverso il meccanismo del *price-cap* di cui all'articolo 2, comma 28, della legge 14 novembre 1995, n. 481, in misura non superiore a quella trasferita alle stesse imprese;
 - c) introduzione, anche distinguendo le diverse tipologie di rete (segnatamente le reti di trasmissione e di distribuzione) di componenti tariffarie applicate ai punti di immissione

e di prelievo dell'energia elettrica, anche per rendere più efficiente la gestione delle reti e ridurre le eventuali congestioni.

- 4.4 Tenendo conto di obiettivi prioritari e criteri specifici sopra individuati, per il secondo periodo regolatorio l'Autorità intende adattare alcune scelte effettuate per il primo periodo regolatorio, all'evoluzione della normativa ed all'avanzamento del processo di liberalizzazione del mercato. Si ritiene opportuno un adattamento che tenga conto delle concessioni per lo svolgimento dell'attività di distribuzione, anche al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nelle attività per le quali il legislatore non ha ritenuto di dover stabilire condizioni di svolgimento del servizio in regime di concessione.
- 4.5 Per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione l'Autorità intende individuare un numero limitato di tipologie contrattuali, in relazione alle quali definire i singoli corrispettivi. Per l'individuazione delle tipologie l'Autorità ripropone sostanzialmente gli stessi criteri oggettivi adottati nel precedente periodo regolatorio. L'Autorità ritiene opportuno aggiungere alle tipologie contrattuali previste per il periodo di regolazione 2000-2003 due ulteriori: generatori ed esercenti il servizio di trasporto su reti di distribuzione. Ciò consente di razionalizzare la disciplina tariffaria.

Spunti per la consultazione

S1 La proposta di istituire un'apposita tipologia contrattuale per i generatori e per i distributori contribuisce alla razionalizzazione della disciplina tariffaria. Si ritiene opportuno ricondurre la normativa specifica, attualmente prevista dal Testo integrato per generatori e distributori, in una disciplina di carattere più generale che deve trovare applicazione per tutti gli utenti della rete?

5 I servizi oggetto di regolazione tariffaria.

- 5.1 Il sistema tariffario vigente è stato introdotto nel *Testo integrato*. 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, transitoriamente oggetto di regolazione tariffaria, in attesa di uno sviluppo in senso concorrenziale di tale servizio.

- 5.2 Per il periodo regolatorio che si conclude con la fine del 2003, la copertura dei costi per l'erogazione del servizio di misura non avviene con una separata e identificabile componente tariffaria, ma avviene tramite i ricavi relativi al servizio di trasporto.
- 5.3 Per il servizio di dispacciamento relativo alle cessioni di energia elettrica al mercato vincolato, il sistema attualmente in vigore non prevede componenti tariffarie specifiche destinate alla copertura dei costi di tale servizio. Tali costi sono compresi rispettivamente nel prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, per quel che concerne i corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato, e nella componente CCA, per quel che riguarda i corrispettivi per il servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 5.4 L'Autorità intende predisporre un sistema tariffario strutturato in maniera coerente con i servizi individuati dal Testo integrato, ma che identifichi i costi ed i corrispettivi associati a ciascuno di tali servizi. La chiara identificazione di costi e corrispettivi associati a ciascun servizio è la premessa per la graduale apertura alla concorrenza dei servizi non oggetto di esercizio in regime di esclusiva e per lo sviluppo della concorrenza nel mercato elettrico. Si propone pertanto:
- a) l'identificazione di un separato corrispettivo a copertura dei costi per il servizio di misura;
 - b) l'identificazione di un separato corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione propri dell'attività di vendita.
- 5.5 Per ragioni di trasparenza e di chiarezza l'Autorità propone di dare evidenza alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi sostenuti per l'approvvigionamento delle risorse per l'erogazione del servizio di dispacciamento, sia nell'ambito del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, sia con riferimento alla componente CCA.

6 Criteri per il riconoscimento dei costi e regolazione delle tariffe

- 6.1 L'Autorità intende regolare separatamente i servizi svolti in regime di esclusiva dai servizi per i quali è prevista una graduale apertura in senso concorrenziale.
- 6.2 Per i servizi svolti in regime di esclusiva, segnatamente il servizio di trasporto, l'Autorità, per il periodo regolatorio 2004-2007 procederà a fissare il livello tariffario iniziale sulla base di un esame dei costi sostenuti dagli esercenti nell'anno 2001 e fisserà criteri di aggiornamento annuale delle tariffe base, secondo il criterio del *price-cap* applicato limitatamente alle componenti destinate alla copertura dei costi operativi, ivi inclusi gli ammortamenti economico-tecnici.
- 6.3 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 intende prevedere un regime di corrispettivi obbligatori. In prospettiva l'Autorità, anno per anno, sulla base dell'effettivo sviluppo della concorrenza nei singoli segmenti di mercato, valuterà l'opportunità di rimuovere il regime di corrispettivi obbligatori, sostituendolo con meccanismi di tutela meno rigidi, quali la fissazione di prezzi di riferimento, non necessariamente dipendenti dai livelli di costo sostenuti nel passato, che possono favorire il graduale consolidamento delle condizioni di concorrenza.
- 6.4 Per il primo periodo regolatorio l'Autorità ha previsto la presenza di un margine di flessibilità nell'offerta di alcuni servizi elettrici, pur assicurando la tutela dell'utenza finale. L'esperienza maturata nel corso del primo periodo regolatorio fa ritenere opportuno di riproporre tale flessibilità soprattutto con riferimento alle componenti tariffarie che riflettono

costi propri dell' esercente. Meno giustificata appare invece la previsione di margini di flessibilità con riferimento a componenti tariffarie destinate alla copertura di costi che si formano in fasi a monte del settore elettrico e che non sono direttamente controllabili da parte dell' esercente.

- 6.5 L' Autorità ripropone quindi il meccanismo di vincoli tariffari e opzioni tariffarie con riferimento al servizio di trasporto prestato su reti di distribuzione, fissando in via amministrata il corrispettivo a copertura dei costi di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale. Per i servizi di misura e di vendita, infine, l' Autorità propone transitoriamente l' introduzione di corrispettivi obbligatori. Coerentemente con quanto già previsto per il primo periodo regolatorio, si intende comunque consentire una certa flessibilità all' esercente anche in presenza di corrispettivi fissati dall' Autorità, prevedendo in tal caso la possibilità che lo stesso possa offrire opzioni tariffarie *ulteriori*, possibilità oggi già prevista per il servizio di vendita e che si intende estendere al servizio di misura. Tale facoltà rende possibile all' esercente di sfruttare la miglior conoscenza delle preferenze e delle caratteristiche della propria clientela.
- 6.6 Per quanto riguarda la fornitura all' utenza domestica l' Autorità ripropone l' attuale meccanismo di maggior tutela, prevedendo, in particolare, un sistema di tariffe amministrato abbinato alla possibilità in capo agli esercenti di offrire opzioni tariffarie *ulteriori*.
- 6.7 La regolazione del settore elettrico italiano è influenzata dalla previsione di una tariffa unica nazionale. Tale vincolo incide sul processo di determinazione delle tariffe e impone l' adozione di meccanismi di perequazione tra gli esercenti il servizio ed in particolare tra i distributori.
- 6.8 In altri termini, la presenza del vincolo di una tariffa unica nazionale porta a una divaricazione tra criteri di riconoscimento dei costi per tipologia di utenza, fissati indipendentemente dai costi specifici della rete a cui l' utenza stessa è allacciata e dalle caratteristiche dei prelievi dell' insieme degli utenti allacciati alla medesima rete, e criteri di riconoscimento dei costi per esercente, fissati invece tenendo conto delle caratteristiche specifiche dell' utenza e del territorio serviti da ciascun esercente.

PARTE III

Il servizio di trasporto

7 Costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali

I costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali

- 7.1 I criteri e le modalità adottate dal regolatore per l'identificazione dei costi da riconoscere per la fissazione dei livelli tariffari iniziali rappresentano una scelta fondamentale nel perseguimento degli obiettivi di definizione di un sistema tariffario capace di incentivare l'efficienza e di tutelare la clientela finale (minimizzando l'onere a carico dei clienti finali, pur tutelando la redditività e l'economicità degli esercenti).
- 7.2 La presenza di una tariffa unica nazionale impone la necessità di procedere al consolidamento dei costi delle imprese distributrici al fine di definire i livelli tariffari iniziali basati quindi, in via orientativa, sui costi medi del settore. Nel complesso tali costi vengono identificati come costi riconosciuti e costituiscono la base di partenza per la fissazione delle tariffe e dei parametri tariffari per le differenti tipologie contrattuali.
- 7.3 L'Autorità, nel processo di definizione dei livelli tariffari iniziali, per l'attribuzione dei costi del servizio alle differenti tipologie contrattuali, intende applicare gli stessi criteri adottati per il primo periodo regolatorio.
- 7.4 Il ricavo ammesso per il singolo esercente risulta pertanto basato sulle caratteristiche medie nazionali sia dell'utenza, sia delle aree territoriali servite. Con la definizione dei meccanismi di perequazione, che saranno oggetto di separato provvedimento dell'Autorità, si persegue l'obiettivo di correggere il ricavo ammesso per il singolo esercente, in modo da tenere conto delle specificità territoriali e di clientela che lo caratterizzano e che ne differenziano i costi dalla media.
- 7.5 I costi riconosciuti relativi al servizio di trasporto sono in generale composti da:
- a) costi che si formano in fasi a monte della filiera elettrica (ad esempio costi relativi all'acquisto dell'energia elettrica sostenuto dagli esercenti che svolgono il servizio di vendita ai clienti del mercato, oppure i costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale sostenuto dagli esercenti il servizio di trasporto su reti di distribuzione);
 - b) costi propri della fase della filiera oggetto di regolazione.
- 7.6 Con riferimento ai costi propri del settore elettrico, ai fini della determinazione dei costi riconosciuti, coerentemente con le determinazioni adottate per il primo periodo regolatorio, ai fini della fissazione del livello tariffario iniziale, l'Autorità intende far riferimento ai costi relativi alla gestione caratteristica. Sono pertanto esclusi i costi di natura straordinaria e i costi afferenti ad attività non direttamente connesse con il servizio elettrico. Al totale dei costi riconosciuti concorrono:
- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali e gli ammortamenti delle immobilizzazioni, calcolati secondo criteri economico-tecnici,
 - b) una congrua remunerazione del capitale investito.
- 7.7 In generale, in relazione ai criteri di aggiornamento dei costi riconosciuti, l'Autorità, al fine di incentivare gli investimenti e il recupero di efficienza sul fronte dei costi operativi, intende prevedere che l'aggiornamento del valore del costo riconosciuto dei costi operativi e della remunerazione del capitale investito sia definito con distinte metodologie. In

particolare il meccanismo del *price-cap* verrà applicato ai costi operativi, ma non alla remunerazione del capitale, il cui livello resterà quindi immutato durante tutto il periodo regolatorio.

- 7.8 Per quanto riguarda i livelli delle variabili di scala da utilizzare nella fissazione dei parametri tariffari, per l'anno 2004 si farà riferimento alla miglior stima disponibile di tali variabili relativamente allo stesso anno. Tale livello sarà utilizzato anche per la fissazione dei parametri tariffari per la quota parte destinata alla copertura dei costi operativi negli anni successivi al 2004.
- 7.9 Per la fissazione dei parametri tariffari relativamente alla quota parte destinata alla remunerazione del capitale investito, si farà invece riferimento alla miglior stima disponibile per ciascun anno dei valori che le richiamate variabili di scala potranno assumere. Nella determinazione dei livelli delle variabili di scala si terrà conto delle perdite standard sulle reti di trasporto dell'energia elettrica, che saranno rideterminate sulla base di analisi tecniche svolte dagli Uffici dell'Autorità.

Spunti per la consultazione

- S2. E' opportuna l'ipotesi di escludere la quota parte dei corrispettivi tariffari destinati alla remunerazione del capitale investito dal meccanismo del *price-cap*?
- S3. Nell'ipotesi di escludere la quota parte dei corrispettivi tariffari destinati alla remunerazione del capitale investito dal meccanismo del *price-cap*, si condivide la scelta di rideterminare in ciascun anno il livello della variabile di scala da utilizzare per la fissazione di tale elemento tariffario, escludendolo di conseguenza dai benefici derivanti dalla crescita dei volumi di servizio erogati dalle imprese?
- S4. Il livello dei volumi erogati, in particolare per i clienti connessi in media e bassa tensione, potrebbe risultare influenzato in qualche misura dagli interventi in materia di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse promossi dagli esercenti il servizio di trasporto su reti di distribuzione. Tali interventi hanno l'effetto di rallentare la crescita dei volumi erogati. Si ritiene opportuno che l'Autorità provveda ad incorporare tale effetto nella valutazione dei livelli dei volumi erogati per l'anno 2004 e successivamente nell'ambito nella definizione degli obiettivi di recupero di produttività? Gli interventi testé citati possono incidere in modo significativo sui livelli dei volumi erogati? Se sì, quale si ritiene possa essere a livello medio nazionale l'incidenza di tali interventi sul livello dei consumi di energia elettrica nel prossimo quadriennio?

- 7.10 I livelli dei parametri tariffari per l'anno 2004 faranno riferimento agli standard di qualità fissati dall'Autorità per il medesimo anno.
- 7.11 Data l'esigenza di garantire la copertura di costi derivanti da recuperi di qualità del servizio nel periodo 2000-2003, l'Autorità intende introdurre una apposita componente tariffaria UC, destinata ad essere applicata a tutti i clienti finali allacciati in media e bassa tensione, sia liberi, sia vincolati.

I costi riconosciuti per la fissazione dei livelli tariffari iniziali: i costi operativi

- 7.12 Ai fini del riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità farà riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti, come rilevati nell'anno 2001. L'Autorità intende procedere a stimare un conto consolidato, tenendo conto dei dati di tutte le imprese che svolgono tale servizio.
- 7.13 La componente dei costi riconosciuti per l'anno 2004 relativa ai costi operativi viene determinata come media aritmetica del costo riconosciuto per l'anno 2000 e del costo effettivo rilevato nell'anno 2001 entrambi riportati 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.

- 7.14 Concorrono alla determinazione dei livelli tariffari iniziali, le modifiche dei costi riconosciuti da attribuirsi agli anni successivi al 2001 derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

I costi riconosciuti per i livelli tariffari iniziali: la remunerazione del capitale investito

- 7.15 L'Autorità propone che la determinazione del capitale investito netto sia effettuata a partire dal capitale investito netto di riferimento per il primo periodo regolatorio. A tale valore, opportunamente rivalutato per l'inflazione riferita al periodo 1997-2001, saranno sommati gli investimenti netti effettuati in ciascun anno, opportunamente rivalutati per essere riportati all'anno di riferimento 2001.
- 7.16 Nella determinazione degli investimenti netti, l'Autorità intende tenere conto anche del saldo netto derivante dall'applicazione dei meccanismi di premio/penalità, come previsti dalla disciplina introdotti con la deliberazione n. 202/99 negli anni 2000 e 2001. Il meccanismo di premi/penalità previsto dalla disciplina di regolazione della continuità del servizio per il periodo 2000-2003, ai fini della fissazione delle tariffe, viene considerato come avente effetti di natura puramente finanziaria.
- 7.17 In conseguenza di ciò il saldo netto complessivo dei premi e delle penalità in ciascun anno viene portato in diminuzione, se positivo, o in aumento, se negativo, del livello del capitale investito netto preso a riferimento per la determinazione dei livelli tariffari iniziali nel secondo periodo regolatorio.
- 7.18 Concorreranno alla determinazione dei livelli tariffari iniziali, anche le modifiche dei costi riconosciuti da attribuirsi agli anni successivi al 2001 derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Spunti per la consultazione

- S5. L'Autorità propone le modalità di determinazione del capitale investito netto preannunciate nel documento di consultazione sulla *Regolazione delle tariffe del servizio di fornitura dell'energia elettrica ai clienti vincolati* del 29 novembre 1999 e sopra descritte. Si ritiene che l'utilizzo di metodologie alternative possano presentare vantaggi rispetto a quanto proposto?
- S6. Ai fini della determinazione del capitale investito netto per il primo periodo regolatorio l'Autorità ha incluso il valore di bilancio del capitale circolante netto. Tenuto conto del fatto che tale voce di bilancio appare scarsamente riconducibile alla gestione caratteristica delle imprese esercenti il servizio di trasporto, come si valuta l'ipotesi di adottare misure convenzionali di tale componente del capitale investito netto in luogo del valore derivante dal bilancio? In tale ipotesi, quali modalità di fissazione del valore convenzionale del capitale circolante netto si ritiene potrebbero essere adottate e perché?
- S7. E' stato evidenziato che la vita utile residua dei cespiti dell'attività di distribuzione implicita nella fissazione dei livelli tariffari con riferimento al primo periodo regolatorio non appare coerente con quella normalmente in uso negli altri paesi europei. I livelli di ammortamento riconosciuti nel primo periodo regolatorio peraltro riflettono le stime operate dalle imprese del settore italiano, così come si rileva per altro dai bilanci civilistici delle stesse imprese. Questa scelta del regolatore ha da un lato ha comportato il riconoscimento di aliquote di ammortamento più elevate rispetto alle medie europee; dall'altro ha portato a un abbattimento del valore del capitale investito netto. E' opportuno rivedere le scelte operate prevedendo un riallineamento alle medie in uso negli altri paesi europei?

Il tasso di remunerazione del capitale investito netto.

- 7.19 Coerentemente con le decisioni adottate per il primo periodo regolatorio, anche per il periodo di regolazione 2004-2007, ai fini del riconoscimento di una congrua remunerazione del capitale investito, l'Autorità intende applicare un congruo tasso di remunerazione al valore del capitale investito, assicurando alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, dell'attività elettrica.
- 7.20 Il tasso di rendimento è fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) dell'impresa una remunerazione comparabile a quella che potrebbero ottenere sul mercato investendo in attività con un analogo profilo di rischio.
- 7.21 Il tasso di rendimento del capitale investito verrà quindi determinato 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 quello tipico, a livello europeo, di imprese operanti nel settore elettrico e considerato adeguato per la realtà italiana, utilizzando la seguente formula:

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

dove:

- k_e è il tasso di rendimento del capitale di rischio;
 - E è il capitale di rischio;
 - D è l'indebitamento;
 - k_d è il tasso di rendimento sull'indebitamento;
 - t_c è l'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari.
- 7.22 Il livello del costo medio ponderato del capitale è aumentato per permettere la copertura degli oneri tributari a carico dell'impresa, tenendo conto dell'effetto complessivo dell'aliquota fiscale pagata sull'utile ante imposte. Nell'attuale regime fiscale, il livello dell'aliquota fiscale sull'utile ante imposte risulta diverso rispetto a quello utilizzato nella determinazione dello scudo fiscale degli oneri finanziari, in quanto gli stessi oneri non sono deducibili dalla base imponibile dell'imposta regionale sulle attività produttive (IRAP).
- 7.23 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio l'Autorità intende utilizzare anche per il nuovo periodo regolatorio il metodo del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.
- 7.24 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.
- 7.25 Per diversificazione degli investimenti si intende una combinazione di investimenti tale che il rischio complessivo del portafoglio sia minore della somma dei rischi associati alle attività che lo compongono, se prese singolarmente. Secondo il CAPM il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.
- 7.26 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.

7.27 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;
- β_i è la misura del rischio sistematico dell'attività. Tale parametro indica il grado di rischio sistematico, e quindi non diversificabile, di un'attività.

7.28 Per la definizione dei parametri β si è fatto riferimento alle quotazioni delle seguenti società *Red Electrica de Espana, National Grid, Viridian, Scottish and southern energy, Iberdrola, Union Fenosa, Endesa, E.ON, RWE*, proprietarie di reti di trasmissione e di distribuzione. Il riferimento temporale utilizzato è stato di un anno.

7.29 Le maggiori difficoltà nella definizione di un campione di riferimento sono legate al differente grado di apertura dei singoli mercati nazionali. Per quanto riguarda la distribuzione, tutte le società che svolgono tale attività e le cui azioni sono quotate in Borsa svolgono anche attività di vendita. I β riferiti a tali società ne risultano pertanto influenzati. Considerato che la gestione delle reti, siano esse di trasmissione o di distribuzione, sono attività equiparabili in termini di rischiosità sistematica, l'Autorità propone di fissare allo stesso livello il parametro β per le medesime. I nuovi parametri β proposti dall'Autorità sono pari a:

| Servizio / attività | β levered |
|----------------------------|-----------------|
| Trasmissione/Distribuzione | 0,4-0,5 |

7.30 Con riferimento al parametro relativo al rendimento delle attività prive di rischio l'Autorità intende adottare un valore almeno in linea con il tasso di rendimento dei titoli di Stato a lungo termine (decennali). Tale scelta, tra l'altro, appare in linea con le indicazioni contenute nel testo approvato dalla X Commissione Attività produttive del disegno di legge AC 3297, attualmente all'esame del Parlamento.

