

Atto n. 47/07

<p>TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO 2008 – 2011 <i>Orientamenti finali</i></p>

Secondo documento per la consultazione diffuso nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 settembre 2006, n. 208/06.

30 novembre 2007

Premessa

Il presente documento fa seguito alla consultazione del 2 agosto 2007, atto n. 34/07, in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, inclusa la revisione delle condizioni economiche di connessione alle reti dei clienti finali (allacciamenti e diritti fissi) per il periodo 2008-2011. In esso, anche alla luce delle risultanze della prima fase di consultazione (la cui sintesi è pubblicata nel sito internet dell'Autorità www.autorita.energia.it) e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste di dati alle imprese, sono esposti gli orientamenti finali dell'Autorità su dette materie.

Viene proposto per la consultazione anche uno schema di provvedimento che prevede il riordino della normativa vigente in materia di allacciamenti (servizio di connessione) per le utenze passive in media e bassa tensione, con limitati interventi innovativi.

Con riferimento alla regolazione delle imprese elettriche minori, l'Autorità, anche in considerazione delle richieste avanzate dalle imprese interessate, ritiene opportuno rinviare al 2008 il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie delineato nella Parte IX (Regolazione delle imprese elettriche minori) del primo documento per la consultazione Atto n. 34/07.

Il procedimento sulle tariffe, come quello sulla qualità del servizio condotto parallelamente, è sottoposto alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR).

*I soggetti interessati possono far pervenire osservazioni e proposte fino al **17 dicembre 2007**. Di tali osservazioni e proposte, si renderà conto nel provvedimento finale e nella collegata relazione tecnica. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione anche in forma anonima.*

Il provvedimento finale, salvo quanto indicato con riferimento alla regolazione delle imprese elettriche minori, è previsto che venga approvato nella seconda metà del mese di dicembre 2007.

Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.

***Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione tariffe***

piazza Cavour 5 – 20121 Milano
tel. 02 65565311 fax 0265565222
e-mail: tariffe@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

Premessa.....	2
PARTE I.....	4
Oggetto della consultazione, obiettivi dell'intervento e inquadramento procedurale AIR.....	4
1 Oggetto della consultazione.....	4
2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità.....	5
3 Inquadramento procedurale ai fini AIR.....	6
4 Struttura del documento.....	7
PARTE II.....	8
Determinazione del costo riconosciuto.....	8
5 Obiettivi perseguiti.....	8
6 Determinazione del livello iniziale della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi riconosciuti.....	9
7 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori.....	13
8 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa.....	14
9 Remunerazione del capitale investito riconosciuto.....	15
10 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	19
PARTE III.....	22
Regolazione del servizio di trasmissione.....	22
11 Premessa.....	22
12 Criteri di incentivazione dei nuovi investimenti di trasmissione nel terzo periodo di regolazione.....	22
13 Definizione di criteri di incentivazione dei nuovi investimenti basati su un indice di efficacia.....	25
14 Riconoscimento dei costi ambientali e compensativi relativi ai nuovi investimenti.....	27
15 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	28
16 Responsabilità del servizio di misura nei punti di interconnessione, immissione e prelievo sull'RTN.....	28
PARTE IV.....	30
Regolazione del servizio di distribuzione.....	30
19 Premessa.....	30
20 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le infrastrutture di rete.....	31
21 Esigenze di sviluppo delle infrastrutture di rete e livelli di remunerazione del capitale investito riconosciuto.....	33
22 Criteri di attribuzione alle tipologie di contratto dei costi del servizio di distribuzione.....	37
23 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	39
24 Altre tematiche relative a criteri di tariffazione per il servizio di distribuzione.....	43
25 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le attività commerciali.....	46
PARTE V.....	52
Contributi di allacciamento e diritti fissi.....	52
26 Premessa.....	52
PARTE VI.....	54
Regolazione del servizio di misura.....	54
27 Premessa.....	54
28 Aspetti specifici del servizio di misura per la determinazione del costo riconosciuto.....	55
29 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	56
30 Meccanismi di perequazione e penalità per mancato rispetto dei piani di installazione.....	57
31 Aggiornamento annuale dei corrispettivi.....	59

PARTE I

Oggetto della consultazione, obiettivi dell'intervento e inquadramento procedurale AIR

1 Oggetto della consultazione

- 1.1 Con il 31 dicembre 2007 è prevista la conclusione del secondo periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, attualmente disciplinati dalla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e dal Testo integrato¹ (di seguito richiamato anche come TIT) ad essa allegato.
- 1.2 In vista di tale scadenza l'Autorità, con deliberazione 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06), ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 – 2011 (di seguito: procedimento sulle tariffe). Nell'ambito di detto procedimento, lo scorso 2 agosto 2007 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, Atto n. 34/07 (di seguito: primo documento per la consultazione), a cui fa seguito il presente documento.
- 1.3 Il procedimento sulle tariffe si svolge in parallelo con il procedimento sulla qualità del servizio, avviato con deliberazione 27 settembre 2006 n. 209/06, in relazione al quale sono già stati emanati i seguenti documenti e provvedimenti:
- a) documento per la consultazione 4 aprile 2007, Atto n. 16/07;
 - b) documento per la consultazione 2 agosto 2007, Atto n. 36/07;
 - c) deliberazione 7 novembre 2007, n. 281/07, recante "Obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e modifiche all'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/04";
 - d) schema di Testo Integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011 del 26 novembre 2007, Atto n. 46/07.
- 1.4 Il presente documento, tenuto conto delle risultanze della prima fase di consultazione² e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste di dati alle imprese, delinea gli orientamenti finali dell'Autorità in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura, inclusa la revisione delle condizioni economiche di connessione alle reti (allacciamenti e diritti fissi) per il periodo 2008-2011.
- 1.5 Con riferimento alle condizioni economiche di connessione alle reti elettriche per i clienti finali (utenze passive), è allegato alla consultazione uno schema di provvedimento che prevede il riordino della normativa vigente con limitati interventi innovativi.
- 1.6 Con riferimento alla regolazione delle imprese elettriche minori l'Autorità, anche in considerazione delle richieste avanzate dalle imprese interessate, ritiene opportuno rinviare al 2008 il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie delineato nella Parte IX del primo documento per la consultazione, così da poterlo inserire in una più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari

¹ Il Testo integrato è l'allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificato ed integrato.

² La sintesi delle osservazioni al primo documento per la consultazione è disponibile sul sito internet dell'Autorità, nella sezione dedicata ai documenti per la consultazione.

non interconnessi con la rete elettrica nazionale. Tale rinvio è anche funzionale all'acquisizione da parte dei soggetti regolati di una maggior consapevolezza sulla portata delle innovazioni normative annunciate che, comunque, si ritiene debbano rimanere coerenti con le linee già tracciate.

2 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 2.1 Nella deliberazione n. 208/06 l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione si tenesse conto:
- a) della necessità di introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture necessarie per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi generali di sviluppo e integrazione del sistema elettrico nazionale;
 - b) della necessità di garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
 - c) dell'opportunità di rivedere il vigente sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, alla luce dell'evoluzione del processo di liberalizzazione, prevedendo eventualmente la semplificazione dei meccanismi tariffari ed il superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi;
 - d) dell'opportunità di valutare la possibilità di introdurre criteri di incentivazione al recupero di efficienza nell'erogazione del servizio di distribuzione e di misura che tengano conto del livello relativo di efficienza di ciascuna impresa di distribuzione;
 - e) dell'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - f) dell'esigenza di procedere, ove possibile, con l'ulteriore omogeneizzazione dei criteri di riconoscimento dei costi e con la regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 2.2 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, nel primo documento per la consultazione sono stati individuati una serie di obiettivi generali che hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nel medesimo documento. In particolare:
- a) stabilità regolatoria;
 - b) convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas;
 - c) coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi;
 - d) incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza;
 - e) semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva.
- 2.3 Gli obiettivi generali sono stati quindi declinati in termini di obiettivi specifici in relazione agli interventi sottoposti a consultazione.