Spunti per la consultazione

- S8. Si condivide la proposta di utilizzare i titoli di Stato decennali emessi dallo Stato italiano quale riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio? Tenuto conto dell'avvento dell'euro quale moneta unica europea e in considerazione dell'avanzato processo di convergenza economica e finanziaria dell'Unione Europea, come si valuta l'ipotesi alternativa di adottare quale tasso di rendimento delle attività prive di rischio, il tasso di rendimento dell'ultima emissione di titoli di stato tedeschi decennali, che costituiscono ormai un punto di riferimento riconosciuto nei mercati finanziari continentali?
- S9. Si condivide la proposta di considerare come equivalenti, in termini di rischio sistematico, le attività di distribuzione e di trasmissione?

- 7.31 Il tasso di remunerazione del capitale di debito verrà fissato facendo riferimento ai livelli medi del costo del capitale di debito riscontrato tra le imprese del settore.
- 7.32 Per quanto riguarda la struttura di finanziamento l'Autorità ripropone quella già utilizzata per la fissazione dei parametri tariffari nel primo periodo regolatorio.

Spunti per la consultazione

S10. E' condivisibile l'ipotesi di fare riferimento, al fine della determinazione del costo medio ponderato del capitale investito, alla struttura finanziaria tipo già utilizzata nel precedente periodo regolatorio?

8 Il servizio di trasporto: attività di trasmissione e dispacciamento.

Aspetti generali

- 8.1 Le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, secondo la normativa vigente, sono riservate allo Stato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ed assegnate al Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3 del medesimo decreto legislativo.
- 8.2 L'attività di trasmissione dell'energia elettrica, secondo la definizione fornita nella deliberazione n. 310/01 dell'Autorità, comprende:
- a) gestione unificata della rete di trasmissione nazionale;
 - b) esercizio degli impianti di potenza ed accessori facenti parte della medesima rete;
 - c) manutenzione e sviluppo della rete medesima.
- 8.3 L'attività di dispacciamento dell'energia elettrica, secondo la definizione della deliberazione n. 310/01, comprende le operazioni di:
- a) mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica, per quanto attiene la produzione ed il consumo di potenza attiva sul territorio nazionale;
 - b) gestione delle congestioni, per quanto attiene la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla rete di trasmissione nazionale in almeno un sito di connessione;
 - c) gestione delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica reattiva.
- 8.4 L'ambito della rete di trasmissione nazionale è stato individuato con il decreto 25 giugno 1999 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, poi modificato con il decreto 23 dicembre 2002, del Ministro delle attività produttive, di ampliamento dell'ambito.
- 8.5 Una apposita convenzione tipo, approvata con decreto 22 dicembre 2000 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, disciplina i rapporti tra il Gestore della rete e i soggetti proprietari delle porzioni della rete elettrica che rientrano negli ambiti individuati con i decreti ministeriali sopra richiamati, in relazione alla manutenzione e allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.
- 8.6 Con riferimento all'attività di dispacciamento, la remunerazione della stessa è garantita dai corrispettivi relativi al servizio di trasporto solo con riferimento ai costi relativi al personale

del Gestore della rete, alle dotazioni di attrezzature, alle macchine d'ufficio e agli altri costi di carattere generale. Non sono invece coperti dal corrispettivo di trasporto i costi riferiti all'acquisizione delle risorse in termini di energia e capacità produttiva, necessarie per l'espletamento dell'attività di dispacciamento stessa. Tali risorse trovano attualmente copertura nei corrispettivi previsti per il servizio di vendita dell'energia elettrica in relazione ai consumi di clienti del mercato vincolato, e secondo le modalità previste dalla normativa transitoria in materia di dispacciamento per i clienti del mercato libero.

Fissazione delle tariffe di trasmissione ed efficienza

- 8.7 La definizione delle tariffe per il servizio di trasporto su reti di trasmissione richiede la presenza, contemporanea e coordinata, di meccanismi tariffari in grado di raggiungere alcuni obiettivi fondamentali, vale a dire:
- a) la copertura dei costi della rete esistente, costi che hanno sostanzialmente la natura di costi condivisi da tutti i clienti della rete stessa, senza introdurre distorsioni sul segnale di prezzo che verrà generato dal mercato dell'energia elettrica;
 - b) una efficiente ed equilibrata attribuzione dei costi generati al sistema dai nuovi utenti della rete, tramite la definizione dei corrispettivi per il servizio di connessione alla rete di trasmissione nazionale;
 - c) una corretta incentivazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale, tale da riflettere efficientemente la domanda di nuova capacità di trasmissione da parte del mercato.
- 8.8 Da una differente prospettiva, gli obiettivi sopra richiamati possono essere ricondotti all'esigenza di perseguire parallelamente l'obiettivo di rispondenza delle tariffe ai costi del servizio e l'obiettivo di minimizzazione del costo del servizio stesso.
- 8.9 La problematica della rispondenza ai costi delle tariffe viene affrontata in generale analizzando i nessi di causalità tra il comportamento degli utenti del servizio e l'emergere dei costi e, sulla base di tali analisi, procedendo all'allocazione dei costi.
- 8.10 La rispondenza ai costi delle tariffe non è tuttavia di per sé sufficiente a creare condizioni di efficienza. Il sistema deve incorporare anche adeguati meccanismi che consentano di incentivare i soggetti a gestire le singole fasi della filiera elettrica, nello specifico la trasmissione, in modo ottimale, ossia in modo tale da rendere minimo il costo per il sistema, posto che questo costo comunque sia attribuito agli utilizzatori della rete che sotto un profilo causale ne sono responsabili.
- 8.11 Questo obiettivo di efficienza nell'erogazione del servizio di trasporto (efficienza produttiva) può essere perseguito con diversi strumenti regolatori. Innanzitutto adottando schemi di regolazione incentivante del tipo *price-cap*, che, però, con riferimento all'attività di trasmissione sono efficaci solo nell'applicazione riferita al contenimento delle spese di esercizio e manutenzione. Per quanto riguarda lo sviluppo della rete, appare fondamentale che il soggetto che decide dell'investimento coincida con il soggetto che è esposto al rischio connesso all'investimento stesso.
- 8.12 Qualora ci sia un disallineamento tra questi due soggetti, appare problematica la definizione di schemi, al di fuori dei modelli a pianificazione centralizzata, che consentano di coniugare gli obiettivi di adeguatezza delle infrastrutture con obiettivi di efficienza. Di particolare interesse, anche se ancora poco sperimentati nell'ambito dell'esperienza regolatoria europea, i meccanismi competitivi di attribuzione di diritti di lungo termine per l'accesso e l'uso della rete da parte degli utenti della stessa.

Prospettive di evoluzione della regolazione della trasmissione

- 8.13 La prospettiva di riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale e l'atteso avvio del sistema delle offerte e dei connessi meccanismi di mercato per la valorizzazione delle congestioni sopra richiamati, rappresentano importanti elementi di novità, rilevanti ai fini della definizione delle tariffe di trasmissione.
- 8.14 Di rilievo sono le indicazioni emerse, a livello europeo, ed in particolare dalle conclusioni dello *European Electricity Regulation Forum* (di seguito: *Florence Forum*), in materia di tariffe per il servizio di trasporto dell'energia elettrica su reti di trasmissione. In particolare, nelle conclusioni del *Florence Forum* del 21-22 febbraio 2002 vengono indicate due priorità:
- definire tariffe di trasmissione “*non-transaction based*”;
 - applicare le tariffe di trasmissione tanto ai punti di immissione (*entry*), quanto ai punti di prelievo (*exit*).
- 8.15 Con il *Florence Forum* del 17-18 ottobre 2002, poi, sono state date ulteriori indicazioni in materia di tariffe di trasmissione, proponendo l'armonizzazione delle tariffe di trasmissione a livello europeo e l'introduzione nelle stesse di “*segnali di lungo periodo*”. In particolare viene sostenuta la tesi secondo la quale il segnale localizzativo generato dalle congestioni potrebbe rivelarsi insufficiente in una prospettiva di lungo periodo.
- 8.16 Le indicazioni del *Florence Forum* hanno trovato riscontro nella nuova normativa definita a livello europeo in materia di condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, in particolare con riferimento alle istanze di indipendenza delle tariffe dalla distanza, all'applicazione delle tariffe di accesso e uso della rete tanto ai produttori quanto ai consumatori e, non ultimo, alla possibilità che il livello del corrispettivo applicato sia differenziato geograficamente.
- 8.17 L'Autorità ritiene pertanto opportuno valutare la possibilità di una revisione dell'attuale meccanismo di tariffazione che prevede l'applicazione di un prezzo sostanzialmente di tipo “*postage stamp*”, vale a dire non dipendente dalla distanza tra il punto di immissione dell'energia elettrica ed il punto di prelievo, né dalla localizzazione dei medesimi (il prezzo è, comunque, differenziato per tipologia contrattuale e per fascia oraria, secondo la logica del *peak-load pricing*), pagato in maniera preponderante dai clienti finali.

Istanze di armonizzazione delle tariffe di trasmissione a livello europeo

- 8.18 L'Autorità attribuisce importanza alla definizione di sistemi di tariffazione della trasmissione coerenti con la creazione delle condizioni per lo sviluppo di un vero mercato interno dell'energia elettrica a livello europeo.
- 8.19 Le attuali differenziazioni dei sistemi tariffari relativi all'attività di trasmissione costituiscono un'evidente barriera allo sviluppo del mercato interno dell'energia elettrica. Due sono attualmente le problematiche in materia di tariffe di trasmissione intorno alle quali si sta sviluppando il dibattito a livello europeo: la prima riguarda la ripartizione dei costi di trasmissione tra generatori e consumatori; la seconda concerne l'esigenza di sviluppare sistemi tariffari che incorporino adeguati segnali di tipo localizzativo.
- 8.20 In relazione alla prima delle due problematiche, l'armonizzazione dei criteri di fissazione delle tariffe di trasmissione tra i paesi membri appare irrinunciabile. Le scelte che il regolatore italiano dovrà compiere, soprattutto con riferimento al medio periodo quando saranno state sviluppate le proposte circa i criteri per l'attribuzione a generatori e consumatori dei costi relativi alla trasmissione, non possono prescindere dalle decisioni che verranno assunte a livello europeo.

- 8.21 Con riferimento alle problematiche relative ai segnali localizzativi è opportuno affrontare l'analisi distinguendo due tipologie di segnale: segnali localizzativi di breve periodo e segnali localizzativi di lungo periodo.
- 8.22 I segnali localizzativi di breve periodo fanno riferimento alla differenziazione dei prezzi per l'accesso e l'uso della rete legati a perdite e congestioni. Tale differenziazione dei prezzi consente di dare ai diversi utenti della rete un immediato segnale circa gli oneri, in termini di costi variabili, che le loro scelte producono a livello di sistema. Sulla necessità che i sistemi dei prezzi dell'energia elettrica riflettano questi segnali c'è ampia convergenza.
- 8.23 Per quanto riguarda i segnali localizzativi di lungo termine il dibattito, anche a livello europeo, appare più aperto. I segnali localizzativi di lungo termine fanno essenzialmente riferimento ai costi delle infrastrutture; i segnali localizzativi sarebbero opportuni in relazione ai costi delle infrastrutture limitatamente ai nuovi investimenti e ai costi sostenuti per l'esercizio e la manutenzione.
- 8.24 I costi relativi a nuovi investimenti effettuati a seguito di richieste di connessione di nuovi utenti della rete possono essere attribuiti ai richiedenti mediante l'addebito di contributi di connessione che, in alcuni schemi di definizione di tali contributi, tendono a coprire non solo il costo degli investimenti specifici sostenuti per realizzare la connessione con la rete esistente, ma comprendono anche i costi relativi a eventuali rinforzi della rete.
- 8.25 Gli altri sviluppi della rete dovrebbero invece essere dettati da valutazioni di convenienza e dovrebbero essere destinati a risolvere congestioni di rete. In presenza di segnali di mercato efficienti, che consentano una corretta valorizzazione delle congestioni di rete, le scelte di investimento in nuove infrastrutture dovrebbero essere assunte solo nell'ipotesi che il valore attuale netto stimato delle congestioni sia superiore al costo della costruzione di nuove infrastrutture idonee a eliminarle.
- 8.26 Occorre che il costo dell'investimento sia allocato tra gli utenti della rete in modo opportuno e differenziato in funzione della localizzazione del singolo utente, in quanto diverso è il beneficio che ciascun utente trae dalla realizzazione di tale infrastruttura di rete. Una corretta valutazione della convenienza economica ad investire e l'addebito del costo ai soggetti che effettivamente ne beneficiano sembrano premesse indispensabili per garantire uno sviluppo efficiente della rete.

Criteria generali di regolazione nella prospettiva di unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale e di avvio del sistema delle offerte

- 8.27 Il livello dei costi riconosciuti complessivamente agli esercenti il servizio in oggetto è indipendente da considerazioni di assetto e pertanto i criteri di riconoscimento dei costi agli esercenti saranno applicati con continuità all'interno del periodo di regolazione. Ciò nonostante, la prospettiva di evoluzione del settore, in particolare l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione, attualmente in discussione in Parlamento, l'avvio del sistema delle offerte e l'applicazione della disciplina relativa al dispacciamento prevista dall'Allegato alla deliberazione n. 95/01 dell'Autorità, potrebbe rendere opportuno il ridisegno delle modalità dell'addebito degli oneri agli utenti della rete.
- 8.28 Segnali di tipo localizzativo di breve periodo relativi all'utilizzo della rete saranno basati sui costi opportunità espressi dai meccanismi di mercato, in particolare da quelli previsti nella disciplina della deliberazione n. 95/01, con riferimento a perdite di rete e congestioni.
- 8.29 A integrazione dei segnali localizzativi di breve periodo, l'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre contestualmente segnali di tipo localizzativo anche in relazione alle esigenze di copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete, sviluppando modelli del tipo *entry-exit*.

- 8.30 Posto che le decisioni di investimento nella rete dovrebbero essere assunte valutando i segnali di mercato, in particolare la valorizzazione delle congestioni, per la copertura dei costi relativi agli sviluppi della rete l'Autorità intende sviluppare meccanismi tariffari che consentano di addebitarne i costi ai beneficiari, siano essi generatori o consumatori. L'Autorità, anche al fine di prevedere adeguati incentivi in capo ai soggetti che possono decidere degli investimenti nella rete, intende valutare l'opportunità di assegnare diritti di utilizzo della rete di lungo periodo.

Spunti per la consultazione

- S11. L'ipotesi di introdurre una differenziazione geografica dei corrispettivi a copertura delle infrastrutture di rete (adozione di modelli *entry-exit*) ha come obiettivo primario il trasferimento di segnali localizzativi sugli utenti della rete, in primo luogo sui produttori. Si ritiene che tale strumento sia efficace in relazione all'obiettivo perseguito?
- S12. Nelle *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, approvate dall'Autorità con la deliberazione n. 95/01, sono introdotte le nozioni di *punto di scambio rilevante*, definito come insieme di punti della rete rilevante tale che, al fine del dispacciamento, risulta indifferente in quale punto di tale insieme avvengano le immissioni o i prelievi di energia elettrica e la nozione di *zona*, che può comprendere più punti di scambio rilevante ed è identificata ogni tre anni dal Gestore della rete. Lo sviluppo di segnali localizzativi di lungo periodo tramite le tariffe di trasmissione (adozione di modelli *entry-exit*) rende necessaria l'identificazione di punti o aggregati di punti della rete di trasmissione in relazione ai quali differenziare i corrispettivi tariffari. Si ritiene opportuno che una eventuale differenziazione dei corrispettivi tariffari relativi alla copertura dei costi delle infrastrutture sia basata sui punti di scambio rilevante oppure faccia riferimento alla nozione di zona?

- 8.31 La prospettiva di unificazione della rete può anche consentire l'introduzione di meccanismi basati su opzioni e vincoli, in modo analogo a quanto previsto per l'attività di distribuzione. Tale prospettiva, in ogni caso non incide sul livello dei costi riconosciuti all'esercente, comunque basati sul meccanismo del *price-cap*.

Regolazione della trasmissione in attesa dell'unificazione della gestione e della proprietà e di avvio del sistema delle offerte

- 8.32 In attesa di tali sviluppi l'Autorità propone un sistema di tariffe amministrato. Unica modifica che si propone di introdurre, sulla scorta delle indicazioni emerse dal *Florence Forum* e coerentemente con le previsioni della deliberazione n. 30/03, è quella di rivedere il peso dell'onere relativo alla trasmissione posto in capo ai clienti finali e di quello attribuito ai punti di immissione di energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale coerentemente con gli orientamenti che si consolideranno a livello europeo.
- 8.33 Il permanere della separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione richiederà altresì che, con separato provvedimento, l'Autorità provveda ad adeguare i parametri per la determinazione dei canoni definiti ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nel Supplemento ordinario alla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 19 gennaio 2001 (di seguito: decreto 22 dicembre 2000), e relativi alle infrastrutture di rete, canoni che vengono versati dal Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa ai proprietari delle reti stesse.

- 8.34 Il costo rilevante per la fissazione del livello iniziale dei parametri tariffari relativi all'attività di trasmissione verrà calcolato sulla base delle indicazioni generali riportate nel capitolo 8 del presente documento di consultazione, e comprenderà:
- a) i costi operativi
 - b) una congrua remunerazione del capitale investito.

Esigenze di promozione dello sviluppo delle infrastrutture di trasmissione dell'energia elettrica

- 8.35 L'Autorità considera lo sviluppo della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale una condizione per la promozione della concorrenza nel mercato dell'energia elettrica.
- 8.36 L'Autorità intende valutare l'opportunità di prevedere meccanismi tariffari che incentivino un adeguato sviluppo della rete di trasmissione nazionale garantendo, ad esempio, che i nuovi investimenti concorrano immediatamente alla base di capitale oggetto di remunerazione.
- 8.37 A tal fine l'Autorità, in sede di aggiornamento annuale dei parametri tariffari, provvederà ad adeguare l'ammontare del costo riconosciuto in modo da riconoscere una remunerazione specifica degli investimenti in nuova capacità di trasmissione autorizzati dal Ministro delle attività produttive e portati a termine entro il 31 dicembre dell'anno precedente.
- 8.38 Le modalità di riconoscimento e quantificazione di tale remunerazione aggiuntiva ai proprietari di rete, verranno determinate in sede di aggiornamento dei parametri per la definizione dei canoni definiti ai sensi del decreto 22 dicembre 2000.

Spunti per la consultazione

- S13. E'opportuno prevedere un tasso di remunerazione specifico per i nuovi investimenti, superiore a quello previsto in generale per la remunerazione dell'attività di trasmissione?
- S14. Quale strumento alternativo a quello sopra delineato potrebbe risultare efficace nella promozione dello sviluppo delle infrastrutture di trasmissione?

Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza

- 8.39 In relazione all'attribuzione dei costi di trasmissione e dispacciamento alle diverse tipologie contrattuali l'Autorità intende in primo luogo definire la ripartizione dei medesimi tra i produttori (punti di immissione) e gli altri utenti della rete (punti di prelievo). A tal fine l'Autorità intende adottare soluzioni coerenti con le prospettive di armonizzazione delle tariffe di trasmissione a livello di mercato interno europeo, come auspicato anche nei documenti conclusivi del *Florence Forum*.

Spunti per la consultazione

- S15. Quale quota dei costi di trasmissione e dispacciamento si ritiene debba essere attribuita ai produttori di energia elettrica? Come si valuta l'ipotesi di prevedere un percorso di graduale aumento nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 della quota di costi di trasmissione e dispacciamento posta a carico dei produttori di energia elettrica?

- 8.40 Per l'attribuzione dei costi di trasmissione e di dispacciamento alle tipologie contrattuali diverse dai produttori e dai distributori l'Autorità, nel transitorio, ripropone i criteri di attribuzione già adottati per il primo periodo di regolazione, come riportati nell'Appendice.