3 Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 3.1 Ai sensi della deliberazione n. 208/06, il procedimento sulle tariffe è stato inserito tra i procedimenti oggetto dell'analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 3.2 Nel primo documento per la consultazione sono stati privilegiati per l'analisi AIR i possibili interventi di revisione della regolazione vigente che presentano, potenzialmente, un significativo impatto (anche in termini di gestione amministrativa) sia sugli esercenti dei servizi sia sugli utenti delle reti elettriche. Per gli interventi valutati secondo la metodologia AIR sono stati individuati obiettivi specifici, considerati dall'Autorità come maggiormente rilevanti per l'analisi dell'impatto della regolazione. Le diverse alternative di regolazione proposte sono state esaminate in maniera prevalentemente qualitativa.

Avanzamento del procedimento

- 3.3 Il procedimento per la definizione delle regole per il terzo periodo di regolazione tariffaria, in coerenza con la metodologia AIR, ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità. In particolare:
- a) nei primi mesi dell'anno 2007 la Direzione Tariffe ha attivato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi;
 - b) in data 2 agosto 2007 è stato emanato il primo documento per la consultazione (Atto n. 34/07), in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino all'1 ottobre 2007;
 - c) in data 9 agosto 2007 è stata attivata una raccolta dati presso i principali operatori nazionali in relazione ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - d) in data 14 settembre 2007, è stato organizzato un seminario pubblico per l'approfondimento delle tematiche affrontate nel primo documento per la consultazione;
 - e) nel corso del mese di ottobre 2007 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni ricevute in relazione al primo documento per la consultazione;
 - f) nel corso dei mesi di ottobre e novembre, la Direzione Tariffe ha organizzato incontri di approfondimento su tematiche specifiche con Terna, con i principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica e con le loro associazioni.
- 3.4 Successivamente all'emanazione del presente documento, valutate ***le osservazioni che verranno formulate ed inviate entro il termine improrogabile del 17 dicembre 2007*** e completate le analisi delle informazioni e dei dati resi disponibili dagli operatori, sarà possibile procedere con la pubblicazione del provvedimento finale (ad esclusione delle disposizioni riguardanti le imprese elettriche minori), entro la fine del mese di dicembre 2007.
- 3.5 L'Autorità ritiene non accettabile il rinvio di un anno dell'inizio del nuovo periodo regolatorio, proposto in sede di prima consultazione da parte di alcuni operatori e, anche alla luce di quanto sopra ricordato, considera adeguate le opportunità di partecipazione al procedimento offerte ad operatori ed utenti del servizio elettrico.
- 3.6 L'Autorità è comunque consapevole dei tempi ristretti esistenti per apportare le necessarie modifiche gestionali in grado di recepire le novità che saranno contenute nel provvedimento inerente la regolazione del periodo regolatorio a partire dall'1 gennaio 2008, così come è consapevole che il contesto elettrico nazionale è in fase di profonde modifiche, soprattutto

sul lato della fornitura al cliente finale, e che, conseguentemente, la valutazione dei costi sottostanti alcuni segmenti del servizio può essere prevista solo con una certa approssimazione. Per queste ragioni, intende proporre:

- da un lato, forme di adeguamento dinamico dei corrispettivi tariffari durante il prossimo periodo regolatorio, in funzione dell'evoluzione dei costi sottostanti, in primo luogo con riferimento alle tariffe a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione;
- dall'altro, con riferimento al servizio di distribuzione, un periodo transitorio per consentire l'adeguamento dei sistemi informativi e gestionali. L'Autorità ritiene che il nuovo sistema tariffario possa decorrere dall'1 luglio 2008, con la proroga per i primi sei mesi delle tariffe attualmente in vigore, opportunamente ribassate per tenere conto dei nuovi vincoli di ricavo imposti alle imprese per l'anno 2008.

4 Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla corrente parte introduttiva e procedurale, è organizzato, in ulteriori sei parti ed in particolare:
- a) Parte II nella quale vengono illustrate, in linea generale, le proposte finali dell'Autorità relativamente alle modalità di determinazione del costo riconosciuto ai fini della fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari;
 - b) Parte III, dedicata alle problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
 - c) Parte IV dedicata alle problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ivi incluse le attività di commercializzazione pertinenti;
 - d) Parte V relativa alle proposte finali dell'Autorità in materia di contributi di allacciamento e di diritti fissi;
 - e) Parte VI dedicata alle problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di misura;
 - f) Allegato A, contenente lo schema di provvedimento inerente il riordino della normativa vigente in materia di connessioni per le utenze passive.
- 4.2 Come risulta evidente, le parti in cui è organizzato ricalcano in gran parte quelle previste nel primo documento per la consultazione ed al loro interno sono strutturate secondo una logica comune che prevede, in linea generale, la sintesi delle proposte avanzate nel primo documento per la consultazione, il richiamo delle principali osservazioni ricevute e la proposta finale dell'Autorità con le relative motivazioni.

PARTE II

Determinazione del costo riconosciuto

5 Obiettivi perseguiti

- 5.1 L'Autorità, in relazione alla determinazione del costo riconosciuto, anche alla luce dei riscontri sostanzialmente positivi emersi dalle osservazioni ricevute, intende confermare gli obiettivi perseguiti col proprio intervento, vale a dire:
- a) l'obiettivo di definizione di un sistema tariffario capace di garantire un livello adeguato di capacità di trasporto, intesa anzitutto come adeguatezza delle infrastrutture per il soddisfacimento della domanda, incentivando nel contempo l'efficienza nell'erogazione del servizio e minimizzando l'onere a carico dei clienti finali nel rispetto delle esigenze di redditività ed economicità degli esercenti;
 - b) l'obiettivo di garantire una sostanziale stabilità regolatoria;
 - c) l'obiettivo di tendenziale convergenza delle metodologie tariffarie nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 5.2 Con riferimento a tali obiettivi, in sede di consultazione, alcuni operatori hanno evidenziato una presunta incoerenza di alcune proposte formulate dall'Autorità, in particolare con riferimento al tema della stabilità regolatoria. In merito occorre osservare come gli obiettivi perseguiti siano essi stessi, in qualche misura contraddittori: la convergenza delle metodologie tariffarie, ove comporti un cambiamento di quanto previsto nel periodo di regolazione 2004-2007 nel settore elettrico, finisce inevitabilmente per contrastare con l'obiettivo di stabilità regolatoria, in particolare ove questo sia inteso come invarianza delle regole. Inoltre, i medesimi operatori risultano critici rispetto ad alcune soluzioni previste dalla regolazione vigente e, conseguentemente, propongono soluzioni anch'esse, in ultima analisi, incoerenti con il concetto di stabilità regolatoria.
- 5.3 L'Autorità, nei propri interventi è chiamata a contemperare obiettivi almeno in parte divergenti. Non ritiene dunque, né condivisibile, né coerente con il mandato affidatole dalla legge n. 481/95, l'adozione di approcci che, come nel caso di quanto proposto da alcuni operatori, tendano ad escludere sistematicamente uno degli obiettivi perseguiti e, in particolare, quello dell'incentivazione dell'efficienza nell'erogazione del servizio a vantaggio dei clienti finali.
- 5.4 E' in tale prospettiva che deve essere interpretata, ad esempio, la proposta dell'Autorità di dare sostanziale continuità ai principi di riconoscimento dei costi introdotti, per il secondo periodo di regolazione, con la legge n. 290/03: ossia una conferma dell'impostazione generale introdotta da detta legge che, per altro, limitava i suoi effetti al solo secondo periodo regolatorio.
- 5.5 L'Autorità ritiene che le proposte finali contenute nella presente parte del documento, valutate nel loro complesso, rappresentino un adeguato punto di equilibrio rispetto ai molteplici obiettivi perseguiti.