Spunti per la consultazione

S16. Tenuto conto delle possibili discontinuità in termini di livelli tariffari relativi che potrebbero derivare dall'adozione di criteri di attribuzione dei costi di trasmissione e dispacciamento diversi da quelli utilizzati nel primo periodo di regolazione, si condivide la proposta di confermare tali criteri anche per il secondo periodo di regolazione? Se no, quali criteri alternativi si propone di adottare?

Criteri di regolazione

- 8.41 L'Autorità, nella fase transitoria, intende introdurre un regime di tariffe amministrato per la copertura dei costi relativi all'attività di trasmissione e all'attività di dispacciamento (come sopra circoscritta). L'Autorità provvederà a fissare i corrispettivi destinati ad essere applicati a ciascuna tipologia contrattuale, comprese ovviamente quelle relative a generatori e distributori nella loro posizione di utenti della rete di trasmissione nazionale.
- 8.42 Per il corrispettivo relativo al servizio di trasporto dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale l'Autorità ripropone un corrispettivo differenziato per fascia oraria *i*, oggi rappresentato dalla componente *CTR* di cui all'articolo 14 del Testo integrato.
- 8.43 Per il corrispettivo relativo al servizio di trasporto per clienti finali a copertura dei costi relativi alle attività di trasmissione e dispacciamento, l'Autorità propone l'applicazione di:
- a) corrispettivi differenziati per fascia oraria *i*, aumentati delle perdite sulle reti di distribuzione, per i generatori e per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4. Tali corrispettivi si applicheranno all'energia immessa, nel caso di produttori ed all'energia prelevata nel caso di clienti finali;
 - b) un corrispettivo unitario, non differenziato per fascia oraria, calcolato tenendo conto del profilo medio nazionale di ciascuna tipologia contrattuale rilevante, per i clienti finali non dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4.

Il corrispettivo per i generatori, che sarà addebitato dal Gestore della rete in relazione all'energia immessa, espresso in centesimi di euro/kWh, non sarà invece differenziato in funzione del momento in cui viene utilizzata la rete.

Spunti per la consultazione

- S17. Si ritiene opportuno il mantenimento di una differenziazione oraria dei corrispettivi per l'uso della rete?
- S18. Si ritiene opportuno valutare l'introduzione di corrispettivi per l'uso della rete di trasmissione definiti in funzione della potenza prelevata?

- 8.44 In via transitoria l'Autorità ripropone la convenzione adottata nel corso del primo periodo di regolazione, secondo la quale i clienti finali connessi alla rete di trasmissione nazionale sono comunque considerati, ai fini degli addebiti dei corrispettivi, come clienti finali serviti da esercente il servizio di distribuzione.

Generazione distribuita

- 8.45 La diffusione di impianti di generazione distribuita si presenta in linea generale come un'alternativa rispetto allo sviluppo della rete di trasmissione.

8.46 Al fine di non ostacolare lo sviluppo di tali iniziative l'Autorità è intenzionata a mantenere, nel caso di impianti di produzione connessi a reti di media e bassa tensione, la previsione secondo la quale ai titolari di detti impianti venga riconosciuto un corrispettivo pari al corrispettivo di trasmissione applicato all'energia elettrica prelevata dai distributori dalla rete di trasmissione nazionale.

Spunti per la consultazione

S19. La presenza di impianti di generazione distribuita può avere ripercussioni negative sulle reti di distribuzione alle quali tali impianti sono connessi. Ciò dipende, oltre che dalle caratteristiche dell'impianto, anche dalla topologia di rete. Si ritiene opportuna la scelta di prevedere il riconoscimento del costo evitato di trasmissione al produttore connesso a reti di distribuzione in media e bassa tensione?

Aggiornamento dei parametri tariffari

8.47 Le componenti tariffarie dei corrispettivi a copertura dei costi delle attività di trasmissione saranno aggiornate secondo il metodo del *price-cap*.

8.48 I parametri tariffari, escluse la quota parte delle componenti destinate alla remunerazione del capitale investito saranno aggiornate all'inizio degli anni 2005, 2006 e 2007, applicando ai livelli dell'anno precedente il tasso : $I-X+Y+S$, dove:

- I è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati;
- X è l'obiettivo di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti per le attività di trasmissione, di distribuzione e vendita;
- Y è un margine di incremento delle tariffe collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. Tale parametro verrà, di anno in anno, fissato dall'Autorità, tenendo conto degli eventi sopra citati verificatisi nell'anno precedente e dei maggiori costi che tali eventi generano per il servizio elettrico negli anni successivi.
- S è un margine di incremento delle tariffe collegato al riconoscimento di maggiori costi in relazione ad interventi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

8.49 Per il secondo periodo di regolazione i corrispettivi unitari saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, non inferiore al 4%-5%, fissata in modo tale da garantire obiettivi di recupero di produttività coerenti con quelli previsti per il primo periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

S20. I margini di recupero di produttività medi di settore possono essere collocati a livelli non inferiori rispetto agli obiettivi definiti per il primo periodo di regolazione?

8.50 Per quanto riguarda la quota parte dei parametri destinati alla copertura del capitale investito, essendo questa quota sottratta al meccanismo del *price-cap*, l'Autorità intende aggiornarla, in ciascun anno, esclusivamente per tener conto delle variazioni delle quantità, salvo quanto previsto in materia di promozione dello sviluppo delle infrastrutture.

8.51 Tali modalità di aggiornamento dei parametri tariffari potrebbero trovare parziale modifica nella fase a regime, coerentemente con il disegno a regime sopra illustrato.

9 Il servizio di trasporto: attività di distribuzione

Aspetti generali

- 9.1 L'attività di distribuzione è svolta in regime di esclusiva sulla base di concessioni rilasciate dal Ministro delle attività produttive (già Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato), ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99.
- 9.2 Similmente alle considerazioni svolte con riferimento a trasmissione e dispacciamento, il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione nel quadro normativo attuale richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività.
- 9.3 L'attività di distribuzione, come definita nella deliberazione n. 310/01, comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione in un ambito territoriale di competenza dell'impresa distributrice titolare della concessione, ovvero in sub-concessione dalla medesima.

Costi relativi all'attività di distribuzione

- 9.4 L'attività di distribuzione comprende costi relativi alle infrastrutture di rete, i costi relativi alle prestazioni di servizi, di personale, di materiali e consumo necessari per lo svolgimento delle funzioni come identificate nel precedente punto 9.3.
- 9.5 Il livello dei costi riconosciuti per il calcolo dei vincoli e dei parametri tariffari, viene calcolato secondo quanto descritto nel capitolo 7.

Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza

- 9.6 L'Autorità ripropone i criteri già adottati per il primo periodo di regolazione ai fini dell'attribuzione dei costi di distribuzione alle varie tipologie contrattuali, come riportati in appendice.

Criteri di regolazione

- 9.7 L'Autorità propone di regolare le condizioni economiche del servizio di trasporto dell'energia elettrica su reti di distribuzione ai produttori (per l'energia elettrica da questi prelevata dalla rete di distribuzione) ed ai clienti finali diversi da quelli con contratti per utenze domestiche in bassa tensione attraverso un sistema di vincoli tariffari, articolati per tipologia contrattuale.
- 9.8 Con riferimento, invece, alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di trasporto su reti di distribuzione ad altre imprese di distribuzione, similmente a quanto attualmente previsto dal Testo integrato, queste verranno fissate in via amministrativa dall'Autorità.
- 9.9 Ai distributori verrà lasciata flessibilità nel definire opzioni destinate ad essere applicate ai clienti finali. Le opzioni proposte dal distributore ed approvate dall'Autorità dovranno rispettare i vincoli tariffari fissati dall'Autorità.

Il ricavo ammesso complessivo: il vincolo V1

- 9.10 Per ciascuna tipologia contrattuale, ad eccezione dell'utenza domestica, il vincolo V1 pone un tetto all'ammontare annuo dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione che le imprese distributrici possono realizzare dal complesso dei clienti appartenenti alla stessa tipologia. La

verifica di compatibilità dei ricavi effettivi del distributore con il vincolo V1 relativamente a ciascuna tipologia contrattuale, avviene nell'anno successivo a quello cui il vincolo V1 si riferisce (verifica *ex post*).

- 9.11 Rispetto al primo periodo regolatorio l'Autorità intende prevedere un'importante modifica in relazione alla determinazione del vincolo V1. Nel periodo 2000-2003, infatti, tale vincolo, corrispondente al ricavo ammesso per ciascun distributore a copertura dei propri costi di distribuzione, era stato fissato in maniera tale da garantire la copertura dei costi riconosciuti per l'attività di distribuzione non coperti dai ricavi (attesi) derivanti dai corrispettivi per il servizio di connessione (allacciamenti) e dai diritti fissi applicati sulla base della vigente normativa.
- 9.12 Tale previsione, secondo l'Autorità, comporta aspetti problematici, in particolare:
- a) esclude dal meccanismo dei vincoli tariffari una quota dei ricavi del distributore con il rischio potenziale di sovracopertura o sottocopertura dei costi riconosciuti al distributore in relazione all'attività di distribuzione;
 - b) lega implicitamente il livello dei ricavi tariffari consentiti dal vincolo V1 con i ricavi che ci si attende derivino da contributi di connessione e diritti fissi e, dunque, rende problematica ogni ipotesi di modifica del livello e/o della struttura dei contributi di connessione e dei diritti fissi senza che questo comporti una modifica dei livelli tariffari.
- 9.13 Sulla base di tali considerazioni l'Autorità propone di includere nel vincolo V1 i ricavi derivanti dai contributi relativi all'erogazione del servizio di connessione e dall'imposizione di diritti fissi. Similmente a quanto previsto per le opzioni tariffarie, inoltre, l'Autorità intende lasciare margini di flessibilità ai distributori anche nel definire la struttura ed i livelli dei corrispettivi per il servizio di connessione e dei diritti fissi.

Spunti per la consultazione

S21. Si condivide l'ipotesi di comprendere nel vincolo ai ricavi anche i proventi derivanti dall'applicazione di contributi per il servizio di connessione?

- 9.14 Il vincolo V1, pertanto, coerentemente con l'esigenza di definirlo come vincolo ai ricavi complessivi a copertura dei costi di distribuzione derivanti dall'applicazione di opzioni tariffarie, contribuiti per il servizio di connessione e diritti fissi, risulterà composto da due componenti:
- a) la componente $V1_{tar}$ relativa ai ricavi ammessi derivanti dall'applicazione di opzioni tariffarie;
 - b) la componente $V1_{con}$ relativa ai ricavi ammessi derivanti dall'applicazione di contributi per l'erogazione del servizio di connessione e dei diritti fissi (di seguito: opzioni di connessione).
- 9.15 Formalmente, per ciascuna tipologia contrattuale ad esclusione delle utenze domestiche, il vincolo $V1_{tar}$, similmente a quanto previsto già nel primo periodo regolatorio, viene fissato in funzione di una opzione tariffaria di riferimento denominata TV1 e prescrive che ogni anno il ricavo totale effettivo ottenuto dai clienti appartenenti alla tipologia non sia superiore a quello che il distributore avrebbe potuto ottenere applicando ai medesimi clienti e a parità di caratteristiche del prelievo, l'opzione tariffaria TV1.
- 9.16 Per ciascuna tipologia contrattuale l'opzione tariffaria di riferimento TV1 è definita in modo da assicurare la copertura della quota attribuibile alla stessa tipologia dei costi riconosciuti per il servizio di trasporto su reti di distribuzione non coperta dai ricavi derivanti da opzioni

di connessione. L'opzione tariffaria TV1, coerentemente con il primo periodo di regolazione, risulterà composta da due componenti:

- a) un corrispettivo fisso per cliente a copertura di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione;
 - b) un corrispettivo riferito all'energia elettrica prelevata dalla rete dai clienti della tipologia a copertura di parte dei costi di trasporto sulla rete di distribuzione.
- 9.17 Con riferimento al vincolo $V1_{con}$ l'Autorità intende fissare tale vincolo in funzione di un'opzione di connessione di riferimento denominata CV1, prescrivendo che ogni anno il ricavo totale effettivo ottenuto dalle nuove connessioni (o adeguamenti di connessioni esistenti) con riferimento a ciascuna tipologia non sia superiore a quello che il distributore avrebbe potuto ottenere applicando alle medesime nuove connessioni (o adeguamenti di connessione) e a parità di caratteristiche delle stesse, l'opzione di connessione CV1.
- 9.18 Per ciascuna tipologia contrattuale l'opzione di connessione di riferimento CV1 risulterà composta da due componenti:
- a) un corrispettivo fisso per nuova connessione o adeguamento di connessione esistente;
 - b) un corrispettivo riferito alla potenza richiesta per la nuova connessione.

Spunti per la consultazione

S22 La disciplina sui contributi di allacciamento (servizio di connessione) oggi in vigore prevede che l'esercente possa addebitare ai propri clienti cosiddetti diritti fissi in relazione a riattivazioni, modifiche contrattuali, subentri e voltture derivanti da richieste degli utenti che non comportino aumenti della potenza a disposizione. Si ritiene che l'onere amministrativo associato allo svolgimento di tali operazioni sia rilevante e possa giustificare la previsione di addebiti specifici ai clienti? In altri termini, si ritiene opportuno che sia introdotta una apposita componente nell'opzione di connessione di riferimento riferita a tali fattispecie?

- 9.19 L'Autorità intende prevedere che l'esercente, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'anno precedente dichiarare l'ammontare dei ricavi ammessi, come calcolati applicando l'opzione tariffaria TV1 e l'opzione di connessione CV1 e l'ammontare dei ricavi effettivi conseguiti dall'applicazione delle proprie opzioni per il servizio di trasporto su reti di distribuzione, e delle opzioni di connessione.
- 9.20 Come già previsto per il periodo regolatorio 2000-2003 concorrono alla formazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del rispetto del vincolo V1 anche i ricavi ottenuti dall'applicazione di eventuali maggiorazioni o penalità per prelievi di energia reattiva.
- 9.21 L'eventuale ricavo eccedentario, aumentato di una maggiorazione calcolata applicando il tasso di riferimento in vigore all'inizio dell'anno solare in cui viene effettuato il rimborso aumentato di 5 punti percentuali, viene restituito ad un apposito fondo gestito dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Spunto per la consultazione

S23. La gestione amministrativa del meccanismo dei rimborsi si è rivelata piuttosto laboriosa. In considerazione del fatto che non sempre, anche nell'ipotesi di restituzione ai clienti, è garantito che la restituzione sia effettuata ai soggetti che effettivamente avevano sostenuto un onere superiore a quello ammesso dal vincolo V1, l'Autorità intende introdurre la procedura semplificata sopra descritta. Si condivide questa proposta?

La tutela del cliente: il vincolo V2

- 9.22 A differenza del vincolo V1, che regola i ricavi che l'esercente può ottenere dal complesso dei clienti di ciascuna tipologia, il vincolo V2 tutela il singolo cliente e si applica solo alle opzioni tariffarie base.
- 9.23 Con riferimento alle opzioni di connessione l'Autorità, a tutela del singolo cliente finale, non intende introdurre un vero e proprio vincolo tariffario ma prevedere che le opzioni di connessione non possano comportare un onere a carico del singolo cliente superiore a quello che, a parità di caratteristiche del servizio richiesto, questi avrebbe sostenuto con l'applicazione dei corrispettivi di connessione ed i diritti fissi previsti dalla normativa vigente.
- 9.24 L'Autorità, comunque entro l'anno 2003, intende verificare la congruità dei corrispettivi per il servizio di connessione attualmente applicati.
- 9.25 Il vincolo V2 pone, per ciascuna tipologia contrattuale, un tetto all'onere che il distributore può imporre a ciascun cliente di quella tipologia per il servizio di trasporto dell'energia elettrica su reti di distribuzione. La certificazione di compatibilità con il vincolo V2 di ciascuna opzione tariffaria base offerta a una tipologia contrattuale avviene a cura delle imprese distributrici prima dell'invio della proposta all'Autorità che, prima dell'approvazione, provvede comunque ad effettuare una ulteriore verificare il rispetto del vincolo V2 (verifica *ex ante*).
- 9.26 Il vincolo V2 identifica per ciascuna tipologia contrattuale *c* una tariffa di riferimento TV2^c e richiede che nessuna opzione tariffaria base possa comportare per il cliente, per qualsiasi livello di consumo di energia elettrica e di potenza impegnata, un esborso superiore a quello risultante da tale tariffa.
- 9.27 La tariffa TV2 ha struttura trinomia e comprende:
- a) una componente fissa, espressa in centesimi di euro per cliente,
 - b) una componente riferita alla potenza impegnata dal cliente, espressa in centesimi di euro per kW di potenza impegnata, a copertura di parte dei costi di distribuzione;
 - c) una componente riferita all'energia elettrica prelevata dalla rete del cliente, espressa in centesimi di euro per kWh, a copertura di parte dei costi di distribuzione.

I valori delle singole componenti della tariffa TV2 sono fissati in funzione della opzione tariffaria di riferimento TV1.

Spunti per la consultazione

- S24. Il sistema tariffario vigente nel primo periodo regolatorio prevede che la componente della tariffa TV2 riferita alla potenza impegnata faccia riferimento, nel caso di clienti dotati di misuratore atto a rilevare la massima potenza prelevata, alla massima potenza prelevata nell'anno. Come si valuta l'ipotesi di modificare tale disposizione e di definire la tariffa TV2 in funzione della potenza massima prelevata in ciascun mese?
- S25. Il concetto di potenza impegnata deve prevedere una diversa definizione nel caso di utilizzi con caratteristiche di prelievo molto particolari quali ascensori o impianti con valori particolarmente elevati della potenza istantanea prelevata?

Vincolo V2 per opzioni tariffarie multiorarie

- 9.28 Nel caso di opzioni tariffarie *base* multiorarie, il confronto con la tariffa TV2 avviene sulla base di un profilo di consumo, nelle diverse fasce orarie, predeterminato dall'Autorità.

Nonostante la compatibilità di una opzione tariffaria multioraria con il vincolo V2 rispetto al profilo tipico è possibile che essa comporti esborsi superiori a quelli che la tariffa TV2 comporterebbe, per alcuni utenti con profilo di prelievo sensibilmente diverso da quello tipico. L'opzione tariffaria multioraria *regolamentata* dovrà quindi soddisfare l'ulteriore condizione che l'esborso che essa comporta per qualsiasi profilo di prelievo sia inferiore ad un tetto, stabilito dall'Autorità come moltiplicatore percentuale del vincolo V2.”

- 9.29 In sintesi, l'esborso derivante dall'applicazione di opzioni multiorarie deve essere inferiore a:
- a) dato un profilo di consumo *standard*, nelle diverse fasce orarie, definito dall'Autorità, all'esborso che deriverebbe dall'applicazione del vincolo V2;
 - b) per qualsiasi profilo di consumo nelle diverse fasce orarie, all'esborso che deriverebbe dall'applicazione del vincolo V2 incrementato utilizzando un moltiplicatore definito dall'Autorità.

Predisposizione e proposta delle opzioni tariffarie per il servizio di trasporto su reti di distribuzione

- 9.30 Entro la fine del mese di settembre di ciascun anno ciascun distributore comunica all'Autorità le opzioni tariffarie e le opzioni di connessione che intende offrire nell'anno successivo. Come nel primo periodo regolatorio, verrà lasciata ai distributori la facoltà di proporre opzioni tariffarie per il servizio di trasporto non soggette al vincolo V2, ma che concorrono alla formazione dei ricavi sottoposti al rispetto del vincolo V1, definite opzioni tariffarie speciali.
- 9.31 Tutte le opzioni tariffarie base e speciali e le opzioni di connessione definite dagli esercenti dovranno essere offerte a condizioni non discriminatorie, nel rispetto del codice di condotta commerciale e saranno sottoposte all'approvazione preventiva dell'Autorità.

Spunti per la consultazione

- S26. Sulla base dell'esperienza derivante dall'utilizzo del sistema di opzioni tariffarie, in talune particolari circostanze, sono emersi possibili effetti non desiderabili derivanti dall'utilizzo da parte del distributore del concetto di potenza disponibile (sostanzialmente riconducibile alla potenza per la quale sono stati pagati contributi per il servizio di connessione) per individuare il sottoinsieme della tipologia contrattuale a cui destinare una certa opzione tariffaria. Questo è il caso, ad esempio, di clienti con una potenza disponibile molto più elevata di quella effettivamente utilizzata in ragione del modificarsi delle modalità di prelievo: in tale circostanza, il cliente si può trovare nella condizione di non poter scegliere l'opzione più conveniente dato il suo profilo reale, a causa del livello della sua potenza disponibile. Come si ritiene che tale problematica potrebbe essere risolta?
- S27. E' necessario prevedere che le opzioni di connessione siano approvate preventivamente dall'Autorità?