6 Determinazione del livello iniziale della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi riconosciuti

Anno di riferimento

- 6.1 L'Autorità, nel primo documento per la consultazione, ha proposto e motivato l'intenzione di fare riferimento, ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti, ai costi effettivamente sostenuti nell'anno 2006 dalle imprese esercenti i servizi regolati.
- 6.2 In merito a tale impostazione, la consultazione ha evidenziato posizioni diametralmente opposte tra utenti della rete e (con una sola eccezione) imprese esercenti i servizi: i primi, favorevoli alla proposta dell'Autorità, i secondi contrari.
- 6.3 In particolare, alcuni operatori attribuiscono all'impostazione proposta dall'Autorità una valenza di sostanziale violazione del "contratto implicito tra regolatore e imprese regolate", principalmente per effetto di un'anticipata estrazione (a favore dei clienti finali) delle maggiori efficienze realizzate nell'anno 2006.
- 6.4 Rispetto a tali rilievi, nel primo documento per la consultazione era già stato ampiamente illustrato come, per quanto riguarda la scelta dell'anno di riferimento, non esistano né vincoli di legge né provvedimenti o documenti con i quali l'Autorità abbia in passato indicato con certezza nell'anno 2005 il riferimento per la fissazione dei livelli tariffari per il terzo periodo di regolazione. Inoltre, in particolare per il servizio di trasmissione, le informazioni economico contabili fornite all'Autorità, con riferimento all'anno 2005, risultano comunque insufficienti, anche tenuto conto della rilevante riorganizzazione di tale fase della filiera avvenuta in corso d'anno.
- 6.5 In ultimo, si rileva come il lamentato effetto di anticipata estrazione delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese, debba in realtà essere valutato in relazione ai criteri che verranno adottati per il graduale trasferimento ai clienti finali di tali efficienze, trasferimento realizzato tramite il meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività (ivi incluso il tema delle grandezze di scala da utilizzare per la fissazione dei parametri tariffari del 2008) e l'*X-factor*, come meglio precisato nel seguito del presente documento.
- 6.6 Alla luce delle considerazioni sopra riportate l'Autorità ritiene di poter confermare l'orientamento espresso nel primo documento per la consultazione, individuando nell'anno 2006 l'anno di riferimento per la fissazione dei livelli tariffari del terzo periodo di regolazione.

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività e dimensionamento parametri tariffari 2008

- 6.7 Nel primo documento per la consultazione, ai fini della determinazione della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ha proposto di:
 - a) attuare una simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap* per il secondo periodo di regolazione;
 - b) utilizzare quali variabili di scala³ per il dimensionamento dei parametri tariffari dell'anno 2008 il valore pre-consuntivo di tali variabili nel 2007.
- 6.8 Le proposte sono state oggetto di critica da parte delle imprese regolate in primo luogo con riferimento alle grandezze di scala da utilizzare per il dimensionamento dei parametri tariffari iniziali e all'estrazione dell'effetto volume (ossia l'incremento di ricavo dovuto

³ Per variabili di scala si intende il numero di punti di prelievo, la potenza impegnata e l'energia elettrica trasportata.

all'incremento delle variabili di scala nel tempo) implicito nella formula per il calcolo del costo operativo riconosciuto (COR_{08}) prevista al paragrafo 8.11 del primo documento per la consultazione.

- 6.9 Con riferimento alle variabili di scala per il dimensionamento dei parametri iniziali, alcuni operatori hanno richiesto che queste corrispondano a quelle relative al medesimo anno utilizzato quale riferimento per la determinazione del costo effettivo (dunque, secondo quanto sopra proposto, il 2006), motivando tale richiesta con l'esistenza di una relazione diretta tra variabili di scala - in primo luogo il numero di punti di prelievo - ed il costo del servizio erogato.
- 6.10 L'Autorità è orientata ad accogliere nella sostanza tale richiesta, confermando l'utilizzo delle variabili di scala relative all'anno 2007 per il dimensionamento dei parametri iniziali, introducendo, nella citata formula per il calcolo del COR_{08} , un correttivo del costo effettivo 2006 pari alla variazione delle variabili di scala (il numero di punti di prelievo per distribuzione e misura, l'energia trasportata per la trasmissione) tra il 2006 e il 2007. Non si ritiene, invece, necessario introdurre tale correttivo con riferimento alla quota di maggior recupero di produttività lasciata alle imprese, in relazione alla quale, trattandosi a tutti gli effetti di un extra-profitto, viene certamente meno la sopra individuata relazione tra evoluzione del costo e servizio erogato.
- 6.11 In relazione alla determinazione dei volumi relativi all'anno 2007, considerato che alla data di pubblicazione del provvedimento finale non saranno disponibili i dati di consuntivo relativi all'anno 2007, l'Autorità è orientata a determinare il livello delle variabili di scala prendendo come riferimento i dati di consuntivo dell'anno 2006, corretti sulla base della stima di incremento delle medesime variabili nell'anno 2007 rispetto all'anno 2006, assunti pari all'1% per quanto riguarda i dati relativi alle quantità di energia elettrica trasportata, al 2% per quanto riguarda la potenza e allo 0,8% per quanto riguarda la numerosità dei punti di prelievo.

C1	Si condividono le stime relative agli incrementi dei volumi delle variabili di scala attesi per l'anno 2007 rispetto all'anno 2006? Se no, quali altre stime delle variazioni si ritiene siano più appropriate e per quale ragione?
----	---

- 6.12 Sempre con riferimento alla formula per il calcolo del COR_{08} , alcuni operatori hanno lamentato l'effetto peggiorativo, rispetto alla formulazione adottata nel secondo periodo di regolazione, conseguente all'applicazione della riduzione *price-cap* 2007 e 2008, non solo alla quota relativa al costo effettivo 2006, ma anche alla quota di maggior recupero di produttività lasciata alle imprese. In tal modo, dunque, la quota di maggiori efficienze lasciata effettivamente alle imprese nel 2008 risulterebbe inferiore al 50%.
- 6.13 In merito, fermo restando che la vigente normativa primaria non prevede vincoli specifici nella ripartizione tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze realizzate, l'Autorità ritiene che da una parte la formulazione proposta trovi la sua giustificazione nel rigore matematico che la genera, dall'altra che tale problematica sia in realtà da collegare alle scelte circa i tempi coi quali procedere al completo trasferimento ai clienti finali delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese rispetto agli obiettivi fissati nel secondo periodo di regolazione e, dunque, alle scelte in materia di fissazione dell'*X-factor* per il terzo periodo di regolazione, in relazione alle quali si rimanda al successivo capitolo 10.
- 6.14 In sintesi, e fatto salvo quanto precisato nel successivo capitolo 10, l'Autorità è orientata a determinare il costo operativo riconosciuto per l'anno 2008 secondo la seguente formulazione:

$$COR_{08} = \left[COE_{06} * \frac{Q_{07}}{Q_{06}} + 0,5 * \max(COR_{06} - COE_{06}; 0) \right] * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X})$$

dove:

- COR_{08} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2008, anno base del terzo periodo di regolazione;
- COR_{06} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2006 a copertura dei costi operativi (al netto degli ammortamenti);
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006 (al netto di ammortamenti e oneri finanziari)⁴;
- $\frac{Q_{07}}{Q_{06}}$ è la variazione delle variabili di scala tra il 2006 e il pre-consuntivo 2007;
- RPI_{07} e RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da impiegare rispettivamente negli anni 2007 e 2008;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione.

6.15 La fissazione dei parametri tariffari effettivi, come in precedenza indicato, avverrà ripartendo il COR_{08} , così determinato, in funzione delle variabili di scala 2007 (pre-consuntivo).

Costi non riconoscibili ai fini regolatori e trattamento dei ricavi da attività per terzi marginali non regolate

6.16 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2006 (COE_{06}), nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha indicato l'intenzione di non includere nei costi riconosciuti alcune voci per le quali la copertura è già implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulta non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio, in particolare:

- a) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- b) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- c) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- d) costi pubblicitari e di *marketing*, ad esclusione di oneri che derivino da obblighi normativi posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata dalla normativa stessa;
- e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- f) oneri straordinari;
- g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

6.17 Alcuni operatori hanno criticato tale impostazione, in particolar modo con riferimento ai costi per campagne pubblicitarie "di natura istituzionale", ovvero che mirano a garantire "il ruolo sociale" delle imprese elettriche.

⁴ Precisazioni sul calcolo del COE_{06} sono fornite nel paragrafo 6.16 e succ..

- 6.18 L'Autorità non condivide tali osservazioni. Più in generale non ritiene di poter riconoscere, a società che operano in regime di esclusiva, costi non strettamente connessi al servizio erogato, a cui corrispondono benefici per i clienti finali fortemente incerti e la cui eventuale valorizzazione si baserebbe su parametri non oggettivi. Per tale ragione è orientata a confermare la non riconoscibilità dei costi indicati al precedente paragrafo 6.16.
- 6.19 Similmente, anche tenuto conto degli esiti della prima fase di consultazione, l'Autorità conferma la rettifica dei costi operativi in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi per la loro marginalità non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse" di cui all'articolo 4, comma 4.1, lettera i. della deliberazione 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01).

Trattamento di oneri ulteriori da includere nel costo operativo riconosciuto

- 6.20 Con riferimento alle modalità di riconoscimento di oneri non inclusi nei costi relativi all'anno preso a riferimento dall'Autorità, quali ad esempio la gestione dei flussi informativi legati al diverso assetto del settore dovuto alla completa liberalizzazione, la gestione della nuova tariffa sociale di futura definizione e le nuove norme in materia di separazione funzionale adottate con deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 (di seguito: deliberazione n. 11/07), l'Autorità ritiene opportuno che il riconoscimento di tali costi sia subordinato ad una valutazione *ex post*, a fronte di una evidenziazione contabile separata dei medesimi.
- 6.21 Risulterebbe infatti ingiustamente penalizzante per i clienti finali una logica di riconoscimento di una base di costo prospettica esclusivamente con riferimento ad attività in relazione alle quali non risultano comunque certi né i tempi, né l'entità degli aumenti. Si ritiene inoltre che tali costi, per la maggior parte, siano ascrivibili all'attività di commercializzazione della distribuzione alla cui sezione si rimanda per maggiori dettagli.

Riconoscimento dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico assunti prima dell'1 luglio 1996.

- 6.22 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha evidenziato l'intenzione di favorire la rimozione di tutti gli ostacoli che possano impedire una piena attuazione dei principi di libertà di scelta del fornitore, ovvero contrastare le politiche di incentivo ad un uso efficiente dell'energia elettrica, stimolando le imprese a eliminare quegli istituti che, anche potenzialmente, possono presentare criticità al riguardo o che possono essere origine di elevati costi amministrativi per una gestione compatibile con i nuovi assetti.
- 6.23 L'Autorità intende confermare tale impostazione, incentivando il riassorbimento degli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore assunti prima dell'1 luglio 1996 (inclusi quelli attualmente in pensione e in reversibilità) in quanto ritiene che tale istituto, distorcendo il segnale di prezzo percepito da tali consumatori domestici, possa causare un uso inefficiente dell'energia elettrica ed una complicazione amministrativa in capo al distributore e al venditore.
- 6.24 Rispetto a quanto proposto nel primo documento, tuttavia, l'Autorità è intenzionata a rivedere le modalità con le quali indurre le imprese ad operare in tale direzione, introducendo meccanismi che garantiscano una maggiore gradualità nel riassorbimento degli sconti sui consumi di elettricità ed un'adeguata trasparenza sull'onere effettivo sostenuto alle imprese di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.
- 6.25 In particolare l'Autorità intende:
- a) escludere dalla base di costo per il terzo periodo di regolazione (COR₀₈) gli oneri sostenuti dalle imprese di trasmissione e distribuzione nell'anno 2006 per riconoscere lo sconto a dipendenti ed ex-dipendenti assunti anteriormente all'1

luglio 1996 (ivi compresi i casi di reversibilità) sull'energia elettrica consumata (di seguito: sconto energia);

- b) riconoscere tale onere a consuntivo, entro il 31 dicembre 2008 e, successivamente, entro il 31 dicembre di ciascun anno con riferimento all'anno $n-2$, nella misura di seguito indicata;
- c) gli oneri sostenuti a consuntivo da ciascuna impresa sono riconosciuti per non più di dodici anni a partire dal 2008 (quindi non oltre il 2019), in misura lineare decrescente;
- d) l'onere riconosciuto ai sensi della precedente lettera b) è pari, nel 2008, all'onere effettivo a consuntivo per l'anno 2006 sostenuto per riconoscere lo sconto energia, ridotto di un dodicesimo;
- e) per gli anni successivi al 2008 l'onere massimo riconoscibile è via via ridotto di un'ulteriore dodicesimo del valore dell'onere riconosciuto nell'anno 2006, fino ad essere azzerato nel 2019; qualora, in ciascun anno successivo al 2008, l'onere effettivo a consuntivo risulti inferiore al massimo riconoscibile così determinato, l'onere riconosciuto è pari alla media tra l'onere effettivo e l'onere massimo riconoscibile. Nel caso in cui l'onere effettivo si riduca a meno di un dodicesimo dell'onere effettivo 2006 prima del termine di dodici anni, all'impresa è comunque riconosciuto un dodicesimo dell'onere effettivo 2006 per un massimo di quattro anni (fermo restando il termine ultimo del 2019).

6.26 Ai fini della riconoscibilità secondo quanto previsto al paragrafo 6.25:

- a) l'onere deve fare riferimento esclusivamente a dipendenti assegnati a funzioni rientranti nelle attività tariffate, delimitate come da deliberazione n. 11/07;
- b) nel caso di ex-dipendenti (inclusi i casi di reversibilità), l'ex-dipendente all'atto della cessazione del rapporto di lavoro doveva essere assegnato a mansioni/strutture organizzative oggi chiaramente e univocamente riconducibili alle attività tariffate;
- c) a partire dall'anno 2008, l'onere deve far riferimento ad uno sconto riconosciuto in maniera esplicita nei documenti di fatturazione nella forma di "componente compensativa" e deve esserne garantita la separata evidenza contabile.