- 9.32 In relazione a esigenze di semplificazione degli obblighi e di alleggerimento degli oneri di tipo amministrativo, l'Autorità intende prevedere un regime semplificato, a partecipazione facoltativa, per gli esercenti con meno di 5000 clienti.
- 9.33 Tale regime prevede l'applicazione di una tariffa amministrata definita dall'Autorità, in luogo del sistema di vincoli e opzioni previsto dal regime generale.
- 9.34 L'ammissione al regime semplificato preclude l'accesso ai meccanismi di perequazione relativi ai costi di trasporto sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

9.35 Nel precedente periodo di regolazione l'esercente poteva richiedere la determinazione di eventuali maggiori ricavi ammessi, dietro presentazione di richiesta motivata, in relazione a maggiori costi sostenuti per l'erogazione di servizi a condizioni diverse da quelle associate alle opzioni tariffarie base. Considerato che nessun esercente ha formulato proposte in tal senso, l'Autorità intende valutare l'opportunità di abolire tali disposizioni.

Aggiornamento dei parametri tariffari

9.36 Le componenti tariffarie dei corrispettivi a copertura dei costi delle attività di distribuzione, esclusa la quota parte relativa alla remunerazione del capitale investito, saranno aggiornate secondo il metodo del *price-cap*.

9.37 I parametri tariffari, escluse le componenti destinate alla remunerazione del capitale investito saranno aggiornate all'inizio degli anni 2005, 2006 e 2007, applicando ai livelli dell'anno precedente il tasso : $I-X+Y+Q+Z$, dove:

- I è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati;
- X è l'obiettivo di riduzione annuale dei costi fissi unitari riconosciuti per le attività di trasmissione, di distribuzione e vendita;
- Y è un margine di incremento delle tariffe collegato a costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale. Tale parametro verrà, di anno in anno, fissato dall'Autorità, tenendo conto degli eventi sopra citati verificatisi nell'anno precedente e dei maggiori costi che tali eventi generano per il servizio elettrico negli anni successivi.
- Q è il tasso di variazione collegato ad aumenti dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- Z è il tasso di variazione collegato a costi relativi a interventi di controllo della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse.

9.38 Per il secondo periodo di regolazione i corrispettivi unitari saranno aggiornati applicando una riduzione annuale, in termini reali, non inferiore al 4% - 5%, fissata in modo tale da garantire obiettivi di recupero di produttività coerenti con quelli previsti per il primo periodo di regolazione.

9.39 Per quanto riguarda la quota parte dei parametri destinati alla copertura del capitale investito, essendo sottratta al meccanismo del *price-cap*, l'Autorità intende aggiornarla, in ciascun anno, esclusivamente per tener conto delle variazioni delle quantità.

Perequazione dei costi di distribuzione

9.40 I costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di distribuzione sono influenzati da variabili organizzativo-gestionali, dalle caratteristiche dell'utenza servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa.

9.41 Il sistema del *price-cap* attualmente adottato persegue, a livello di settore, un obiettivo di generale miglioramento dell'efficienza media delle imprese. Il permanere di differenze (indipendenti da fattori esogeni) nel livello di efficienza effettivo delle medesime imprese, tuttavia, non può essere ignorato. In parziale deroga al principio generale di definizione di costi riconosciuti sulla base di parametri standard l'Autorità intende valutare l'opportunità di sviluppare meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione, che consentano non solo

una differenziazione dei costi riconosciuti in funzione delle differenti caratteristiche dell'utenza e del territorio servito, ma anche un graduale allineamento del livello dell'efficienza delle imprese nello svolgimento del servizio di trasporto su reti di distribuzione verso i livelli di efficienza medi del settore.

- 9.42 Il primo obiettivo può essere perseguito mediante la definizione di una funzione di costo che, oltre alla relazione tra livello dell'*output* erogato e costo sostenuto, sia in grado di esprimere l'effetto prodotto dalle variabili esogene sul livello dei costi di erogazione del servizio. Tale funzione consentirebbe di definire per ciascuna impresa un costo riconosciuto che esprime il livello medio di efficienza del settore e riflette le specificità territoriali di ciascuna impresa o porzione di impresa (nel caso di soggetti che operino su più province).
- 9.43 Il secondo obiettivo viene perseguito definendo da un lato un livello iniziale dei costi riconosciuti "corretto" per ciascuna impresa, che rifletta il livello di efficienza effettivo delle medesime imprese, dall'altro introducendo una differenziazione negli obiettivi di recupero di efficienza (differenziazione della X) per gli anni successivi, in modo da favorire la convergenza delle imprese verso livelli simili di efficienza entro la fine del periodo regolatorio 2004-2007 e, dunque, costi differenziati solo in ragione delle specificità territoriali e della clientela servita.
- 9.44 L'ammontare di perequazione dei costi diretti di distribuzione verrebbe pertanto determinato in ciascun anno e per ciascuna impresa o porzione di impresa, come differenza tra il costo riconosciuto "corretto" e il livello dei ricavi ammessi dal vincolo V1 e dalla tariffa D1. Il costo riconosciuto verrebbe calcolato, nel primo anno del periodo, sulla base costi effettivi di ciascuna impresa. Negli anni successivi esso verrebbe invece determinato applicando il meccanismo del *price-cap* con tassi di recupero di produttività eventualmente differenziati tra gli esercenti, in funzione degli obiettivi sopra indicati.
- 9.45 Per le imprese con almeno 5000 clienti non soggette agli obblighi in materia di separazione contabile e amministrativa l'Autorità intende comunque prevedere la facoltà di partecipazione a tale meccanismo. Nel caso in cui tali imprese chiedano di partecipare l'Autorità intende prevedere che le medesime imprese siano sottoposte agli obblighi previsti dalle citate direttive in materia di separazione contabile e amministrativa.
- 9.46 Per le imprese non soggette agli obblighi in materia di separazione contabile e amministrativa che servano meno di cinquemila clienti l'Autorità intende studiare la possibilità di riconoscere un ammontare di perequazione dei costi di distribuzione basato sul costo riconosciuto "corretto", secondo quanto sopra indicato, con un tetto massimo fissato pari al ricavo ammesso dai vincoli tariffari aumentato del 10%.
- 9.47 Il modello di specificazione e una puntualizzazione dei meccanismi di perequazione sarà oggetto di un separato documento di consultazione che l'Autorità intende predisporre entro il mese di settembre 2003.

Spunti per la consultazione

- S28. E' opportuna la fissazione di meccanismi di perequazione che riconoscano i diversi gradi di efficienza delle diverse imprese, quanto meno per un periodo transitorio? Quale può essere un orizzonte temporale ragionevole per consentire alle imprese meno efficienti di adottare le misure necessarie per riallineare i propri livelli di efficienza a quelli medi di settore?
- S29. E' opportuno che per le imprese di più piccole dimensione, al di sotto di 5000 clienti sia proposto un regime semplificato?

Perequazione dei costi per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione prestato a distributori

- 9.48 I distributori di energia elettrica nello svolgimento del proprio servizio sostengono costi legati al trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. Tali costi sono basati su prezzi, attualmente 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. Non essendo l'eventuale differenza tra costi sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e ricavi ottenuti dai propri clienti a copertura di tali costi completamente sotto il controllo del distributore, emergono esigenze di perequazione.
- 9.49 I meccanismi di perequazione che l'Autorità propone, saranno esposti in dettaglio in un provvedimento che l'Autorità intende adottare entro il mese di settembre 2003.

PARTE IV

Il servizio di misura

10 Aspetti generali

- 10.1 La misura dell'energia elettrica (di seguito: misura), con riferimento ai punti di prelievo dell'energia elettrica è attualmente svolta dagli esercenti il servizio di trasporto. Il servizio di misura, tuttavia, non è incluso nell'oggetto della concessione di distribuzione, pur restando in capo al distributore concessionario la responsabilità di garantire che la misura venga effettuata (operatore di ultima istanza).
- 10.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica è dunque un'attività libera ma, in considerazione dell'attuale organizzazione di tale servizio e tenuto conto delle responsabilità assegnate dalla concessione di distribuzione al distributore in materia di misura, l'Autorità intende introdurre meccanismi provvisori di regolazione tariffaria anche in materia di misura dell'energia elettrica. Successivamente ad uno sviluppo in senso autenticamente concorrenziale del servizio, le modalità di intervento regolatorio saranno oggetto di opportuna revisione, anche prima del 2007.
- 10.3 Con il Testo integrato entrato in vigore l'1 gennaio 2002, l'Autorità ha identificato il servizio di misura quale servizio separato rispetto al servizio di trasporto. In detta sede, tuttavia, l'Autorità non ritenne opportuno, nel corso del periodo regolatorio, modificare la struttura tariffaria identificando uno specifico corrispettivo per il servizio di misura. Con il nuovo periodo regolatorio l'Autorità intende completare quanto avviato con il Testo integrato, individuando una componente tariffaria specifica a remunerazione del servizio di misura. Tale scelta, d'altro canto, risponde all'esigenza di predisporre un sistema tariffario coerente con la possibile apertura alla concorrenza di tale servizio e, quindi, con la fine del suo esercizio in regime di sostanziale esclusiva da parte degli esercenti il servizio di trasporto.
- 10.4 L'identificazione di una specifica componente tariffaria per il servizio di misura, pur funzionale alla riforma della disciplina della misura dell'energia elettrica che l'Autorità dovrà avviare, non ne vincola in alcun modo gli sviluppi futuri.
- 10.5 In attesa della riforma da parte dell'Autorità della disciplina per l'erogazione del servizio di misura, pare opportuno la fissazione di un corrispettivo di riferimento. Detto corrispettivo verrà determinato sulla base di una modalità di riconoscimento di costi coerente con quanto previsto per il servizio di trasporto ed in continuità con il livello di costi riconosciuti per il servizio di misura nel primo periodo regolatorio.
- 10.6 Agli esercenti si ritiene debba essere garantita la libertà di offrire opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di misura alle quali associare l'offerta di servizi ulteriori rispetto a quelli remunerati dal corrispettivo.
- 10.7 In prospettiva, qualora la riforma della disciplina del servizio di misura porti ad una sua effettiva liberalizzazione, l'Autorità provvederà ad adeguare i meccanismi tariffari fissando non più un corrispettivo obbligatorio ma un prezzo di riferimento a tutela dei clienti che sceglieranno di continuare ad ottenere l'erogazione del servizio di misura da parte del proprio distributore locale.

11 Costi relativi al servizio di misura e modalità di erogazione del servizio

- 11.1 Il servizio di misura dell'energia elettrica comprende le operazioni di installazione e di manutenzione dei misuratori, nonché le operazioni di rilevazione e di registrazione dei consumi dell'energia elettrica.
- 11.2 Il corrispettivo che l'Autorità intende fissare inizialmente per l'anno 2004 è destinato a coprire tutti i costi per l'erogazione del servizio di misura precedentemente inglobati nel corrispettivo per l'erogazione del servizio di trasporto.
- 11.3 Coerentemente con le modalità di riconoscimento dei costi relativi all'erogazione dell'attività di distribuzione, il costo riconosciuto complessivo per l'attività di misura comprenderà la remunerazione:
 - a) dei costi operativi
 - b) del capitale investito
- 11.4 Il costo riconosciuto per l'erogazione del servizio di misura si riferisce alle condizioni di erogazione del servizio definite dall'Autorità secondo quanto attualmente previsto dal Testo integrato (sezione II, titolo 4) e sarà coerente con gli standard qualitativi previsti dalla normativa in materia di qualità del servizio.
- 11.5 Il servizio di misura, assume un ruolo cruciale nello sviluppo della concorrenza poiché rende disponibili le informazioni che consentono al mercato stesso di funzionare correttamente. La regolazione tariffaria del servizio di misura, in tale prospettiva, deve essere in grado di rispondere all'evoluzione delle esigenze legate all'avanzamento del processo di liberalizzazione. Coerentemente l'Autorità, nell'ambito della riforma complessiva della disciplina della misura che avverrà con separato procedimento, valuterà eventuali esigenze di adattamento della disciplina tariffaria da condursi parallelamente alla riforma organizzativa del servizio.

12 Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali

- 12.1 Anche in relazione alle modalità di attribuzione dei costi per l'erogazione del servizio di misura alle varie tipologie contrattuali, l'Autorità intende adottare metodologie che garantiscano continuità con il primo periodo di regolazione.
- 12.2 Si ritiene che il numero dei punti di prelievo sia un buon *driver* per l'attribuzione dei costi di misura.

13 Criteri di regolazione

- 13.1 Il corrispettivo a copertura dei costi di misura, differenziato per tipologia contrattuale, verrà determinato in via amministrativa dall'Autorità per l'anno 2004. I successivi aggiornamenti annuali saranno definiti dall'Autorità anche sulla base del grado di apertura alla concorrenza del servizio.
- 13.2 L'Autorità intende inoltre prevedere la possibilità per i distributori di offrire opzioni tariffarie ulteriori a copertura dei costi per il servizio di misura. Tali opzioni, soggette ad approvazione preventiva da parte dell'Autorità, dovranno essere offerte con le medesime modalità previste per le opzioni tariffarie per il servizio di trasporto.

PARTE V

Il servizio di vendita

14 Aspetti generali

- 14.1 Ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 la vendita dell'energia elettrica è libera. L'impostazione trova riscontro nei provvedimenti attuativi, in particolare nelle concessioni di distribuzione, rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, che non comprendono nell'ambito delle attività svolte dai distributori in regime di concessione, la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 14.2 Il servizio di vendita per il mercato vincolato, secondo l'attuale disegno normativo, comprende:
- a) la compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Tale attività riguarda, sul lato acquisto l'Acquirente unico. Temporaneamente assicura le funzioni dell'Acquirente unico la società Enel Spa;
 - b) la compravendita all'ingrosso dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, in particolare con riferimento alle cessioni di energia elettrica dall'Acquirente unico agli esercenti il servizio di vendita per il mercato vincolato;
 - c) la compravendita al dettaglio dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. Questo ultimo stadio riguarda i rapporti tra gli esercenti il servizio di vendita e i clienti del mercato vincolato.
- 14.3 Attualmente tutti i prezzi relativi ai contratti di compravendita stipulati ai diversi livelli vengono effettuati applicando i prezzi definiti in via amministrativa dall'Autorità. Tali prezzi non riflettono quindi meccanismi di mercato.
- 14.4 A motivo di queste incertezze l'Autorità ripropone in maniera sostanzialmente invariata le modalità adottate negli anni precedenti per la fissazione delle componenti a copertura di costi di vendita, soggette a revisioni annuali, non inserite nella logica del *price-cap*. Tali meccanismi di regolazione saranno successivamente rivisti in relazione allo sviluppo dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Con riferimento al servizio di vendita la modifica che l'Autorità propone in questo documento riguarda il riconoscimento nel corrispettivo a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di vendita di componenti a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita stesso, attualmente inglobate nel corrispettivo per il servizio di trasporto.
- 14.5 In relazione alla modifica di cui al precedente punto, è opportuno osservare che il sistema tariffario del primo periodo regolatorio prevede che il corrispettivo per il servizio di trasporto garantisca, tra l'altro, la copertura dei i costi di "vendita", intesi come costi di commercializzazione del servizio di trasporto e del *servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato* (nella formulazione attualmente prevista dal Testo integrato).
- 14.6 Come segnalato nel documento per la consultazione "Riforma dei corrispettivi di uso delle reti da parte dei clienti del mercato libero e definizione di una disciplina transitoria del dispacciamento" diffuso dall'Autorità il 7 agosto 2001, ai fini di una più corretta allocazione dei costi, occorre predisporre meccanismi tariffari coerenti con la differenza tra i costi di "vendita" sostenuti per l'erogazione dei servizi di trasporto, acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato e quelli sostenuti per l'erogazione del solo servizio di trasporto ai clienti del mercato libero. In tale prospettiva si colloca, pertanto, la proposta di enucleare dai costi riconosciuti per il servizio di trasporto i costi relativi alla gestione dei

contratti di acquisto di energia elettrica e le funzioni commerciali relative alla “vendita” ai clienti del mercato vincolato.

- 14.7 La nuova formulazione del corrispettivo a copertura dei costi relativi al servizio di vendita di energia elettrica che si propone prevedrà, quindi, una componente destinata a coprire i costi di produzione dell’energia elettrica (l’attuale componente CCA), ed una componente a copertura dei costi di commercializzazione (la componente enucleata dal servizio di trasporto).
- 14.8 Successivamente alla completa liberalizzazione dei mercati, che per i clienti non domestici dovrebbe realizzarsi già a partire dal luglio 2004, sulla base delle disposizioni oggi in vigore, ed in particolare del dPCm 31 ottobre 2002 recante *Criteria generali integrativi per la definizione delle tariffe dell’elettricità e del gas*, l’Autorità sarà chiamata a “definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative all’elettricità” con l’obiettivo di definire un *prezzo di riferimento* a tutela dei clienti che continueranno ad approvvigionarsi di energia elettrica tramite il proprio distributore.

15 Costi relativi al servizio di vendita

- 15.1 I corrispettivi del servizio di vendita sono destinati nel complesso a coprire:
- a) i costi da riconoscere agli esercenti l’attività di produzione per le operazioni di generazione dell’energia elettrica e delle relative risorse di natura elettrica, ivi compresi i costi relativi agli obblighi imposti dall’articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99;
 - b) il costo sostenuto dal Gestore della rete per l’approvvigionamento delle risorse necessarie per l’erogazione del servizio di dispacciamento anteriormente all’avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01;
 - c) il costo relativo alla commercializzazione del servizio di vendita per i clienti del mercato vincolato.
- 15.2 In relazione ai costi sostenuti dal Gestore della rete per l’approvvigionamento delle risorse necessarie per l’erogazione del servizio di dispacciamento anteriormente all’avvio del dispacciamento di merito economico di cui alla deliberazione n. 95/01, l’Autorità per ragioni di trasparenza e di chiarezza propone l’evidenziazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura di tali costi, attualmente inglobate in maniera non distinguibile nella componente CCA.
- 15.3 In relazione al costo relativo alla commercializzazione del servizio di vendita, la quantificazione dello stesso appare particolarmente delicata in primo luogo in quanto non direttamente desumibile dalla struttura tariffaria utilizzata per il primo periodo di regolazione.
- 15.4 Tale struttura tariffaria, in effetti, non individuava, tra i costi di commercializzazione riconosciuti al distributore, la quota di questi riconducibile all’erogazione del servizio di trasporto e quella legata alla contemporanea erogazione del servizio di vendita nel caso di clienti del mercato vincolato.
- 15.5 Occorre in tal senso rilevare che i costi di commercializzazione del servizio di vendita, sinteticamente riconducibili ai costi di gestione del rapporto contrattuale con il cliente, fatturazione del servizio ed esazione dei corrispettivi, tendono a rappresentare, in termini di “costo incrementale”, una quota limitata rispetto al costo di commercializzazione del solo servizio di trasporto sostenuto dal distributore. D’altro canto, nella prospettiva di de-verticalizzazione della filiera elettrica e, soprattutto di separazione delle attività esercite in

regime di monopolio da quelle in regime di libera concorrenza, l'utilizzo di un approccio di tipo "incrementale" nell'attribuzione di costi tendenzialmente comuni a più attività della filiera, può in alcuni casi rallentare il processo di liberalizzazione, riducendo di fatto i margini di entrata nelle fasi della filiera aperte alla concorrenza.

- 15.6 Per converso, un approccio che prevedesse di trattare i costi relativi a ciascun servizio secondo una logica di tipo "stand-alone" (nel nostro caso valutando il costo complessivo per l'erogazione di ciascuno dei due servizi, compresi tutti i costi di commercializzazione), porterebbe di fatto ad una non auspicabile duplicazione nel riconoscimento dei costi di commercializzazione.
- 15.7 L'Autorità, sulla base di tali valutazioni e tenuto conto dei dati di costo che verranno forniti dagli esercenti, intende adottare un approccio che, pur preservando l'equilibrio economico-finanziario di tutti gli operatori, possa favorire lo sviluppo della concorrenza nella vendita dell'energia elettrica.

Spunti per la consultazione

- S30. Si ritiene opportuno, in relazione alle finalità sopra descritte, attribuire al servizio di vendita l'equivalente di una quota non superiore al 20% dei costi di commercializzazione coperti nel primo periodo regolatorio tramite il corrispettivo di trasporto?