Riconoscimento degli oneri relativi al "fondo pensione elettrici"

6.27 Coerentemente con le determinazioni del secondo periodo di regolazione, nei costi operativi riconosciuti, sarà garantita la copertura delle quote annuali del cosiddetto "fondo pensione elettrici"⁵ di competenza.

7 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

Il capitale investito riconosciuto nel terzo periodo di regolazione

7.1 Salvo eventuali specificità esplicitamente richiamate nelle parti del presente documento dedicate ai diversi servizi regolati, alla determinazione del valore del CIR per i servizi di trasmissione, distribuzione, commercializzazione dell'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo 2008-2011, concorrono le seguenti voci:

- a) immobilizzazioni nette;
- b) immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici";
- c) immobilizzazioni in corso;

⁵ Cfr. par. 8.18 del primo documento per la consultazione.

- d) capitale circolante netto, determinato parametricamente pari all'1% del valore delle immobilizzazioni nette ;
- e) poste rettificative (trattamento di fine rapporto).

Valorizzazione delle immobilizzazioni nette

- 7.2 Coerentemente con quanto indicato nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proceduto a valutare il valore del CIR relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione replicando le operazioni di aggiornamento annuale del CIR già effettuate annualmente nel corso del presente periodo regolatorio, prevedendo, in sostanza, la rettifica del valore del CIR per l'anno 2007, in funzione:
- a) della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito al periodo II trimestre 2006 – I trimestre 2007;
 - b) degli investimenti netti realizzati nel 2006, calcolati tenendo conto degli ammortamenti riconosciuti in tariffa, dei disinvestimenti e della variazione delle immobilizzazioni in corso.
- 7.3 L'Autorità, salvo quanto precisato al paragrafo successivo, ritiene tale metodologia adeguata ai fini della corretta valorizzazione delle immobilizzazioni nette e non ritiene opportuno procedere alla rideterminazione puntuale delle immobilizzazioni nette. Peraltro occorre segnalare come la rideterminazione puntuale, al momento, sia comunque resa difficilmente percorribile anche a causa delle problematiche operative derivanti da errori, omissioni ed imprecisioni nei dati forniti da diversi operatori.
- 7.4 Rispetto a quanto indicato al paragrafo 7.2, l'Autorità ritiene comunque necessario prevedere una rettifica alle modalità di valorizzazione degli investimenti netti aggiuntivi di cui alla lettera b) di detto paragrafo, per tener conto dei contributi in conto capitale erogati dai clienti finali, da enti pubblici o organismi comunitari, in coerenza con le metodologie adottate nel settore gas.
- 7.5 In termini più generali, a partire dal terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende valorizzare i contributi di allacciamento richiesti dai gestori di rete agli utenti della rete sulla base della disciplina vigente in materia di connessione, quali contributi in conto capitale da portare a deduzione del capitale investito. I medesimi, pertanto, non verranno più portati in deduzione dal costo operativo riconosciuto.
- 7.6 Tale modifica si ritiene possa essere attuata già ai fini della determinazione del CIR per l'anno 2008 limitatamente ai contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e per nuove connessioni con contributo a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali che continuerà ad essere portata in deduzione alla base per il calcolo dei costi operativi riconosciuti), escludendo per il momento da tale modalità di trattamento i contributi *a forfait*, in relazione ai quali si ritiene necessario procedere ad ulteriori approfondimenti anche in relazione alle ipotesi di ulteriore evoluzione della normativa in corso di periodo regolatorio. Si ritiene, comunque, che con il quarto periodo regolatorio tutti i contributi, anche quelli *a forfait*, che non siano ascrivibili ad attività commerciali debbano essere trattati secondo quanto indicato al precedente punto 7.5.

8 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa

- 8.1 Salvo eventuali specificità esplicitamente richiamate nelle parti del presente documento dedicate ai diversi servizi regolati per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende

mantenere ferme le vite utili standard già adottate per il secondo periodo e procedere alla fissazione del livello base degli ammortamenti riconosciuti in tariffa.

8.2 Per le valutazioni riportate nel presente documento, l’Autorità ha previsto all’aggiornamento dell’ammortamento riconosciuto in tariffa per il primo anno del nuovo periodo di regolazione procedendo a:

- a) rivedere l’ammortamento garantito nel corrente periodo di regolazione adeguandone l’importo in relazione agli effetti del *price-cap* (la cui applicazione nel periodo 2004-2007 è stata disposta con legge n. 290/03), nonché per tener conto del valore delle immobilizzazioni lorde incluse nella base di riferimento del periodo 2004-2007 e che al 31 dicembre 2006 risultavano completamente ammortizzate o dismesse;
- b) integrare il valore dell’ammortamento per tener conto dei nuovi investimenti realizzati nel periodo 2004-2006, adeguatamente rivalutati.

8.3 Tale modalità, contestata da alcuni operatori, si ritiene sia coerente con le modalità di determinazione del CIR e in linea con le disposizioni della legge n. 290/03 relativamente al “trascinamento” dell’effetto dell’applicazione del *price-cap* sugli ammortamenti nel corso del secondo periodo di regolazione.

8.4 Infine, tenuto conto delle nuove modalità di trattamento dei contributi di allacciamento descritte nel precedente capitolo 7, vale la pena precisare che, con riferimento ai nuovi investimenti realizzati nel 2006, concorrono a formare la base di calcolo della quota di ammortamento riconosciuta anche quelli il cui valore risultasse completamente coperto dal contributo in conto capitale ricevuto. Tale impostazione, coerente con quanto già previsto nel settore gas, mira a garantire all’impresa flussi adeguati per la ricostruzione del cespite che risultasse completamente finanziato, in sede di prima costruzione, dai contributi ricevuti.

9 Remunerazione del capitale investito riconosciuto

9.1 Per le valutazioni riportate nel presente documento l’Autorità ha determinato il tasso di rendimento del CIR come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula.

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

dove:

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

Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E)