16 Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie di utenza

Allocazione dei costi di commercializzazione

- 16.1 L'Autorità intende procedere all'attribuzione dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di vendita adottando i criteri di attribuzione impiegati nel corso del primo periodo di regolazione per l'assegnazione dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di trasporto, come riportati in appendice.

Allocazione dei costi di generazione

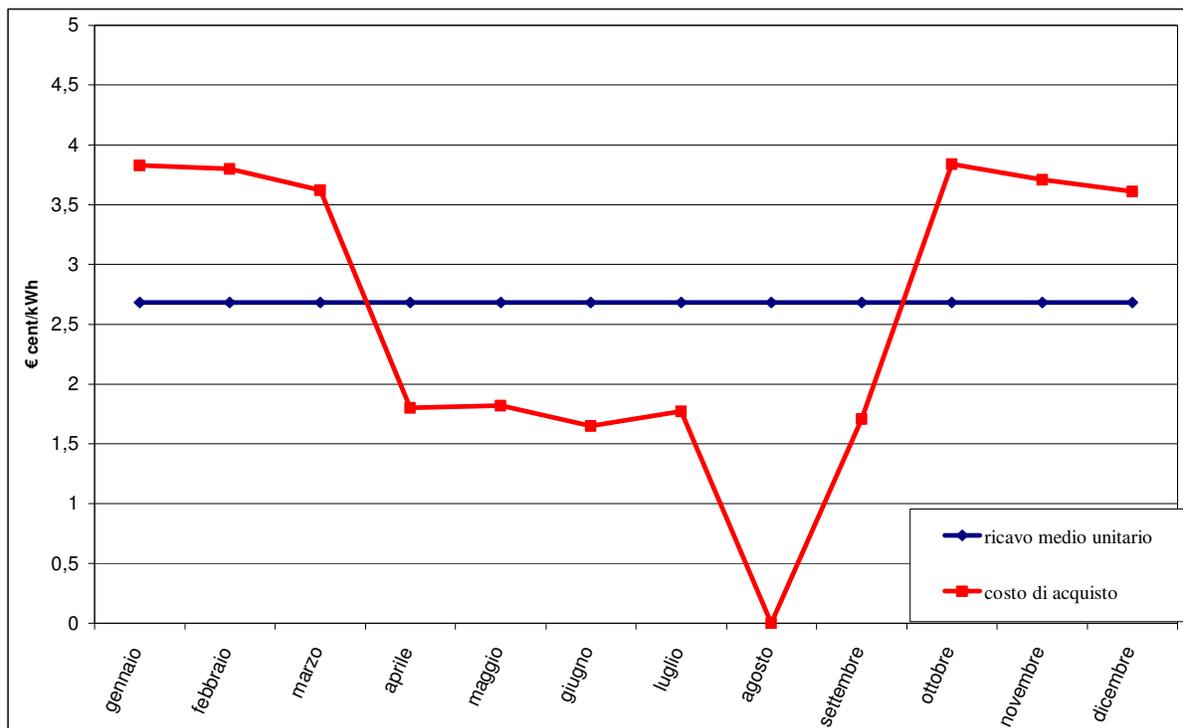
- 16.2 Secondo l'attuale formulazione del Testo integrato sono clienti del mercato vincolato i clienti vincolati propriamente detti e i clienti idonei che non hanno esercitato il diritto di acquistare l'energia elettrica sul libero mercato ovvero che non hanno dato e ottenuto recesso dal proprio distributore.
- 16.3 I clienti del mercato vincolato, così definiti, pagano oggi un corrispettivo di vendita (che comprende esclusivamente componenti a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica) diversa a seconda che siano o meno dotati di misuratore in grado di rilevare i prelievi di energia elettrica distintamente nelle quattro fasce orarie F1, F2, F3 ed F4 (di seguito: misuratore multiorario). Tali fasce orarie potranno essere ridefinite per tener conto del modificarsi dei profili di prelievo degli utenti.

Spunti per la consultazione

- S31. Si ritiene che la ridefinizione delle fasce orarie possa comportare rilevanti problemi tecnico/applicativi, in particolare con riferimento all'adeguamento delle impostazioni delle apparecchiature di misura?

- 16.4 In particolare, nel caso di clienti dotati di misuratore multiorario, il corrispettivo di vendita prevede una differenziazione del prezzo per fascia oraria, coerentemente con l'articolazione della componente del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione (comma 26.1, lettera a) del Testo integrato). Il prezzo per fascia oraria pagato da tali clienti dipende pertanto dal profilo di prelievo del singolo cliente e garantisce la copertura del costo sostenuto dall'esercente per fascia oraria per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata a soddisfare le richieste del cliente.
- 16.5 Nel caso, invece, di clienti non dotati di misuratore multiorario, il corrispettivo di vendita è monorario ed è determinato come prodotto tra il parametro PG (media dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso ponderata per le quantità complessivamente richieste dai clienti vincolati in un anno) ed il parametro γ che esprime, sempre su base annua, lo scostamento, rispetto alla media, del costo medio di acquisto dell'energia elettrica sostenuto per soddisfare la domanda aggregata relativa a ciascuna tipologia contrattuale.
- 16.6 Nel caso di clienti del mercato vincolato non dotati di misuratore multiorario, la copertura dei costi di produzione (ed in particolare della parte relativa ai costi fissi), è garantita solo su base annua. L'applicazione del γ PG, infatti, rende sostanzialmente costante (salvo le variazioni del Ct) il corrispettivo di vendita nel corso dell'anno con un effetto di compensazione tra i vari mesi dell'anno: nei mesi invernali l'applicazione del γ PG comporta una "sottocopertura" dei costi fissi di produzione, compensata dalla "sovracopertura" dei medesimi costi nel periodo estivo, come indicato nella tabella 1.

Tabella 1 – Confronto tra costo d'acquisto e ricavo medio unitario per clienti con contratti per altri usi in bassa tensione non dotati di misuratore orario (valori al netto del costo di combustibile).



- 16.7 Tali considerazioni sono rilevanti se si tiene conto dell'effetto sulla copertura dei costi di produzione che si potrebbe avere con l'uscita dal mercato vincolato di un consistente numero di clienti in relazione alla progressiva apertura del mercato. La maggior parte dei clienti che acquisirà l'idoneità in futuro non sarà dotato di misuratore multiorario. Di conseguenza, in dipendenza del momento in cui avviene l'uscita, potrebbero verificarsi situazioni di sovracopertura o di sottocopertura dei costi.
- 16.8 In relazione per evitare sussidi incrociati tra clienti, si propone che, a partire dall'1 gennaio 2004, il corrispettivo di vendita destinato ai clienti finali non dotati di misuratore multiorario appartenenti a tipologie contrattuali diverse da quella per utenza domestica in bassa tensione sia calcolato applicando al parametro PG un parametro γ_M differenziato su base trimestrale tenendo conto del diverso valore assunto nell'arco dell'anno dalla componente del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica a copertura dei costi fissi di generazione, in luogo dell'attuale parametro γ .

Aggiornamento dei parametri

- 16.9 La prospettiva di estensione dell'idoneità a tutti i clienti non domestici già a partire dal luglio del 2004 fa ritenere che l'esigenza di fissazione da parte dell'Autorità del corrispettivo di vendita potrebbe a tutti gli effetti venire meno già nel corso del primo anno del secondo periodo regolatorio. D'altro canto, come previsto anche dal dPCm 31 ottobre 2002, l'Autorità anche in seguito alla piena liberalizzazione della domanda elettrica intende continuare a fissare un prezzo di riferimento destinato in primo luogo a tutelare i clienti finali.

- 16.10 Le modalità di fissazione e aggiornamento del prezzo di riferimento richiederanno di essere adattate alla nuova prospettiva competitiva e, pertanto, richiederanno l'adozione di logiche flessibili e coerenti con l'obiettivo primario della promozione della concorrenza.

17 Criteri di regolazione

- 17.1 L'Autorità propone, per l'anno 2004, un corrispettivo per la copertura dei costi relativi al servizio di vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. L'Autorità provvederà a fissare i corrispettivi destinati ad essere applicati a ciascuna tipologia contrattuale, comprese anche le tipologie relative a generatori e distributori nella loro posizione di utenti della rete di trasmissione nazionale.
- 17.2 Successivamente all'anno 2004, l'Autorità provvederà a fissare il corrispettivo di vendita destinato ad essere applicato ai clienti vincolati (che, in linea teorica, già a partire dalla metà del 2004 potrebbero essere rappresentati dai soli clienti domestici) coerentemente con lo sviluppo competitivo del mercato
- 17.3 L'Autorità intende inoltre consentire agli esercenti la possibilità di proporre opzioni tariffarie ulteriori per il servizio di vendita, similmente a quanto previsto per il primo periodo di regolazione.

Spunti per la consultazione

- S32. Si ritiene opportuno prevedere un obbligo in capo agli esercenti di offrire obbligatoriamente opzioni ulteriori di vendita "verdi" e "multiorarie", come l'Autorità intende prevedere per i clienti domestici, come descritte nel punto 22.3?

- 17.4 I criteri per la fissazione del prezzo di riferimento da adottare in seguito all'allargamento dell'idoneità a tutti i clienti non domestici verranno definiti sulla base di valutazioni circa l'effettiva competitività del mercato.

18 La perequazione dei costi di acquisto e vendita dell'e.e. destinata al mercato vincolato

- 18.1 L'esigenza di perequazione dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato sostenuti dai distributori è legata alla presenza di clienti vincolati, forniti sulla base di corrispettivi fissati dall'Autorità.
- 18.2 I distributori di energia elettrica nello svolgimento del proprio servizio sostengono costi legati all'acquisto dell'energia elettrica per i propri clienti del mercato vincolato. Tali costi sono basati su prezzi, attualmente differenziati per fascia oraria. I corrispettivi applicati 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. Non essendo l'eventuale differenza tra costi sostenuti dal distributore per l'approvvigionamento del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale e ricavi ottenuti dai propri clienti a

copertura di tali costi completamente sotto il controllo del distributore, emergono esigenze di perequazione.

PARTE VI

Regolazione tariffaria per i clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione

19 Apertura del mercato e regolazione tariffaria dei clienti domestici

- 19.1 La tempistica delle tappe del processo di liberalizzazione della domanda di energia elettrica non è ancora stata definita con certezza ma, fin da ora, è evidente che il segmento dei clienti domestici sarà l'ultimo, in ordine di tempo, a poter beneficiare completamente dei vantaggi derivanti dall'apertura dei mercati. Pertanto non è possibile predire se prima della conclusione del periodo di regolazione 2004-2007 anche per tali clienti sarà possibile accedere al libero mercato.
- 19.2 L'Autorità, fino a che il segmento di mercato dei clienti domestici non sarà liberalizzato, intende prevedere, coerentemente con le scelte operate per il primo periodo di regolazione, una disciplina tariffaria di maggior tutela. Tale disciplina prevede la fissazione di tariffe amministrate che si applicano all'insieme dei servizi di pubblica utilità offerti ai clienti domestici. Tale insieme di servizi, che comprende il servizio di trasporto, il servizio di misura e il servizio di vendita, per comodità di lettura nel prosieguo sarà identificato come *servizio di fornitura per i clienti domestici*.
- 19.3 Accanto al sistema di tariffe amministrate l'Autorità intende in ogni caso consentire margini di flessibilità agli esercenti consentendo loro di offrire opzioni tariffarie ulteriori domestiche.
- 19.4 Dopo l'apertura del mercato ai clienti domestici la disciplina tariffaria sarà riordinata coerentemente con quanto previsto per i clienti non domestici. L'Autorità valuterà l'opportunità di mantenere, in relazione al servizio di trasporto prestato a clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione, un regime di particolare protezione e prevedere di conseguenza un regime di tariffe amministrate, in luogo del regime di opzioni previsto per le altre tipologie di utenza.
- 19.5 Per quanto riguarda il servizio di vendita l'Autorità intende prevedere, come per le altre tipologie di contratto, coerentemente con le indicazioni del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002 recante criteri integrativi per la definizione delle tariffe dell'elettricità e del gas da parte dell'Autorità, la fissazione di una tariffa di riferimento per il servizio di vendita, a tutela dei clienti. In modo analogo l'Autorità intende fissare una tariffa di riferimento per il servizio di misura ai clienti domestici quando tale servizio sarà svolto in condizioni di concorrenza.

20 Regime ordinario

- 20.1 Il regime tariffario attualmente in vigore prevede, per i clienti domestici, una tariffa di riferimento, la tariffa D1, che copre interamente i costi del servizio e che è articolata in un corrispettivo fisso per punto di prelievo, un corrispettivo di potenza, espresso in centesimi di euro per kW impegnato per anno e un corrispettivo di energia espresso in centesimi di euro per kWh consumato, indifferenziato qualunque sia il livello di consumo del cliente.

- 20.2 La tariffa D1 non ha ancora trovato applicazione. Ai clienti domestici sono infatti applicate le tariffe di transizione, denominate D2 e D3, che ripropongono l'articolazione in tre componenti propria della tariffa D1 ma mantengono una differenziazione del corrispettivo di energia, nel caso della D2 anche per scaglioni di consumo, propria delle tariffe in vigore prima delle riforme dell'Autorità.
- 20.3 La tariffa D2 si applica ai clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza sino a 3 kW. La tariffa D3 si applica ai restanti contratti per utenze domestiche in bassa tensione.
- 20.4 Con separato documento per la consultazione, dal titolo "Tariffe di fornitura dell'energia elettrica ai clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati", del 20 febbraio 2003 (di seguito: documento per la consultazione sulla tariffa sociale), l'Autorità ha definito le proprie proposte per la regolazione tariffaria dei clienti con contratti per utenze domestiche in bassa tensione che si trovano in situazione di disagio economico.
- 20.5 Tenuto conto dei tempi di implementazione delle tariffe di fornitura a tutela dei clienti domestici in bassa tensione economicamente disagiati, l'Autorità propone per l'anno 2004 tariffe di transizione in linea con quelle applicate nell'anno 2003, adeguate per tenere conto della rideterminazione delle tariffe per l'anno base.
- 20.6 Contestualmente con l'introduzione della tariffa agevolata per i clienti in stato di disagio, come già anticipato nel documento di consultazione sulla tariffa sociale, l'Autorità intende riavviare il processo di graduale transizione verso la tariffa D1. Tale processo sarà condotto con due distinte modalità:
- a) in occasione di ciascun aggiornamento trimestrale delle tariffe che dia luogo a una riduzione degli oneri per i clienti domestici, l'Autorità provvederà ad aumentare i corrispettivi della tariffa D2 e contestualmente ridurrà, simmetricamente, i corrispettivi della tariffa D3;
 - b) in occasione degli aggiornamenti annuali delle tariffe e dei parametri elettrici, legati all'applicazione del meccanismo del *price-cap*, l'Autorità procederà al graduale riequilibrio delle tariffe D2 e D3, con meccanismi analoghi a quelli che erano stati definiti nel primo periodo regolatorio. Tale aggiornamento sarà calcolato in modo tale che la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 2002, derivanti dall'applicazione della tariffa D1 e della tariffa D2 ai clienti cui è applicata la tariffa D2, si riduca in ciascun anno di applicazione di un valore pari $1/n$ dell'analogha differenza derivante dall'applicazione delle tariffe D1 e D2 in vigore nell'anno 2004; la differenza tra i ricavi, calcolati facendo riferimento al numero di clienti e alle caratteristiche delle forniture dell'anno 2002, derivanti dall'applicazione della tariffa D3 e della tariffa D1, ai clienti cui è applicata la tariffa D3, si riduca in ciascuno degli anni 2001 e 2002 di un valore pari al $1/n$ della stessa differenza calcolata applicando le tariffe D3 e D1 in vigore nell'anno 2004. n rappresenta il numero di anni del periodo di transizione alla tariffa D1.

Spunti per la consultazione

- S33. L'apertura del mercato per i clienti domestici è prevista per il 2007. E' opportuno prevedere il riallineamento delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1 entro lo stesso anno 2007? Se no, quale altro obiettivo temporale per il riallineamento potrebbe essere fissato?

- 20.7 Nell'ambito della fissazione dei parametri tariffari relativi ai contratti per utenze domestiche in bassa tensione l'Autorità intende valutare l'opportunità di rivedere i criteri di allocazione dei costi, anche al fine di riequilibrare il peso delle componenti fisse rispetto all'attuale struttura della tariffa D1.
- 20.8 L'esigenza di distribuire nel tempo il riallineamento alla tariffa D1 potrebbe comportare una sovrapposizione con il processo di apertura del mercato per i clienti domestici. Dopo l'apertura dei mercati l'Autorità ritiene opportuno confinare nell'ambito delle attività soggette a regolazione gli effetti potenzialmente distorsivi causati dalla presenza di tariffe che non riflettono i costi.

21 Regolazione economica del servizio di connessione per i clienti domestici

- 21.1 In coerenza con quanto previsto per le tariffe per il servizio di trasporto, l'Autorità ritiene opportuno prevedere, anche nella disciplina del servizio di connessione, un regime di maggior tutela per i clienti domestici in bassa tensione. Ciò si traduce nella fissazione di tariffe amministrative per il servizio di connessione.

Spunti per la consultazione

S34. E' opportuno concedere agli esercenti un certo margine di flessibilità, prevedendo la possibilità di offrire opzioni ulteriori per il servizio di connessione anche per i clienti con contratto per utenze domestiche in bassa tensione?

- 21.2 L'Autorità intende procedere, prima della conclusione del periodo regolatorio 2000-2003, a rivedere i livelli e l'articolazione dei corrispettivi oggi in vigore per il servizio di connessione, fissati con provvedimenti precedenti all'avvio di operatività dell'Autorità. Tale intervento, oggetto di separato provvedimento dell'Autorità, si rende necessario anche in relazione alla rapida evoluzione delle caratteristiche di prelievo dell'utenza domestica. In particolare la crescente diffusione di apparecchi per il condizionamento degli ambienti rende in molti casi necessario l'incremento della potenza a disposizione. Tale processo comporta e comporterà un aumento significativo delle richieste di modifiche contrattuali. Tutto ciò considerato, l'Autorità intende rivedere i livelli dei corrispettivi al fine di verificare che il livello complessivo dei ricavi ottenuti dall'applicazione dei cosiddetti contributi di allacciamento sia allineato ai costi implicitamente riconosciuti per tale servizio.
- 21.3 I contributi di allacciamento previsti dalla disciplina in vigore per le utenze domestiche prevedono un regime di particolare protezione per i clienti con contratti relativi all'abitazione di residenza anagrafica e con potenza a disposizione fino a 3,3 kW. In particolare era previsto che l'addebito fosse fissato in misura forfetaria e indipendentemente dall'effettivo costo sostenuto per la connessione. Tale scelta rispondeva agli obiettivi di favorire lo sviluppo della rete elettrica e l'elettrificazione del paese, comprese le aree rurali e più difficilmente raggiungibili.
- 21.4 L'Autorità con separato provvedimento definirà condizioni agevolate per i soggetti che si trovano in stato di disagio economico. Per i restanti clienti domestici l'Autorità propone un regime generale che non preveda più differenziazioni basate sul livello della potenza a disposizione, definendo in ogni caso i corrispettivi sulla base di determinazioni forfetarie che prescindono dal costo effettivamente sostenuto dall'esercente per connettere il singolo

cliente. Inoltre, coerentemente con quanto previsto per la restante clientela in media e bassa tensione, i corrispettivi per il servizio di connessione verranno definiti in modo tale da garantire in media la copertura del costo relativo alla connessione, esclusi i rinforzi della rete esistente.

Spunti per la consultazione

- S35. E' opportuno eliminare le differenziazioni nei livelli dei contributi di allacciamento presenti nella disciplina oggi in vigore che fanno riferimento al livello della potenza a disposizione e di fatto prevedono un regime agevolato per i clienti che dispongono di una potenza inferiore o uguale a 3,3 kW?
- S36. E' opportuno definire i contributi per il servizio di connessione in misura forfetaria e indipendente dall'effettivo costo attribuibile al singolo cliente?
- S37. Si condivide l'ipotesi di escludere dal contributo richiesto per la connessione i costi relativi a eventuali rinforzi della rete esistente?