- 9.2 Nel primo documento per la consultazione l’Autorità aveva evidenziato la presenza di ragioni tali da far ritenere opportuna una revisione al rialzo, per il terzo periodo di regolazione, del rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio, prevedendo un valore compreso tra 0,7 e 1.
- 9.3 In merito, diversi operatori hanno espresso contrarietà, con motivazioni differenziate, ad un rialzo del rapporto *D/E*. Su tale tema, alcuni operatori hanno inoltre proposto criteri alternativi circa la valutazione di tale rapporto, proponendo di valorizzare il capitale di rischio non con riferimento ai valori contabili, bensì alla capitalizzazione di mercato o, in alternativa, al capitale investito riconosciuto ai fini regolatori (cosiddetta *EquityRAB*).
- 9.4 L’Autorità ritiene certamente non percorribile la logica di valorizzazione del capitale di rischio a partire dalla capitalizzazione di mercato poiché questa introdurrebbe una circolarità a danno del cliente finale (il ridursi del rapporto *D/E* comporterebbe una maggior remunerazione del capitale investito con conseguente prevedibile aumento della capitalizzazione di mercato e, dunque, un ulteriore aumento del valore di *E* e così via)
- 9.5 Il riferimento alla cosiddetta *EquityRAB*, appare certamente meno problematico sebbene possa risultare comunque parzialmente distorsivo, prevedendo il confronto tra una grandezza espressa a valore nominale (*D*) con una grandezza rivalutata, dunque a valore reale (*E*, con $E = EquityRAB$). Non va comunque trascurato il fatto che l’*EquityRAB*, per alcuni anni indicata quale riferimento anche nei bilanci di NationalGrid, risulta essere già in fase di “superamento”, in quanto non adeguata ad illustrare la reale disciplina finanziaria dell’impresa.
- 9.6 L’Autorità sulla base di una valutazione complessiva che tiene conto, da un lato dell’evoluzione attesa del rapporto *D/E* dei principali operatori italiani (con *E* valutata sia in funzione dei dati di bilancio, sia secondo la logica dell’*EquityRAB*), dall’altro delle politiche di indebitamento di alcuni dei principali operatori di infrastrutture di rete europei (ed in particolare: Red Electrica, National Grid e Snam Rete Gas), intende fissare il rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio per i settori di trasmissione, distribuzione e misura nel terzo periodo di regolazione ad un livello compreso tra 0,8 e 0,9.
- 9.7 L’Autorità, anche alla luce delle osservazioni ricevute, non intende per ora procedere ad attivare meccanismi automatici di riduzione della remunerazione riconosciuta in presenza di rilevanti incrementi del rapporto *D/E* in corso di periodo, come invece proposto in sede di prima consultazione, fermo restando l’impegno a monitorare con attenzione tale aspetto in una logica di stabilità economico-finanziaria del settore nel medio termine, a tutela sia degli azionisti sia dei consumatori, riservandosi di intervenire nei casi in cui l’assetto finanziario presenti particolari criticità. Questa impostazione deriva anche dalla consapevolezza, per altro evidenziata dall’analisi dei principali operatori stranieri, di come il rapporto *D/E* sia meno critico nei settori regolati rispetto alle attività soggette a concorrenza.

Rischio sistematico (β)

- 9.8 L’Autorità, per il terzo periodo di regolazione, è orientata a confermare nella sostanza il livello di *$\beta levered$* ⁶ utilizzato nel periodo 2004-2007, e propone:
- a) con riferimento al servizio di distribuzione e alle relative attività di commercializzazione un valore pari a 0,60;
 - b) con riferimento al servizio di trasmissione un livello compreso tra 0,55 e 0,6. L’ipotesi di incremento, ancorché limitato, è valutata anche in relazione alle

⁶ Il *$\beta levered$* è l’indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

modifiche della normativa in materia di tutela dei clienti finali relativamente a interruzioni del servizio prolungate ed estese, introdotte con la deliberazione n. 172/07.

- 9.9 In relazione a tale scelta, occorre osservare come l'analisi del *rating* di grandi operatori di reti energetiche, nazionali ed europei, evidenzia il venir meno di una relazione matematica tra il crescere del livello di indebitamento e la rischiosità percepita dal mercato. Il crescente indebitamento di tali operatori fatto registrare negli ultimi anni, infatti, non ha in genere comportato alcun peggioramento del *rating* (presumibilmente in ragione della minore probabilità di *default* in presenza di un ricavo tariffato *cost-reflective*). Anche sulla base di tali considerazioni l'Autorità ritiene che il piccolo aumento del rapporto *D/E* sopra segnalato non richieda alcuna revisione del valore di β *levered* utilizzato.
- 9.10 Con riferimento, invece, al servizio di misura, l'Autorità intende fissare un livello di β ridotto rispetto al corrente periodo di regolazione, in ragione del modificarsi della rischiosità intrinseca a tale attività rispetto al periodo 2004-2007, come già evidenziato nell'ambito del primo documento per la consultazione e come precisato nella Parte VI del presente documento.

Costo del debito

- 9.11 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità aveva ipotizzato una revisione al ribasso dello *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio. Rispetto a tale ipotesi, lo scenario finanziario internazionale ha fatto registrare importanti cambiamenti negli ultimi mesi, peraltro in gran parte già inglobati nell'andamento dei BTP decennali *benchmark*, utilizzati quali riferimento per la valorizzazione del tasso delle attività prive di rischio (il cui valore, rispetto alla stima indicata nel primo documento per la consultazione, risulta in salita nell'ordine di circa 10 punti base e dunque al di sopra del livello preso a riferimento nel periodo 2004-2007).
- 9.12 Alla luce di tale evoluzione, e tenuto conto di recenti emissioni di titoli da parte di Enel e Terna, l'Autorità è orientata ad operare in una logica di maggiore prudenza, rispetto a quanto precedente prospettato, confermando lo *spread* utilizzato nel secondo periodo di regolazione, pari a 41 punti base.

Scudo fiscale e aliquota teorica di incidenza delle imposte (tc e T)

- 9.13 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (*tc*) e all'aliquota teorica di incidenza delle imposte (*T*), l'Autorità sta monitorando le scelte in materia oggetto di discussione in queste settimane in Parlamento.
- 9.14 Peraltro, dalle analisi svolte dall'Autorità, sembra emergere un'incidenza effettiva dell'imposizione fiscale leggermente superiore al 40% preso a riferimento nel periodo precedente dall'Autorità.
- 9.15 Gli scenari delineati nel presente documento prevedono una sostanziale conferma dei valori utilizzati nel periodo 2004-2007 (salvo l'ipotesi di leggero ritocco al rialzo del parametro *T*).

Tasso di inflazione

- 9.16 In relazione al tasso di inflazione, alla luce delle indicazioni programmatiche e di quadro congiunturale desumibili dal Dpef 2008-2011, l'Autorità è orientata a fissare un riferimento compreso tra l'1,55% e l'1,7%.

Scenari di riferimento per la fissazione del WACC

- 9.17 La tabella seguente riporta, per ciascuna attività (trasmissione, distribuzione, commercializzazione della distribuzione e misura) gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.
- 9.18 In merito occorre precisare come tali forchette di valori esprimano solo parzialmente l'effettivo ritorno sul capitale investito su cui potranno contare le imprese regolate nel prossimo periodo regolatorio poiché, alla remunerazione del capitale investito, andrà di fatto a sommarsi:
- il margine garantito dal meccanismo di ripartizione dei maggiori recuperi di produttività;
 - le maggiorazioni di remunerazione previste su alcune tipologie di investimento di trasmissione e distribuzione;
 - gli incentivi previsti dalla regolazione della qualità del servizio;
 - la crescita dei ricavi dovuta all'effetto volume, ove a questo non corrisponda un equivalente aumento dei costi di erogazione del servizio (come l'esperienza degli ultimi anni sembra mostrare).

Scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato del capitale investito

Parametro	Descrizione	Attività							
		Trasmissione		Distribuzione		Commercializzazione		Misura	
		min	max	min	max	min	max	min	max
<i>rf</i>	Tasso nominale attività prive di rischio	4,41%							
<i>b levered</i>	Rischio sistematico attività	0,55 - 0,6		0,6		0,6		0,6 - 0,7	
<i>ERP</i>	Premio di mercato	4%							
<i>Kd</i>	Rendimento capitale di debito	4,82%							
<i>D/E</i>	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	8/10 - 9/10							
<i>T</i>	Alliquota fiscale	40% - 41%							
<i>tc</i>	Scudo fiscale	33%							
<i>rpi</i>	Inflazione	1,55 - 1,7							
WACC	Costo medio ponderato del capitale	6,54%	7,18%	6,71%	7,18%	6,71%	7,18%	6,71%	7,55%

- 9.19 Relativamente al servizio di misura si evidenzia che la riduzione del valore del WACC rispetto al valore adottato nel secondo periodo di regolazione è stata valutata tenendo conto, come specificato nella successiva Parte VI, del minor livello di incertezza proprio dell'attività che continua ad essere operata, almeno con riferimento alle responsabilità di installazione e manutenzione dei misuratori, in assetto monopolistico. Sono inoltre stati presi in considerazione altri interventi che saranno attuati a partire dal terzo periodo di regolazione, in particolare: la riduzione della vita utile standard dei misuratori, che garantisce di fatto un ritorno più rapido sull'investimento effettuato, ed il riconoscimento delle quote di ammortamento residue dei misuratori in bassa tensione elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici prima del completamento della relativa vita utile standard.

10 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio del capitale investito riconosciuto

- 10.1 L'Autorità intende prevedere l'adeguamento della quota parte del corrispettivo a copertura della remunerazione del CIR tenendo conto:
- degli investimenti netti (ossia al netto degli ammortamenti riconosciuti a livello tariffario) a bilancio nell'esercizio n a partire dall'anno $n+2$;
 - dei contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti investimenti coerentemente con quanto indicato al paragrafo 7.6;
 - della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - della variazione dei volumi del servizio erogato.
- 10.2 Alle imprese verrà richiesto di dichiarare e certificare, in relazione agli investimenti a bilancio di cui alla lettera a) del precedente paragrafo, l'eventuale quota di oneri finanziari capitalizzati. Tale quota non verrà riconosciuta ai fini dell'aggiornamento del CIR.

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio degli ammortamenti

- 10.3 Tenuto conto delle osservazioni ricevute nella prima fase di consultazione, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di rivedere le modalità di aggiornamento annuale degli ammortamenti riconosciuti. In particolare, l'Autorità sta valutando la possibilità di escludere anche gli ammortamenti dall'ambito di applicazione del *price-cap*, allineandone le modalità di aggiornamento con le logiche previste per il CIR.
- 10.4 In particolare, in tale ipotesi, l'aggiornamento del valore degli ammortamenti riconosciuti, avverrebbe su base annuale, con riferimento all'anno n a valere sull'anno $n+2$, tenendo conto:
- della riduzione del capitale investito lordo per effetto di disinvestimenti e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - del valore in termini di capitale investito lordo dei nuovi investimenti, ivi inclusi gli investimenti per i quali siano stati erogati contributi in conto capitale (anche nel caso in cui il contributo erogato sia pari al valore lordo dell'immobilizzazione);
 - della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi;
 - della variazione dei volumi del servizio erogato.
- 10.5 L'impostazione sopra descritta, facendo venir meno qualsiasi meccanismo di incentivazione all'efficientamento del capitale investito, richiederà l'attivazione, già nel corso del terzo periodo di regolazione, di una più stringente procedura di verifica dei criteri di capitalizzazione e, a tendere, l'attivazione di modalità di riconoscimento degli investimenti a costi standard.

Aggiornamento dei costi operativi: criteri per la fissazione dell'X-factor

- 10.6 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto di dimensionare l'*X-factor* del terzo periodo di regolazione con l'obiettivo minimo di trasferire ai clienti finali le efficienze già realizzate nel secondo periodo di regolazione. In altri termini la proposta prevedeva, nella sua formulazione minima, di non trasferire ai clienti finali recuperi di efficienza superiori rispetto a quelli già realizzati.
- 10.7 In tale prospettiva, l'incentivo per le imprese a procedere ad ulteriori efficientamenti (che l'Autorità stima comunque possibili) risulta addirittura rafforzato poiché, detti

efficientamenti, verrebbero lasciati integralmente alle imprese nel corso del terzo periodo di regolazione.

- 10.8 Per incrementare ulteriormente l'incentivo alle imprese a proseguire nel percorso di efficientamento l'Autorità sta inoltre valutando l'ipotesi di fissare per il terzo periodo di regolazione, per i servizi di trasmissione e distribuzione, un *X-factor* tale da garantire (senza tener conto dell'evoluzione prevedibile delle variabili di scala) il completo trasferimento delle maggiori efficienze lasciate alle imprese per effetto dell'applicazione del principio di ripartizione descritto ai paragrafi 6.7 e successivi, su un arco superiore ad un periodo regolatorio, e compreso tra 6 e 8 anni (due periodi di regolazione).
- 10.9 Tale scelta, se confermata, comportando un ulteriore ritardo nella possibilità per i clienti finali di godere dei benefici della maggiore efficienza indotta dalla regolazione incentivante adottata a partire dal 2000, richiederebbe un opportuno bilanciamento. In tale ipotesi, dunque, l'Autorità ritiene necessario prevedere fin da ora che nel passaggio dal terzo al quarto periodo di regolazione, la logica di ripartizione delle maggiori efficienze che emergeranno, sia maggiormente a favore dei clienti finali rispetto a quanto proposto nel presente documento per la fissazione della base di costo 2008.
- 10.10 Rispetto all'impostazione generale sopra esposta l'Autorità ritiene dovrebbe fare eccezione il servizio di misura, in relazione al quale i consistenti investimenti in nuove tecnologie hanno consentito e consentiranno ulteriori importanti recuperi di efficienza (peraltro in parte riflessi anche sui costi del servizio di distribuzione). Per tale ragione, con riferimento al servizio di misura l'Autorità sta valutando l'ipotesi di fissare un *X-factor* per il terzo periodo di regolazione dimensionato in maniera tale da garantire (senza tener conto dell'evoluzione prevedibile delle variabili di scala) il completo trasferimento, in un arco temporale compreso tra 4 e 6 anni, delle maggiori efficienze lasciate alle imprese per effetto dell'applicazione del principio di ripartizione descritto ai paragrafi 6.7 e successivi.
- 10.11 I valori di *X-factor* che potrebbero essere proposti per il prossimo periodo regolatorio, applicati esclusivamente alla quota parte della tariffa a copertura del costo operativo (esclusi gli ammortamenti, come indicato al paragrafo 10.3 e successivi) sono quelli riportati nella tabella seguente. Tali valori scontano alcune incertezze legate:
- a) alle esigenze di ulteriore approfondimento circa la riconoscibilità di alcune voci di costo riportate in bilancio, in primo luogo quelle connesse all'incentivazione all'esodo del personale dipendente; in relazione a tale voce di costo l'Autorità, sulla base degli elementi informativi a disposizione, è orientata a riconoscere al massimo la quota di costo relativa a risoluzioni del rapporto di lavoro in corso d'anno 2006 non coperta da precedenti accantonamenti;
 - b) ai costi per servizi caricati su imprese oggetto di regolazione derivanti da transazioni all'interno dello stesso gruppo societario, da transazioni nell'ambito dello stesso soggetto giuridico o da ribaltamenti di costo dai servizi comuni alle attività; in merito l'Autorità è orientata a procedere ad abbattimenti forfetari consistenti del costo ribaltato sull'attività regolata al di fuori delle norme previste dalla disciplina in materia di separazione amministrativa e contabile di cui alla deliberazione n. 310/01, in particolare ove non siano stati evidenziati i costi unitari delle transazioni effettuate.