22 Offerta di opzioni tariffarie ulteriori per i clienti domestici

- 22.1 L'attuale normativa non pone obblighi agli esercenti in relazione all'offerta di opzioni tariffarie ulteriori.
- 22.2 In relazione alle esigenze dei clienti domestici in bassa tensione l'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre l'obbligo in capo agli esercenti di offrire ai propri clienti opzioni tariffarie ulteriori che abbiano determinate caratteristiche.
- 22.3 In particolare l'Autorità intende valutare l'opportunità di rendere obbligatoria l'offerta di:
- opzioni tariffarie ulteriori domestiche biorarie o multiorarie, che possano favorire il raggiungimento di obiettivi di risparmio energetico a livello nazionale e la cui offerta non risulta incentivata dall'attuale disegno tariffario. Affinché l'offerta risulti efficace appare peraltro necessario prevedere che tale opzione sia offerta obbligatoriamente anche ai clienti a cui è applicata la tariffa D2;
 - opzioni tariffarie ulteriori domestiche "verdi", collegate all'utilizzo di fonti rinnovabili di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Spunti per la consultazione

- S38. L'ipotesi di introduzione di una opzione tariffaria verde costituisce un sostegno ulteriore e volontaristico alla produzione da fonti rinnovabili. L'opzione tariffaria verde deve comprendere una apposita componente tariffaria destinata a finanziare la realizzazione di nuovi impianti di produzione da fonte rinnovabile, limitatamente a impianti che utilizzano il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree e il moto ondoso. Il distributore, obbligato a offrire tali opzioni, dovrà stipulare accordi con produttori per l'installazione di nuova capacità produttiva. L'Autorità intende limitare al massimo il proprio intervento. In ogni caso saranno previsti alcuni obblighi in materia di informazione relativa alla installazione di nuova capacità produttiva. Gli importi raccolti dai distributori che non risultino destinati alla installazione di nuova capacità, saranno girati al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.
- In relazione alle incombenze relative alla gestione delle opzioni verdi, si ritiene opportuno prevedere che una percentuale dell'ammontare riscosso dal distributore possa essere trattenuta a copertura degli oneri gestionali?

S39. Ai fini delle decisioni relative alla destinazione dei proventi derivanti dalle opzioni tariffarie verdi, si ritiene opportuno prevedere limitazioni a operazioni tra distributori e produttori appartenenti allo stesso gruppo societario?

23 Perequazione dei ricavi

- 23.1 L'Autorità intende introdurre due meccanismi di perequazione dei ricavi dei distributori derivanti dall'applicazione delle tariffe per i clienti domestici.
- 23.2 Un primo meccanismo è legato all'introduzione della tariffa sociale e tende a integrare i ricavi ottenuti dai distributori che si trovano a dover fornire clienti in stato di disagio. Tale meccanismo è finanziato da un'apposita componente tariffaria posta a carico dei clienti domestici non ammessi al regime di particolare tutela.
- 23.3 Un secondo meccanismo ha carattere transitorio e si rende necessario in conseguenza dell'applicazione delle tariffe D2 e D3 che non riflettono i costi. Il meccanismo di perequazione previsto riporta i ricavi dei distributori al livello che gli stessi avrebbero ottenuto dall'applicazione della tariffa D1, che è la tariffa che riflette i costi della fornitura.

PARTE VII

Regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori

24 Quadro normativo

- 24.1 L'attuale disciplina delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel ha le sue origini nei provvedimenti di unificazione tariffaria del 1961. Tali provvedimenti, emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP) nel 1961, a completamento del processo di unificazione delle tariffe sul territorio nazionale avviato nel 1953, introducono un meccanismo di integrazione tariffaria per compensare le imprese di distribuzione dalle perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate.
- 24.2 Il meccanismo prevede due tipi di integrazioni: una integrazione standard, definita sulla base di parametri che fanno essenzialmente riferimento alla composizione dell'utenza e alle relazioni tra consumo medio aziendale e consumo medio nazionale; una ulteriore integrazione da riconoscersi qualora, anche applicando le integrazioni standard, l'impresa di distribuzione continui a trovarsi nella condizione di non poter coprire i propri costi.
- 24.3 In particolare, con il provvedimento CIP 29 agosto 1961, n. 941 (di seguito: provvedimento CIP n. 941/61), viene istituito il Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche, al fine di erogare alle imprese elettriche "le integrazioni che saranno ritenute necessarie dal Comitato interministeriale dei prezzi, in base ai criteri di carattere generale, che saranno determinati con successivo provvedimento, per compensare le perdite derivanti dall'applicazione delle tariffe unificate". A tal fine il Fondo sarebbe stato alimentato con "i proventi costituiti dalle quote di prezzo, comprese nelle tariffe o nei prezzi (...), che le imprese stesse sono tenute a versare al Fondo stesso per ogni kWh di energia ceduta all'utenza, anche se questa disponga per il proprio fabbisogno di altra energia, propria o somministrata da altre imprese fornitrici" (capitolo X, punto 1, comma 3, del provvedimento CIP n. 941/61).
- 24.4 Il successivo punto 4 dello stesso provvedimento CIP istituisce un apposito Comitato di gestione, al quale viene affidato il compito di gestire e amministrare il Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche. Tale Comitato ha anche il compito di eseguire controlli tecnico-amministrativi.
- 24.5 I dettagli dei meccanismi di integrazione sono definiti con il successivo provvedimento CIP 15 dicembre 1961, n. 962. Per il settore della distribuzione, oltre a un regime di integrazione standard, che comporta la determinazione di aliquote di integrazione prefissate in funzione delle dimensioni delle imprese di distribuzione e delle caratteristiche dell'utenza servita, tale provvedimento prevede, per le imprese di minor dimensione, la possibilità di chiedere ulteriori integrazioni, qualora, nonostante le integrazioni standard subiscano delle perdite per effetto dell'applicazione delle tariffe unificate di cui al provvedimento CIP n. 941/61.
- 24.6 La successiva nazionalizzazione del settore elettrico, con il conseguente massiccio trasferimento di imprese elettriche all'Enel, è del tutto accidentale rispetto al problema delle integrazioni tariffarie, che vengono erogate per un certo periodo sia alle imprese trasferite, sia alle imprese non trasferite.
- 24.7 Nel 1967 con il provvedimento CIP 18 gennaio 1967, n. 1158 (di seguito: provvedimento CIP n. 1158/1967) l'ammontare delle integrazioni standard viene fissato tenendo conto anche delle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica distribuita. Le imprese di

- distribuzione vengono così raggruppate nelle seguenti classi: i) imprese che distribuiscono energia elettrica prodotta prevalentemente in proprio mediante centrali idroelettriche; ii) imprese che distribuiscono energia elettrica proveniente prevalentemente da acquisti; iii) imprese che distribuiscono nelle isole minori energia prodotta mediante centrali termoelettriche; iv) imprese che distribuiscono nel continente energia prodotta in proprio mediante centrali termoelettriche; v) imprese che distribuiscono energia prodotta in proprio mediante centrali idroelettriche e termoelettriche ed energia elettrica proveniente da acquisti.
- 24.8 Quest'ultima classe è suddivisa in due sotto-classi: v.a) imprese che nel 1965 hanno prodotto idraulicamente più del 50% della totale disponibilità di energia; v.b) imprese che nel 1965 hanno prodotto idraulicamente meno del 50% della totale disponibilità di energia.
- 24.9 Lo stesso provvedimento CIP n. 1158/1967 al comma 5, mantiene l'ulteriore integrazione basata su analisi economico-tecniche: "Le imprese che, a seguito dell'applicazione delle tariffe unificate e dell'integrazione prevista dal presente provvedimento, non si trovino nella condizione economica di assicurare i servizi della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica, possono chiedere una ulteriore integrazione annuale. (...)"
- 24.10 Nel 1968 viene istituita, con il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 31 luglio 1968, n. 1198, una apposita Commissione tecnica di vigilanza sulle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: Commissione tecnica di vigilanza), alla quale sono attribuiti i compiti di vigilare sulla utilizzazione delle integrazioni comunque erogate alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, di esaminare la consistenza degli impianti, di giudicare lo stato della loro efficienza e di conoscere le esigenze tecnico economiche delle imprese in questione.
- 24.11 Nel corso degli anni settanta la disciplina delle integrazioni alle imprese elettriche minori subisce ulteriori modificazioni. Il regime di *integrazione standard* viene assorbito dal regime di *ulteriore integrazione*, mentre con il provvedimento CIP 6 luglio 1974, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 181 del 31 luglio 1974 la denominazione del Fondo di compensazione viene modificata in "Cassa conguaglio per il settore elettrico" (di seguito: CCSE). Presso la CCSE vengono istituiti due conti: il Conto per le integrazioni tariffarie che deve assolvere le funzioni del Fondo, e il "Conto per l'onere termico".
- 24.12 Alla CCSE nel 1987, con il provvedimento CIP 13 gennaio 1987, n. 2 sono trasferiti i compiti in precedenza affidati alla Commissione tecnica di vigilanza. Questo trasferimento è ritenuto necessario dal CIP in considerazione della gravosità dell'attività istruttoria, che comporta l'analisi dei bilanci delle singole aziende e delle documentazioni giustificative, nonché l'effettuazione di accertamenti in loco, per i quali la commissione non dispone di adeguati strumenti operativi.
- 24.13 Il CIP considera opportuno che tali compiti istruttori siano affidati a un organismo tecnico che disponga di adeguate e specifiche strutture adatte allo svolgimento di tali compiti. Il CIP individua questo organismo nella CCSE, la quale, secondo le istruzioni del CIP deve accertare lo scostamento tra introiti tariffari e costo dell'esercizio elettrico sulla base dei bilanci presentati dalle medesime società, delle relative documentazioni giustificative e della verifica, anche attraverso accessi in loco, della situazione produttiva e di quella delle reti di distribuzione, nonché degli investimenti e degli ammortamenti di ciascuna di esse.
- 24.14 Anche i requisiti necessari per mantenere lo status di impresa minore e quindi evitare il trasferimento all'Enel si sono evoluti nel tempo. Ai sensi dell'articolo 4, n.8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, di nazionalizzazione del servizio elettrico ed istituzione dell'Enel "non sono soggette a trasferimento all'Ente le imprese che non abbiano prodotto oppure prodotto e distribuito mediamente nel biennio 1959-60 più di 15 milioni di chilowattora per anno". Successivamente, il decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342,

recante Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente nazionale per l'energia elettrica, ha disposto il trasferimento all'Enel delle imprese che per due anni consecutivi abbiano distribuito energia acquistata da terzi per motivi ricorrenti e non occasionali. Negli anni ottanta, in attuazione del Piano energetico nazionale 1981, la legge 29 maggio 1982 n. 308 ha elevato il limite dei 15 GWh, stabilito dalla legge n. 1643/62, a 20 GWh annui per le imprese che operano nelle isole minori, mentre per le altre imprese il limite di 15 GWh può essere superato, nel caso in cui l'incremento sia prodotto con fonti diverse dagli idrocarburi (in ogni caso non oltre un limite massimo di 40 milioni di kWh).

- 24.15 In ultimo la legge 9 gennaio 1991, n. 10, (di seguito: legge n.10/91) ha stabilito che "Il limite stabilito dall'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, non si applica alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venga distribuita entro i confini territoriali dei comuni già serviti dalle medesime imprese produttrici e distributrici alla data di entrata in vigore della presente legge." Con questa disposizione le imprese elettriche minori non sono più soggette a limiti sui quantitativi di energia elettrica distribuita. Per esse restano solo limiti di tipo territoriale.
- 24.16 Con la stessa legge n. 10/91 si ha anche un intervento legislativo diretto in materia di integrazioni tariffarie. L'articolo 7, comma 3, della citata legge così recita: " il Comitato interministeriale dei prezzi (CIP), su proposta della CCSE, stabilisce entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese produttrici e distributrici di cui al comma 1, l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese produttrici e distributrici." Questa disposizione di legge non fa altro che consolidare l'impostazione precedente, assestata con il provvedimento CIP n. 2/87.
- 24.17 Le funzioni svolte dal CIP in materia di integrazioni tariffarie vengono trasferite con decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Successivamente, con l'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tali funzioni vengono trasferite all'Autorità.
- 24.18 La legge n. 481/95 introduce importanti principi di orientamento all'efficienza nella gestione dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica, in particolare imponendo l'obbligo di adottare schemi incentivanti di regolazione basati sul meccanismo del *price-cap*. L'Autorità ha introdotto con la deliberazione n. 204/99 e successive modifiche e integrazioni lo schema di regolazione basato sul meccanismo del *price-cap* nel settore dell'energia elettrica. L'unico segmento ancora escluso dall'applicazione di tale meccanismo incentivante è quello delle imprese elettriche minori.
- 24.19 In una prima fase l'attività dell'Autorità, in relazione alla regolazione economica delle imprese elettriche minori, è stata caratterizzata dall'esigenza di chiudere le pendenze riferite a periodi precedenti e oggetto di prolungati contenziosi.
- 24.20 Prima del trasferimento all'Autorità della funzione di determinazione dell'ammontare degli acconti e dei conguagli per l'integrazione tariffaria di cui all'articolo 7, commi 3 e 4, della legge 10/91, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con propri decreti, aveva determinato i conguagli per l'integrazione tariffaria fino all'anno 1991.
- 24.21 In particolare, con il decreto 19 novembre 1996, pubblicato nella Gazzetta ufficiale, Serie generale, n. 3 del 4 gennaio 1997, erano state fissate le aliquote definitive di integrazione relative all'anno 1991 per le seguenti imprese: SIPPIC Capri, SEL Lipari, SMEDE

Pantelleria, SELIS Lampedusa, SELIS Linosa, SELIS Marettimo, SEP Isola di Ponza, SIE Giglio, SEA Favignana, D'Anna & Bonaccorsi Ustica, Imprese industrie elettriche Germano, ICEL Isola di Levanzo, Comune di Pozzomaggiore (Sassari), SEM fraz. Musellaro – Bolognana (Perugia) e SNIE Nola.

- 24.22 Con il successivo decreto 12 dicembre 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 31 del 7 febbraio 1997, erano state fissate le aliquote definitive di integrazione relative all'anno 1991 per le restanti imprese: F.lli Elmi Grizzana (Bologna), Ridolfi e C. Palagnana (Lucca), Odoardo Zecca Ortona, ENEL S.p.a – già società elettrica Cropani – Cropani).
- 24.23 Nell'aprile 1998, il Tribunale amministrativo regionale (di seguito: Tar) per il Lazio, Sez. III, con le sentenze n. 834/98, n. 836/98 e n. 841/98 (pubblicate mediante deposito il 14 aprile) ha annullato tali decreti del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, essenzialmente per vizi di illogicità. Tali decreti, infatti, pur avendo riconosciuto la necessità di considerare l'utile di impresa, provvedevano alla determinazione delle aliquote definitive senza che tale utile venisse riconosciuto (e rimandando tale riconoscimento ad un tempo successivo).
- 24.24 L'Autorità, che con deliberazione 21 maggio 1998, n. 48/98 (di seguito: deliberazione n. 48/98), ha rideterminato le aliquote definitive relative al 1991. Con la stessa deliberazione, l'Autorità ha determinato altresì le aliquote definitive di integrazione per gli anni 1992 – 1995 per tutte le imprese minori ammesse alle integrazioni tariffarie, ad eccezione di:
- a) impresa elettrica F.lli Elmi Grizzana (Bologna), per gli anni 1991- 1995, in attesa dell'esito di accertamenti mirati a verificare la sussistenza della qualifica di impresa elettrica minore. L'impresa F.lli Elmi Grizzana (Bologna), a seguito degli esiti della istruttoria conoscitiva e dell'istruttoria formale, è stata definitivamente esclusa, con deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2000, n. 44, dall'elenco delle imprese elettriche distributrici ammesse all'integrazione tariffaria, anche a motivo della cessazione della produzione a partire dal 1997;
 - b) impresa SNIE Nola, per gli anni 1993- 1995, in quanto la CCSE non aveva proceduto all'invio delle proposte di integrazione, stante la necessità di procedere a un supplemento di istruttoria.
- 24.25 Circa la questione del riconoscimento dell'utile di impresa, in sede di determinazione delle aliquote definitive per il periodo 1991-1995 l'Autorità ritenne che il riconoscimento di una componente di utile di impresa ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle imprese elettriche minori non dovesse assumere il rilievo di una voce autonoma da riconoscere a dette imprese dovendo la stessa tariffa, secondo la giurisprudenza consolidata, assicurare la redditività dei prezzi amministrati e dovendo la perequazione tariffaria essere destinata alla copertura delle perdite rispetto alla redditività che verrebbe assicurata dalla tariffa in condizioni di costo normali. Pertanto l'Autorità ha approvato le istruttorie svolte dalla CCSE, che non prevedevano una voce autonoma da riconoscere alle imprese per l'utile di esercizio e che prevedevano invece la remunerazione del capitale investito costituito dai mezzi propri derivanti dal conferimento dei soci oltre al riconoscimento degli oneri finanziari sull'indebitamento.
- 24.26 Con sentenze n. 588, 589 e 590, depositate in data 5 febbraio 2000, la sezione II del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia ha accolto i ricorsi presentati rispettivamente da SEL Lipari, Odoardo Zecca Ortona e da Imprese Industrie Elettriche Germano ed altri, annullando la deliberazione n. 48/98, in quanto nella determinazione della misura dell'integrazione tariffaria da riconoscere alle imprese ricorrenti si sarebbe dovuto assicurare non solo il ripianamento delle perdite di bilancio derivanti dalla produzione di

energie elettrica a costi obiettivamente svantaggiati, “ma anche la componente di utile di impresa, nella misura e sulla scorta dei criteri che restano rimessi alla valutazione e alla elaborazione tecnica dell’organo competente”.

- 24.27 In ottemperanza alle sentenze del Tar per la Lombardia che hanno annullato la deliberazione n. 48/98, l’Autorità ha proceduto alla definizione di nuovi criteri che costituiscono la base di nuove istruttorie svolte dalla CCSE stessa per la definizione delle aliquote definitive, per gli anni dal 1991 al 1997 ai fini dell’integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori non trasferite all’Enel.
- 24.28 In aderenza ai nuovi principi introdotti con la legge n. 481/95, l’Autorità, anche nell’ambito dell’approvazione delle proposte di integrazione tariffaria pendenti ha disposto l’adozione di criteri che avviano un progressivo distacco rispetto al mero riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti, che aveva in qualche modo caratterizzato il regime precedente. I nuovi criteri introdotti dall’Autorità con la deliberazione 26 luglio 2000, n. 132/00 (di seguito: deliberazione n. 132/00) prevedono che alle imprese sia riconosciuta una congrua remunerazione del patrimonio netto.
- 24.29 Per determinare il tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto, l’Autorità ha deciso di adottare il metodo del Capital Asset Pricing Model (CAPM), metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.
- 24.30 L’Autorità ha previsto che sia remunerato tutto il patrimonio netto. Ciò comporta che siano remunerati anche gli aumenti del patrimonio netto conseguenza di operazioni di finanza straordinaria, sempreché tali aumenti siano il riflesso di effettivi incrementi della dotazione di mezzi dell’impresa e non siano il risultato di rivalutazioni operate per esempio in sede di trasformazione societaria.
- 24.31 Oltre a definire regole per la determinazione della remunerazione del capitale proprio investito coerenti con quelle impiegate per la regolazione tariffaria della generalità delle imprese, l’Autorità ha ritenuto necessario non considerare gli ammortamenti anticipati nella definizione delle integrazioni, fermo restando che tali costi saranno riconosciuti secondo il piano di ammortamento economico-tecnico.

25 Situazione attuale

- 25.1 Nel novero delle imprese elettriche minori risultano attualmente ricomprese le seguenti imprese:
1. SMEDE (Pantelleria)
 2. SELIS (Lampedusa)
 3. SELIS (Linosa)
 4. SELIS (Marettimo)
 5. SEA (Favignana)
 6. SIPPIC (Capri)
 7. SEL (Lipari)
 8. SIE (Giglio)
 9. ICEL (Levanzo)

10. Germano (Tremiti)
 11. SEP (Ponza)
 12. D'Anna & Bonaccorsi (Ustica)
 13. SNIE (Nola)
 14. Zecca (Ortona).
- 25.2 Delle quattordici imprese ancora attive, dodici operano su isole non interconnesse elettricamente con la rete di trasmissione nazionale e due operano in aree elettricamente interconnesse con la rete di trasmissione nazionale.
- 25.3 L'attuale schema di regolazione tariffaria prevede di fatto un riconoscimento a piè di lista dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di produzione, trasporto e vendita dell'energia elettrica.
- 25.4 La Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE), organo a cui è attribuito istituzionalmente una funzione istruttoria nell'ambito del processo di determinazione delle integrazioni tariffarie, procede ad accertare lo scostamento tra i costi sostenuti e i ricavi tariffari conseguiti dalle imprese. L'accertamento è effettuato sulla base dei bilanci redatti sulla base delle normative vigenti, sottoposti a revisione contabile. Oltre ai bilanci le imprese forniscono dati anche tramite la compilazione:
- a) di un questionario, predisposto dalla CCSE, sottoscritto dal legale rappresentante dell'impresa;
 - b) di schede istruttorie, anch'esse predisposte dalla CCSE, che completano le informazioni riportate nel bilancio e rispondono a esigenze istruttorie specifiche dell'integrazione tariffaria.

26 Adozione di schemi di regolazione incentivanti per le imprese elettriche minori

- 26.1 Lo schema di regolazione attualmente in vigore, oggetto di interventi per ora parziali da parte dell'Autorità, presenta ancora alcuni limiti sotto il profilo della coerenza con la disciplina generale relativa alla regolazione tariffaria che si è venuta a delineare con i provvedimenti legislativi che si sono susseguiti a partire dal 1995. Il sistema oggi in vigore mostra anche problemi di ordine applicativo e si presenta piuttosto oneroso sul piano della gestione.
- 26.2 Appare coerente con i poteri dell'Autorità, come peraltro sottolineato in recenti sentenze del TAR Lombardia, la fissazione della remunerazione sulla base di valutazioni oggettive e razionali di tipo standard che si discostano dal mero riconoscimento del costo effettivo.
- 26.3 Se il primo periodo regolatorio è stato caratterizzato da interventi non profondamente incisivi, a partire dal periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità intende estendere il meccanismo del *price-cap* anche al comparto delle imprese elettriche minori, completando così l'introduzione di tale meccanismo nell'ordinamento tariffario del settore dell'energia elettrica in Italia.
- 26.4 L'adozione di schemi di regolazione incentivante, nel caso delle imprese elettriche minori, dovrà essere sviluppato, coniugando le esigenze di efficienza con il rispetto delle peculiarità proprie delle imprese che operino in situazioni di rete obiettivamente peculiari e meritevoli di tutela.

- 26.5 Il passaggio al nuovo schema di regolazione sarà effettuato con gradualità, al fine di preservare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese elettriche minori.
- 26.6 L'Autorità intende introdurre un sistema di determinazione delle integrazioni tariffarie che distingua tra imprese operanti in aree interconnesse con la rete di trasmissione nazionale e imprese che operano invece in contesti non interconnessi con la rete di trasmissione nazionale. Tale distinzione è dettata dall'esigenza di prevedere e circoscrivere l'applicazione di regole specifiche che derogano dalla regolazione generale, prevista per tutti i soggetti che svolgono servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica. Appare infatti difficile comprendere quali siano le oggettive differenze tra le imprese elettriche minori che operano sul continente in aree interconnesse dai distributori locali che non appartengono a tale tipologia e che si trovano ad operare in condizioni del tutto analoghe.
- 26.7 L'Autorità ritiene necessario mantenere un regime specifico di regolazione, sia per quel che riguarda l'attività di produzione, sia per quel che riguarda i servizi di trasporto, vendita e misura per le imprese elettriche minori che operano sulle isole minori non interconnesse.
- 26.8 L'Autorità intende valutare la possibilità di estendere tale regime speciale di regolazione anche agli altri soggetti gestori di servizi relativi al servizio elettrico che si trovano ad operare in isole elettriche minori non interconnesse alla rete elettrica nazionale. Resta ferma la necessità, prevista dalle attuali disposizioni legislative di procedere, laddove possibile, allo sviluppo delle interconnessioni delle isole minori. Quando ciò avvenga cessano naturalmente le ragioni per il mantenimento di regimi specifici di regolazione.

27 Regolazione economica delle imprese che operano su isole minori e problemi di assetto

- 27.1 L'Autorità ritiene che il processo di graduale liberalizzazione debba svilupparsi in modo da favorire uno sviluppo autenticamente competitivo, idoneo a produrre nel medio periodo riduzioni dei costi del servizio.
- 27.2 In questa prospettiva l'apertura del mercato nelle isole minori appare piuttosto complessa e richiede soluzioni ad hoc. L'Autorità ritiene che la miglior soluzione per coniugare l'esigenza di apertura dei mercati e le esigenze di fornire garanzie relative alla sicurezza di fornitura e alla qualità del servizio nelle isole si possa raggiungere prevedendo la presenza di soggetti verticalmente integrati che gestiscono tutte le fasi della filiera in ciascuna isola. Tali soggetti devono essere sottoposti a regolazione e devono garantire l'accesso alle loro reti in modo non discriminatorio.

28 Costi degli esercenti il servizio elettrico sulle isole minori

- 28.1 Gli esercenti che operano nelle isole minori si trovano in condizioni operative oggettivamente diverse da quelli che operano in sistemi interconnessi e si trovano a sopportare oneri che sono sicuramente, per unità di output, più elevati rispetto a quelli sopportati nel continente, dove alcuni servizi sono serviti anche grazie alla interconnessione internazionale.
- 28.2 I soggetti responsabili del servizio elettrico sulle isole minori si trovano a dover fornire in loco i servizi di regolazione della frequenza, servizi di *black start*, servizi di regolazione della tensione, servizi di riserva che nei sistemi interconnessi sono solitamente forniti dal

gestore della rete interconnessa e in qualche caso sono garantiti anche grazie all'interconnessione internazionale.

- 28.3 Sempre nel settore della produzione è ragionevole assumere che i soggetti che operano sulle isole minori debbano sostenere maggiori costi per il mantenimento di serbatoi di stoccaggio che consentano di far fronte a possibili isolamenti nei collegamenti per cause meteorologiche.
- 28.4 Per quanto riguarda le reti di trasporto e le infrastrutture di misura e vendita, si può ritenere che i prezzi unitari dei fattori produttivi impiegati possano risultare superiori rispetto alle condizioni prevalenti sul continente. La distanza dal continente e il rischio di isolamento può inoltre portare a fissare i livelli ottimali di gestione delle scorte di magazzino a soglie superiori rispetto a quelle normalmente in uso sul continente, con conseguente aumento dei costi di capitale.
- 28.5 Per quanto riguarda le caratteristiche dei prelievi dell'utenza le isole minori presentano profili tipici delle zone turistiche, con picchi concentrati nel periodo estivo, in particolare nel mese di agosto.
- 28.6 Oltre alle imprese che rientrano nel novero delle cosiddette imprese elettriche minori, risultano operanti in isole minori anche alcune imprese di maggiori dimensioni che sono attive anche nel continente. Questa presenza può consentire interessanti confronti sul livello di efficienza nello svolgimento dei servizi elettrici in contesti non interconnessi.

29 Criteri di regolazione

- 29.1 Nell'attuale disciplina le integrazioni tariffarie sono costruite a partire dai bilanci delle singole imprese e risultano pari in ciascun anno al costo riconosciuto a ciascuna impresa e i ricavi ottenuti dallo svolgimento del servizio elettrico. Come visto in precedenza l'Autorità ha proceduto a determinare una componente specifica del costo riconosciuto a ciascuna impresa in modo standard, fissando una regola generale per la determinazione della componente a remunerazione del capitale investito.
- 29.2 Per le imprese che operano nelle isole minori l'Autorità intende introdurre un regime specifico di regolazione. Tale regime prevede la fissazione di un livello specifico del costo riconosciuto (CR_i) per ciascuna impresa i con riferimento all'anno 2004, da determinarsi sulla base di *costi standard* costruiti a partire dai dati di bilancio dell'anno 2001 delle imprese che operano in tali contesti.
- 29.3 Al costo riconosciuto (CR_i) vengono sottratti i ricavi tariffari e con gli altri ricavi ottenuti a copertura dei costi relativi al servizio elettrico (RT_i). Si determina in questo modo l'integrazione tariffaria (It_i) per ciascuna impresa i spettante per l'anno 2004. Dividendo tale ammontare per la quantità di riferimento (q_i), che esprime il consumo dei clienti dell'impresa i nell'anno di riferimento, si ottiene l'aliquota unitaria di integrazione tariffaria (it_i), da riconoscere all'impresa i .
- 29.4 Tale aliquota unitaria di integrazione tariffaria (it_i) viene aggiornata per gli anni successivi al 2004 con il metodo del *price-cap*.
- 29.5 In questa prospettiva, l'Autorità intende prevedere un percorso di recupero di efficienza delle imprese titolari di integrazione tariffaria mirato sulla componente di costo riconosciuta a titolo di integrazione e, dunque, riconducibile direttamente alle peculiarità che caratterizzano l'erogazione del servizio elettrico nelle isole minori. Con il metodo del *price-cap*, l'Autorità definisce un obiettivo di riduzione percentuale annuale dei costi coperti dall'integrazione

tariffaria (recupero di produttività), salvo riconoscere incrementi di costo dovuti all'inflazione e a eventuali eventi eccezionali ed imprevedibili

- 29.6 Considerato che risultano operanti in isole minori anche imprese di maggiori dimensioni, l'Autorità, nella fissazione del tasso di recupero di produttività da assegnare alle imprese minori operanti nelle isole minori intende tenere conto anche dei livelli di efficienza dei rami di azienda relativi alle isole minori, delle imprese di maggiori dimensioni, operanti anche nel continente.
- 29.7 Con separato documento l'Autorità sottoporà a consultazione i criteri che intende adottare per la definizione dei costi standard e quindi dei costi riconosciuti.
- 29.8 L'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre eventuali meccanismi di gradualità nella transizione verso il nuovo regime.
- 29.9 Per le imprese elettriche minori che risultano interconnesse l'Autorità intende procedere al riassorbimento graduale delle integrazioni tariffarie previste. A questo scopo, l'Autorità intende fissare le integrazioni tariffarie per l'anno 2004, in modo analogo a quanto previsto per le imprese elettriche minori che operano sulle isole minori. Nell'anno 2005 verrà riconosciuta una integrazione pari al 75%, nell'anno 2006 una integrazione pari al 50% e nel 2007 una integrazione pari al 25% di quella fissata per l'anno 2004.

30 Copertura dell'onere che deriva dall'applicazione del regime delle integrazioni tariffarie

- 30.1 La copertura dell'onere per le integrazioni tariffarie, che costituisce un costo proprio del servizio elettrico che non trova copertura nei ricavi tariffari definiti specificamente in modo da riflettere i costi sostenuti a livello medio nazionale per la fornitura dei singoli servizi di pubblica utilità del settore elettrico, è attualmente garantito dalla componente tariffaria UC4.
- 30.2 La componente tariffaria UC4 grava attualmente solo sui clienti del mercato vincolato e costituisce una maggiorazione del servizio di vendita.
- 30.3 Il processo di graduale apertura del mercato implica l'esigenza di trovare una diversa modalità di recupero di tale onere, al fine di evitare che lo stesso vada a gravare solo sui clienti vincolati, che in una prospettiva di medio termine potrebbero coincidere con i clienti domestici in bassa tensione.
- 30.4 L'Autorità propone che tale onere sia addebitato a tutti i clienti del servizio elettrico.

PARTE VIII

Regimi tariffari speciali e prestazioni patrimoniali imposte

31 Regimi tariffari speciali: quadro normativo

- 31.1 Alcuni clienti del servizio elettrico godono di particolari condizioni tariffarie per la fornitura dell'energia elettrica. Tali condizioni favorevoli sono stabilite per legge.
- 31.2 Nell'attuale ordinamento tariffario si riconoscono i seguenti regimi speciali:
- a) produzione di alluminio primario, per la quale il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato n. 39/1995, estende fino al 31 dicembre 2005 l'applicazione delle speciali aliquote di sovrapprezzo prevista dal provvedimento CIP n. 13/1992.
 - b) Ferrovie dello Stato Spa, per le quali si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dall'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
 - c) società Terni Spa e sue aventi causa, per le quali l'articolo 20, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 9, ha esteso fino al 31 dicembre 2001 le speciali condizioni di fornitura che il decreto del Presidente della Repubblica 21 agosto 1963, n. 1165 aveva previsto per il periodo fino al 31 dicembre 1991;
 - d) utenze sottese e comuni rivieraschi che beneficiano di particolari riduzioni tariffarie.

32 Trattamento dei regimi tariffari speciali nel periodo di regolazione 2000-2003

- 32.1 L'Autorità ha ritenuto che l'esistenza di regimi tariffari speciali, nella forma di livelli tariffari significativamente inferiori ai costi del servizio, costituisca, per le utenze che ne beneficiano, un forte disincentivo all'accesso alla fornitura sul mercato libero, dal momento che in tal caso esse perderebbero i vantaggi derivanti dal regime tariffario speciale.
- 32.2 Al fine di promuovere la liberalizzazione del settore dell'energia elettrica, l'Autorità, ha pertanto previsto che alle utenze beneficiarie di regimi speciali fossero applicate le stesse condizioni tariffarie previste per la generalità dell'utenza con le stesse caratteristiche di consumo elettrico e ha definito un meccanismo esplicito per il riconoscimento a tali clienti delle agevolazioni.
- 32.3 A ciascun cliente è riconosciuta una componente tariffaria compensativa commisurata alla differenza tra il livello tariffario previsto nel nuovo ordinamento tariffario per la tipologia di contrattuale a cui appartiene il cliente (opzione tariffaria più conveniente tra le opzioni tariffarie base offerte dal distributore locale e l'opzione tariffaria TV1 relativa alla tipologia di utenza alla quale il cliente appartiene) e il livello tariffario previsto per il cliente dall'attuale regime tariffario speciale.
- 32.4 Per i clienti appartenenti ai regimi tariffari speciali era previsto che, qualora gli stessi fossero stati forniti sul mercato vincolato, fosse restituita, da parte dell'impresa distributrice, alla fine di ogni anno, la differenza tra quanto pagato dal cliente sulla base dell'opzione prescelta

e quanto il cliente avrebbe pagato qualora fosse stata applicata l'opzione tariffaria TV1 relativa alla tipologia di utenza alla quale il cliente appartiene.

- 32.5 Il contributo sostitutivo è riconosciuto anche nel caso in cui il cliente che ne beneficia venga fornito di energia elettrica da un soggetto diverso dal distributore locale. In questo modo, il cliente, potrà scegliere il fornitore in condizioni di parità concorrenziale tra fornitura nel mercato vincolato e fornitura sul libero mercato.

33 Criteri di regolazione dei regimi tariffari speciali nel periodo di regolazione 2004-2007

- 33.1 L'Autorità propone per il periodo di regolazione 2004-2007 gli stessi criteri di regolazione adottati nel periodo regolatorio precedente, che garantiscono da un lato ai clienti finali ammessi alle agevolazioni di poterne godere appieno, dall'altro non costituiscono un impedimento a uno sviluppo concorrenziale del mercato.
- 33.2 L'Autorità, con riferimento ai regimi tariffari speciali costituiti per finalità di indennizzo, intende inoltre procedere a verificare, mediante l'apertura di un apposito procedimento, se esistono ancora i presupposti per la concessione di condizioni tariffarie agevolate. In esito a tali procedimenti l'Autorità formulerà eventualmente proposte al Governo e al Parlamento per la ridefinizione delle norme primarie a presidio di tali regimi.

34 Prestazioni patrimoniali imposte

- 34.1 Con riferimento alle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (le componenti tariffarie A) l'Autorità ripropone sostanzialmente invariata la disciplina in materia di imposizione, esazione e gestione del gettito attualmente contenuta nella parte III del Testo integrato, ad eccezione di quanto previsto in relazione alle disposizioni in materia di degressività dell'imposizione nel caso di elevati consumi di energia elettrica.
- 34.2 In base a quanto disposto dal comma 55.1 del Testo integrato, la vigente disciplina esonera dall'applicazione delle componenti A i consumi relativi ad utenze in media e alta/altissima tensione che eccedono gli 8 GWh/mese. Tale disposizione intende dare attuazione a quanto previsto dall'articolo 3, comma 11, ultimo periodo, del decreto legislativo n. 79/99.
- 34.3 Tenuto conto delle segnalazioni pervenute all'Autorità nel corso del primo periodo di regolazione, si ritiene opportuno valutare l'opportunità di apportare modifiche al sopra richiamato meccanismo di degressività, in particolare al fine di renderne più gradualmente ed equi gli effetti.
- 34.4 L'Autorità, in luogo dell'attuale soglia di consumo, oltre la quale è prevista l'esenzione totale dall'applicazione delle componenti tariffarie A, intende definire un meccanismo che preveda la graduale riduzione delle componenti tariffarie A, individuando soglie intermedie di consumo che prevedano livelli via via crescenti di esenzione.
- 34.5 L'Autorità intende definire il nuovo meccanismo di degressività in maniera tale che il valore complessivo delle esenzioni concesse sia in linea con quello derivante dall'applicazione dell'attuale soglia di esenzione.

Spunti per la consultazione

S40. Si condivide la proposta di definire un nuovo meccanismo di degressività nell'applicazione delle componenti tariffarie A nel caso di consumi particolarmente elevati?

APPENDICE 1

Il sistema tariffario vigente

1 Il sistema tariffario prima dell'intervento dell'Autorità

- 1.1 Il sistema tariffario in vigore prima della riforma introdotta dall'Autorità seguiva l'impostazione definita all'epoca della nazionalizzazione del settore elettrico. Tale sistema era caratterizzato da prezzi che in molti casi non riflettevano adeguatamente i costi della fornitura del servizio alle diverse tipologie di utenza.
- 1.2 La determinazione delle tariffe avveniva in passato con l'obiettivo di coprire i costi complessivi dei servizi forniti, con un criterio sostanzialmente di riconoscimento "a piè di lista". La garanzia di copertura dei costi non fornisce adeguati incentivi per l'impresa al contenimento dei costi stessi in quanto un loro aumento viene riflesso nelle tariffe e non dà luogo ad una minore redditività dell'impresa e, simmetricamente, i benefici di una riduzione dei costi non sono goduti dall'impresa, nella forma di più elevata redditività, ma sono trasferiti ai consumatori attraverso una riduzione delle tariffe.
- 1.3 Tale sistema inoltre non appariva adeguato a una prospettiva di graduale liberalizzazione ed apertura al mercato del settore elettrico, così come delineato dalla direttiva 96/92/CE, che ha trovato attuazione con il decreto legislativo n. 79/99. Un sistema di prezzi dei servizi fissati in via amministrativa non permette infatti quei margini di flessibilità ed imprenditorialità necessari per una seppur graduale liberalizzazione dell'offerta del servizio.
- 1.4 D'altra parte la regolazione di tali prezzi è necessaria, laddove il servizio stesso non sia offerto in regime di vera concorrenza, per prevenire l'esercizio di potere di mercato da parte delle imprese esercenti il servizio, a danno dei clienti. Lo sviluppo della concorrenza, in principio possibile nella generazione e nella vendita del servizio elettrico, richiederà tempo e cambiamenti di assetto; le altre fasi, in primo luogo la trasmissione, avendo forti connotazioni di monopolio tecnico, difficilmente potranno essere caratterizzate, anche in prospettiva, dalla presenza di più operatori in concorrenza tra loro.

2 La riforma tariffaria introdotta dall'Autorità e il sistema oggi in vigore

- 2.1 Il vigente sistema di tariffe e prezzi per l'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica è regolato dal Testo integrato. Il Testo integrato, entrato in vigore nell'anno 2002, ha unificato il trattamento tariffario per i clienti del mercato libero ed i clienti del mercato vincolato precedentemente sottoposti a discipline tariffarie differenziate (la delibera n. 13/99 e successive modificazioni e integrazioni per quanto riguarda il mercato libero; le delibere n. 204/99 e n. 205/99 e successive modificazioni e integrazioni, per quanto riguarda il mercato vincolato).
- 2.2 L'Autorità, per il periodo di regolazione 2000-2003 ha previsto meccanismi tariffari differenziati tra clienti domestici e clienti non domestici ai fini dell'erogazione dei servizi di trasporto, di misura e di vendita dell'energia elettrica.
- 2.3 Per i clienti non domestici, con riferimento al servizio di trasporto (servizio utilizzato tanto dai clienti del mercato libero, quanto dai clienti del mercato vincolato), l'Autorità ha introdotto un meccanismo basato su opzioni tariffarie liberamente predisposte dagli esercenti e sottoposte all'approvazione preventiva dell'Autorità ed al rispetto di vincoli tariffari fissati

sempre dall'Autorità. Coerentemente con le disposizioni di legge, nel corso del primo periodo regolatorio l'Autorità ha provveduto ad aggiornare annualmente le tariffe di trasporto (di fatto aggiornando i parametri dei vincoli tariffari) secondo il meccanismo del *price-cap*, applicando un tasso annuo di recupero della produttività pari al 4%.

- 2.4 La copertura dei costi relativi al servizio di misura, nel sistema tariffario vigente, avviene tramite i corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasporto.
- 2.5 Sempre con riferimento ai clienti non domestici, ma limitatamente a quelli appartenenti al mercato vincolato, l'Autorità definisce inoltre il corrispettivo a copertura dei costi di acquisto e vendita dell'energia elettrica. Tale corrispettivo comprende anche componenti a copertura dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse per l'espletamento del servizio di bilanciamento. Si tratta in questo caso di una tariffa, la *CCA*, aggiornata trimestralmente in ragione del variare del parametro *Ct*. Agli esercenti, tuttavia, è lasciata aperta la possibilità di offrire ai propri clienti *opzioni ulteriori di vendita*, quale alternativa alla richiamata *CCA*.
- 2.6 Per i clienti domestici l'Autorità ha previsto, infine, un sistema di maggior tutela, basato su tariffe obbligatorie (*D2* e *D3*) applicate a tutti i clienti domestici e fissate in funzione della tariffa di riferimento *D1*, tariffa che riflette l'effettivo costo del servizio. Tali tariffe sono fissate in maniera tale da garantire la copertura dei costi di trasporto, di misura e di acquisto e vendita dell'energia elettrica, nonché dei costi relativi al servizio di bilanciamento. Anche nel caso delle tariffe domestiche è fatta salva la possibilità da parte degli esercenti di offrire, quale alternativa alle tariffe imposte, *opzioni tariffarie ulteriori domestiche*.

3 Il servizio di trasporto per i clienti non domestici

- 3.1 In base alle disposizioni del Testo integrato, ciascun esercente il servizio di trasporto su reti di distribuzione, entro il 30 settembre di ogni anno, è chiamato a proporre all'Autorità le opzioni tariffarie, base e speciali, che intende offrire ai propri clienti finali, liberi e vincolati, nell'anno successivo.
- 3.2 Le opzioni tariffarie proposte, base e speciali, sono sottoposte al vincolo tariffario *V1* fissato dall'Autorità. Il vincolo *V1* pone un tetto ai ricavi totali del distributore per tipologia contrattuale ed il rispetto dello stesso è verificato ex-post dando luogo, in caso di supero, a restituzioni ai clienti finali.
- 3.3 Il vincolo *V1* rappresenta il ricavo ammesso (al netto dei ricavi da contributi per il servizio di connessione e da diritti fissi) per il singolo distributore a copertura dei costi di trasporto su reti di trasmissione e distribuzione (e, transitoriamente, dei costi di misura) dell'energia elettrica per i clienti non domestici. I ricavi consentiti dal vincolo *V1* sono determinati sulla base dell'opzione tariffaria *TV1* che, con riferimento a ciascun punto di prelievo, risulta pari a:

$$TV1 = \rho_1 + \rho_3 \text{ kWh}$$

dove:

- ρ_1 = componente tariffaria espressa in €/cent/punto di prelievo/anno
- ρ_3 = componente tariffaria espressa in €/cent/kWh

- 3.4 Le componenti tariffarie ρ_1 e ρ_3 nel periodo 2000-2003 sono state aggiornate annualmente dall'Autorità con il meccanismo del *price-cap*.

- 3.5 Oltre ad essere sottoposte al vincolo V1, le opzioni tariffarie base proposte da ciascun distributore devono rispettare un ulteriore vincolo, il V2, che rappresenta il tetto al prezzo che può essere richiesto al singolo cliente per l'erogazione del servizio di trasporto. Il vincolo V2 è fissato in funzione della tariffa TV2, composta dalle seguenti componenti tariffarie:

α_1 espressa in €cent/punto prelievo/anno

α_2 espressa in €cent/kW/anno

α_3 espressa in €cent/kWh

- 3.6 Le componenti tariffarie della tariffa TV2 sono fissate dall'Autorità in funzione delle componenti dell'opzione tariffaria TV1. La verifica della compatibilità delle opzioni tariffarie base proposte da ciascun esercente è effettuata ex-ante dall'Autorità.

4 Il servizio di vendita per i clienti vincolati non domestici

- 4.1 Il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato è attualmente disciplinato dal Titolo 3, Parte II, del Testo integrato. In particolare, per i clienti vincolati non domestici è prevista l'applicazione di una tariffa amministrata composta dalla componente CCA e dalle componenti UC_1 e UC_4 .

- 4.2 La CCA, componente a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica (compresi gli oneri di bilanciamento), è differenziata in funzione del tipo misuratore di cui sono dotati i clienti. La componente CCA è quindi pari:

- e) alla somma della componente VE e del prodotto tra il parametro γ ed il parametro PG per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4;
- f) alla somma della componente VE e del prodotto tra il parametro λ , i cui valori sono fissati nella tabella 7 di cui all'allegato n. 2, ed il parametro PG_T , per clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 ed F4,

dove:

- VE è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 (certificati verdi);
- PG è la stima della media trimestrale dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso, espresso in centesimi di euro/kWh;
- PG_T è il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, espresso in centesimi di euro/kWh, differenziato per fascia oraria;
- γ 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 contrattuale, tenuto conto delle perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi;
- λ è il parametro che esprime le perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi, differenziato per tipologia contrattuale.

- 4.3 La componente tariffaria CCA è aggiornata trimestralmente dall'Autorità in ragione delle variazioni del costo unitario riconosciuto dei combustibili di cui alla deliberazione n. 70/97 (parametro Vt) e delle esigenze di gettito legate alla componente VE.

- 4.4 I distributori sono tenuti ad applicare a tutti i propri clienti vincolati non domestici la tariffa di vendita sopra descritta. Ai medesimi è comunque lasciata la possibilità di proporre opzioni tariffarie ulteriori di vendita che, se approvate dall'Autorità, possono essere offerte quale alternativa all'applicazione della componente CCA (ferma restando l'applicazione della componente VE).
- 4.5 La proposta di opzioni tariffarie ulteriori di vendita avviene secondo le stesse modalità e negli stessi tempi previsti per le opzioni tariffarie di trasporto.

5 Il sistema tariffario per i clienti domestici

- 5.1 A partire dall'anno 2000, con la deliberazione n. 204/99 e quindi con il Testo integrato, l'Autorità ha avviato la riforma del sistema tariffario per i clienti domestici. In particolare per tali clienti è prevista l'applicazione di tariffe amministrative definite dall'Autorità e destinate a coprire i costi relativi a tutte le fasi del servizio elettrico (trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica).
- 5.2 La disciplina vigente prevede in particolare due distinte tariffe domestiche destinate all'effettiva applicazione ed una tariffa di riferimento:
- a) la tariffa D2, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza non superiore ai 3 kW;
 - b) la tariffa D3, applicata ai contratti stipulati nelle abitazioni di residenza con impegno di potenza superiore a 3 kW e a quelli stipulati per le abitazioni non di residenza;
 - c) la tariffa D1, tariffa di riferimento, costruita in maniera da riflettere al meglio il costo effettivo del servizio ma attualmente non ancora applicata ad alcun cliente.
- 5.3 L'ordinamento tariffario introdotto dall'Autorità prevede significativi cambiamenti per le utenze domestiche rispetto al regime precedente. Questi riguardano in particolare il prezzo unitario del kWh consumato che, per le utenze con contratto per abitazioni di residenza e potenza impegnata non superiore ai 3 kW (la quasi totalità dei contratti dei clienti domestici), era crescente al crescere dei consumi.
- 5.4 La nuova tariffa elettrica di riferimento svincola il prezzo unitario del kWh consumato (corrispettivo di energia) dalla potenza impegnata, dal tipo di contratto (residente o non residente) e dalla quantità di energia consumata.
- 5.5 Al fine di minimizzare l'impatto dei cambiamenti sui clienti è stato necessario prevedere un periodo di transizione. L'Autorità ha quindi introdotto per il periodo 1 gennaio 2000 – 31 dicembre 2003 per la clientela domestica due tariffe obbligatorie (D2 e D3) con struttura simile a quella della tariffa di riferimento (D1) articolata in un corrispettivo fisso per cliente per punto di prelievo punto di prelievo per anno, un corrispettivo di potenza espresso in centesimi di euro per kW impegnato per anno e corrispettivi di energia espressi in centesimi di euro per kWh consumato.
- 5.6 I valori assunti dalle componenti delle tariffe D2 e D3 sono stati ridefiniti annualmente dall'Autorità in modo tale da riallinearli gradualmente, sia nella struttura sia nei livelli, a quelli della tariffa D1. Con la delibera n. 153/02 l'Autorità ha tuttavia deciso di rimandare l'applicazione della tariffa D1 inizialmente prevista per l'anno 2003. Tale decisione è stata presa in attesa della definizione dei meccanismi tariffari destinati alla tutela dei clienti in situazione di disagio economico.
- 5.7 La tariffa D2 è così strutturata:

Corrispettivo fisso: espresso in € cent/punto di prelievo per anno;
Corrispettivo di potenza: espresso € cent/kW impegnato per anno;
Corrispettivo di energia: espresso € cent/kWh, differenziato per scaglioni di consumo ed aggiornato trimestralmente.

- 5.8 La tariffa D3 e la tariffa di riferimento D1 sono così strutturate:
Corrispettivo fisso: € cent/punto di prelievo per anno;
Corrispettivo di potenza: € cent/kW impegnato per anno;
Corrispettivo di energia: € cent/kWh, non differenziato per scaglioni di consumo, aggiornato trimestralmente.
- 5.9 I distributori sono tenuti ad applicare a tutti i propri clienti domestici le tariffe sopra descritte. Ai medesimi è comunque lasciata anche la possibilità di proporre opzioni tariffarie ulteriori domestiche che, se approvate dall'Autorità, possono essere offerte quale alternativa all'applicazione delle tariffe D2 e D3.
- 5.10 La proposta di opzioni tariffarie ulteriori domestiche avviene secondo le stesse modalità e negli stessi tempi previsti per le opzioni tariffarie di trasporto e per le opzioni ulteriori di vendita.

6 Le componenti tariffarie A e UC

- 6.1 I clienti finali, liberi e vincolati (compresi i clienti domestici), sono tenuti al pagamento delle componenti tariffarie A, a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Tali oneri, individuati con proprio decreto dal Ministro delle Attività produttive, danno luogo a specifiche componenti tariffarie il cui ammontare è fissato ed aggiornato periodicamente dall'Autorità sulla base delle esigenze di gettito.
- 6.2 Le componenti tariffarie A attualmente previste sono riassunte nella seguente tabella:

| | |
|----|--|
| A2 | Oneri nucleari (smantellamento centrali; chiusura ciclo combustibile) |
| A3 | Promozione produzione da fonti rinnovabili |
| A4 | Oneri derivanti dall'applicazione delle condizioni tariffarie speciali |
| A5 | Ricerca e sviluppo di interesse generale |
| A6 | Costi non recuperabili in seguito al processo di liberalizzazione (<i>stranded cost</i>) |

- 6.3 Nel sistema tariffario vigente è inoltre prevista l'applicazione di componenti tariffarie ulteriori, definite componenti UC e riassunte nella seguente tabella:

| <i>Nome</i> | <i>Finalità</i> | <i>Clienti ai quali viene applicata</i> |
|-------------|---|--|
| UC1 | Copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato. | Clienti del mercato vincolato |
| UC3 | Copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione. | Clienti del mercato libero e del mercato vincolato |
| UC4 | Copertura delle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori | Clienti del mercato vincolato |
| UC5 | Copertura dei costi a carico del Gestore della rete di trasmissione nazionale connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti. | Clienti del mercato libero e del mercato vincolato |

APPENDICE 2

Sintesi delle modifiche proposte in relazione alla struttura tariffaria del primo periodo di regolazione

1 Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti non domestici

Primo periodo regolatorio

1.1 Il sistema tariffario attualmente previsto dal Testo integrato, con riferimento ai clienti non domestici, garantisce 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 per il servizio di connessione (allacciamenti), tramite i corrispettivi per il servizio di trasporto. In particolare, la tariffa TV1 che definisce per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione) un tetto ai ricavi tariffari che l'impresa può realizzare nell'anno dall'erogazione del servizio di trasporto, risulta composta dalle seguenti componenti:

- ρ_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 $\rho_1(disBT)$):

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

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

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

1.3 I costi relativi al servizio di vendita diversi dalla commercializzazione dello stesso (sostanzialmente i costi di acquisto dell'energia elettrica) sono coperti dalla componente tariffaria CCA fissata dall'Autorità.

Le proposte per il nuovo periodo regolatorio

1.4 La nuova opzione tariffaria TV1 definisce per ciascuna tipologia contrattuale (diversa dall'utenza domestica allacciata in bassa tensione) un tetto ai ricavi tariffari (ossia al netto dei ricavi da contributi di connessione sottoposti al vincolo dell'opzione di connessione CV1) che l'impresa può realizzare nell'anno dall'erogazione del servizio di trasporto. Sulla

base di quanto proposto nel presente documento per la consultazione tali ricavi sono destinati alla copertura dei soli costi del servizio di trasporto su reti di distribuzione, escludendo dunque la copertura dei costi per il servizio di trasporto su reti di trasmissione, dei costi per il servizio di misura e dei costi di commercializzazione del servizio di vendita. La nuova opzione tariffaria TV1 sarà pertanto composta dalle seguenti componenti:

- ρ_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 trasporto (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 $\rho_1(disBT)$):

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

- ρ_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 trasporto (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 $\rho_3(disMT)$):

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

1.5 La componente tariffaria $\rho_3(tras)$ a copertura dei costi per il servizio di trasporto su reti di trasmissione è destinata ad essere applicata dai distributori ai clienti finali quale tariffa amministrata.

1.6 I costi relativi all'erogazione del servizio di misura saranno coperti tramite l'applicazione di una tariffa fissata dall'Autorità (salvo la possibilità di proporre opzioni ulteriori) e composta dalle seguenti componenti:

- $\rho_1(mis)$ (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo) costruita in modo da consentire la copertura di parte dei costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di misura;
- $\rho_3(mis)$ (espressa in centesimi di euro per kWh), costruita in modo da consentire la copertura di parte dei costi riconosciuti per l'erogazione del servizio di misura.

1.7 I costi relativi alla commercializzazione del servizio di vendita saranno coperti tramite l'applicazione di componenti tariffarie fissate dall'Autorità e destinate ad essere sommate alla componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (attualmente rappresentata dalla componente tariffaria CCA). Le componenti tariffarie a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di vendita saranno così articolate:

- $\rho_1(cov)$ (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo) costruita in modo da consentire la copertura di parte dei costi riconosciuti per la commercializzazione del servizio di vendita;
- $\rho_3(cov)$ (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 vendita.

1.8 I costi relativi al servizio di vendita diversi dalla commercializzazione dello stesso saranno ancora coperti dalla componente tariffaria CCA fissata dall'Autorità.

2 Costi riconosciuti e struttura tariffaria: clienti domestici

- 2.1 Con riferimento al sistema tariffario per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici, le proposte dell’Autorità per il secondo periodo regolatorio prevedono, similmente a quanto previsto per i clienti non domestici, una rinnovata articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi per il servizio di misura e dei costi di commercializzazione.
- 2.2 Con riferimento alla tariffa D1 tali costi, la cui copertura è attualmente garantita dalla componente $\sigma_1(ven)$, nel nuovo sistema sono destinati a trovare 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 trasporto, e $\sigma_1(cov)$ per la commercializzazione del servizio di vendita. La nuova tariffa D1 risulterà pertanto costituita dalle seguenti componenti:
- σ_1 (espressa in centesimi di euro per punto di prelievo) costruita in modo da consentire la copertura dei costi commerciali relativi al servizio di trasporto $\sigma_1(cot)$, dei costi commerciali relativi al servizio di vendita $\sigma_1(cov)$, e dei costi relativi al servizio di misura $\sigma_1(mis)$:

$$\sigma_1 = \sigma_1(cot) + \sigma_1(cov) + \sigma_1(mis)$$
 - σ_2 (espressa in centesimi di euro per kW), a copertura di parte dei costi di trasporto su reti di distribuzione in bassa tensione;
 - σ_3 (espressa in centesimi di euro per kWh) costruita in modo da consentire la copertura dei costi su reti di trasmissione $\sigma_3(tras)$, e di parte dei costi su reti di distribuzione in media e alta tensione $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$

$$\sigma_3 = \sigma_3(tras) + \sigma_3(disAT) + \sigma_3(disMT)$$
 - componente CCA, a copertura dei costi del servizio di vendita diversi dalla commercializzazione.

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 attuale | Nuovo sistema proposto |
| Servizio di trasporto | | |
| <i>Costi di trasmissione</i> | $\sigma_3(tras); \rho_3(tras)$ | $\sigma_3(tras); \rho_3(tras)$ |
| <i>Costi di distribuzione</i> | $\sigma_2; \sigma_3(disAT); \sigma_3(disMT); \rho_1(disMT); \rho_1(disBT); \rho_3(disMT); \rho_3(disAT)$ | $\sigma_2; \sigma_3(disAT); \sigma_3(disMT); \rho_1(disMT); \rho_1(disBT); \rho_3(disMT); \rho_3(disAT)$ |
| <i>Costi di commercializzazione</i> | $\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$ | $\sigma_1(cot); \rho_1(cot); \rho_3(cot)$ |
| Servizio di misura | $\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$ | $\sigma_1(mis); \rho_1(mis); \rho_3(mis)$ |
| Servizio di vendita | | |
| <i>Costi di generazione</i> | CCA | CCA |
| <i>Costi di commercializzazione</i> | $\sigma_1(ven); \rho_1(ven); \rho_3(ven)$ | $\sigma_1(cov); \rho_1(cov); \rho_3(cov)$ |

APPENDICE 3

Criteri di attribuzione dei costi alle tipologie contrattuali

1 Criteri di attribuzione dei costi relativi al trasporto dell'energia elettrica su reti di trasmissione

- 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 trasporto su reti di trasmissione per i clienti finali viene determinato 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 è prevista l'applicazione di corrispettivi differenziati per fascia oraria *i*. Tali corrispettivi saranno determinati, per la parte destinata alla copertura dei costi di capitale (ammortamento e remunerazione del capitale investito) facendo riferimento alla nozione teorica di *peak-load pricing*.
- 1.4 L'Autorità intende fissare 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 intende definire sulla base della nuova rilevazione delle curve di carico.

La parte a copertura dei costi operativi verrà 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 viene effettuata in base al profilo di prelievo aggregato della tipologia stessa. In particolare il corrispettivo, espresso in centesimi di euro per kWh, verrebbe quindi calcolato secondo la seguente formula:

$$\rho_3(tras), \sigma_3(tras) = \frac{\sum_{y=1}^4 ct^y * \overline{kWh}^{yc}}{\sum_{y=1}^4 \overline{kWh}^{yc}}, \text{ con } \begin{matrix} c = 1, \dots, 6 \\ y = 1, \dots, 4 \end{matrix}$$

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 trasporto dell'energia elettrica su reti di distribuzione

- 2.1 Anche le reti di distribuzione in alta tensione possano essere considerate infrastrutture completamente condivise da tutti i clienti e, conseguentemente, i corrispettivi per il servizio di distribuzione in alta tensione verranno 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 saranno 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 attualmente vigenti per le forniture multiorarie ai clienti finali.
- 2.6 Per la valorizzazione dei consumi in ciascuna fascia oraria verranno 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 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 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 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 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 calcolato secondo la seguente formula:

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

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 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 ($cd_{MT}^{y,BT}$)

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

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 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 taglia del cliente. Di conseguenza l'Autorità propone che i costi relativi all'erogazione del servizio di misura ed alla commercializzazione rispettivamente del servizio di vendita e del servizio di trasporto, siano attribuiti per il 50% in modo identico per tutte le tipologie contrattuali e per il 50% in funzione della potenza impegnata dal cliente. Si ritiene 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 ($\rho_1(\text{cov})$), di commercializzazione del servizio di trasporto ($\rho_1(\text{cot})$) e del servizio di misura ($\rho_1(\text{mis})$), 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 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 ($\rho_3(\text{cov})$), di commercializzazione del servizio di trasporto ($\rho_3(\text{cot})$) e del servizio di misura ($\rho_3(\text{mis})$), per le utenze in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in centesimi di euro per kWh, 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 ($\sigma_1(\text{cov})$), di commercializzazione del servizio

di trasporto ($\sigma_3(\text{cot})$) e del servizio di misura ($\sigma_3(\text{mis})$), per le utenze in bassa tensione per usi domestici, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è calcolata come:

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