Prime stime relative all'X-factor per il terzo periodo di regolazione

Trasmissione	Distribuzione	Misura
1,6% - 2,6%	3,8% - 5,8%	4,5% - 7,1%

- | | |
|----|---|
| C2 | Come si valuta la nuova proposta dell'Autorità relativa alla fissazione dell' <i>X-factor</i> per il terzo periodo di regolazione, parzialmente riformulata rispetto alla precedente consultazione con riferimento all'arco temporale di completo trasferimento delle maggiori efficienze già conseguite dalle imprese? Motivare la risposta. |
| C3 | Come si valuta la proposta di fissazione dell' <i>X-factor</i> con particolare riferimento al servizio di misura? Motivare la risposta. |

PARTE III

Regolazione del servizio di trasmissione

11 Premessa

- 11.1 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto alcuni affinamenti ai criteri di incentivazione degli investimenti e di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, con l'obiettivo di garantire lo sviluppo e il rafforzamento della capacità e dell'efficienza della rete di trasmissione nazionale, in un quadro di sostanziale stabilità regolatoria.
- 11.2 Le proposte contenute in detto documento di consultazione hanno riguardato principalmente:
- a) la revisione del meccanismo di incentivazione agli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale (nel seguito anche richiamata come: RTN);
 - b) l'individuazione di criteri oggettivi per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti, per mezzo di un apposito indice di efficacia che misuri il beneficio per il sistema elettrico;
 - c) l'introduzione di meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato che incentivino una crescente efficienza nelle politiche di investimento;
 - d) una parziale revisione della struttura tariffaria attualmente in vigore, ipotesi sottoposta a valutazione qualitativa in prospettiva AIR, al fine di renderla maggiormente rispondente alla struttura dei costi del servizio di trasmissione;
 - e) la possibile revisione della disciplina specifica per i punti di prelievo nella titolarità di soggetti che hanno la disponibilità di impianti di produzione, in particolare se direttamente connessi all'RTN.

12 Criteri di incentivazione dei nuovi investimenti di trasmissione nel terzo periodo di regolazione

- 12.1 In merito alle esigenze di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale, nel primo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto di:
- a) confermare l'applicazione di una maggiorazione pari al 2% sul WACC per gli investimenti di sviluppo della RTN realizzati entro il 31 dicembre 2007, per un massimo di 12 anni;
 - b) definire uno schema di incentivi che, coerentemente con le esigenze di garantire la sicurezza del sistema e di assicurare lo sviluppo della concorrenza del mercato dell'energia elettrica, assicuri priorità alla realizzazione degli investimenti che abbiano ricadute positive immediate e prospettive sul livello di efficienza e competitività del mercato dell'energia elettrica;
 - c) applicare anche agli investimenti che saranno realizzati nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 livelli di extra remunerazione crescenti, fino ad un tetto massimo del 3%, in funzione dei valori assunti da un indice di efficacia, sempre per un massimo di 12 anni;
 - d) definire l'indice di efficacia come rapporto tra il valore atteso dei benefici apportati complessivamente al sistema elettrico e i costi degli investimenti necessari alla realizzazione dell'opera, sulla base e nel rispetto dei criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione;

- e) valutare la possibilità di affinare i criteri per l'individuazione dei costi efficienti al fine di poter condizionare il riconoscimento di una remunerazione aggiuntiva dell'investimento anche al livello dello scostamento del costo effettivo dal costo efficiente, nonché l'introduzione di sistemi che consentano una modellizzazione ottimizzata della RTN e di procedure che favoriscano un confronto concorrenziale di offerte per la realizzazione di un'opera.
- 12.2 La maggior parte delle osservazioni pervenute ha evidenziato una sostanziale condivisione delle proposte formulate dall'Autorità in merito al superamento dell'attuale regime di incentivazione indifferenziata, sebbene sia stata manifestata perplessità in merito alla possibilità di implementare, in tempi compatibili con l'inizio del nuovo periodo di regolazione, un indice di efficacia in grado di valorizzare i benefici derivanti dai nuovi investimenti. Nelle more della definizione di tale indice è stata proposta l'adozione di uno schema di incentivi differenziati sulla base di una matrice di input, cioè legata alla tipologia di investimento, in analogia con quanto già oggi previsto per il settore del trasporto gas. Lo schema proposto prevede di associare ad ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione e di durata dell'incentivo.
- 12.3 L'Autorità ritiene che uno schema basato su una matrice di tipologie di investimento, sebbene migliorativo dell'attuale sistema indifferenziato, non sia di per sé pienamente idoneo ad indirizzare le scelte di investimento in modo tale che venga data priorità agli investimenti che maggiormente creano beneficio per l'intero sistema elettrico. D'altro canto l'Autorità ritiene che le perplessità relative ai tempi di implementazione dell'indice di efficacia siano condivisibili e che eventuali ritardi nella definizione dello schema di incentivi potrebbero avere effetti negativi sugli investimenti nel settore.
- 12.4 Alla luce di quanto sopra evidenziato ed al fine di evitare l'insorgere di incertezze circa i criteri di riconoscimento degli investimenti, in merito al passaggio al nuovo schema di incentivo, l'Autorità propone di:
- a) applicare agli investimenti di sviluppo della RTN (approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico), che abbiano completato il loro *iter* autorizzativo (secondo la vigente normativa nazionale) entro il 31 dicembre 2007, una maggiorazione pari al 2% sul WACC (*metodo deliberazione n. 5/04*) in continuità con la regolamentazione vigente;
 - b) prevedere, transitoriamente, l'applicazione di un nuovo meccanismo di incentivazione differenziata, secondo quanto previsto dalla tabella sottostante, agli investimenti di sviluppo della RTN (approvati dal Ministero dello Sviluppo Economico) diversi da quelli di cui alla lettera a);
 - c) approfondire, nel corso del 2008-2009, la definizione di indici di efficacia, da utilizzare in via sperimentale a partire dal 2011 (con riferimento agli investimenti che entreranno in funzione entro il 31 dicembre 2009), come meglio precisato nel successivo capitolo 13.
- 12.5 Appare qui opportuno precisare che, indipendentemente dal fatto che un investimento ricada nell'ambito di applicazione del metodo attualmente in vigore o in quello del nuovo metodo oggetto di consultazione, la maggiore remunerazione verrà riconosciuta solo dall'anno di entrata in esercizio del cespite (cioè quello in cui è stato iscritto nel registro dei beni ammortizzabili), coerentemente con le regole di riconoscimento degli investimenti attualmente in vigore.

Categorie di investimenti in trasmissione e schema di incentivi			
<i>Categoria</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Tasso di remunerazione addizionale</i>	<i>Durata della remunerazione addizionale (anni)</i>
I1	Investimenti in rinnovo, investimenti conseguenti a nuove connessioni, interventi derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso	--	--
I2	Investimenti di sviluppo diversi dalla categoria I4	1%	12
I3	Sistemi e apparati inclusi nel programma di miglioramento dei sistemi di difesa per la sicurezza del sistema elettrico nazionale, (art. 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03)	2%	12
I4	Investimenti di sviluppo volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e sulle frontiere elettriche.	3%	12

12.6 Con riferimento alla categoria I4, gli investimenti saranno considerati ammissibili alla maggior remunerazione se:

- d) le nuove infrastrutture consentiranno la riduzione delle congestioni tra zone di mercato caratterizzate, nel periodo 2006-2007, da una frequenza di saturazione del margine di scambio in esito al mercato del giorno prima (MGP), superiore al 10% delle ore, su base annua, consentendo un incremento dei relativi limiti di transito superiore al 30% della propria capacità nominale e comunque non inferiore a 100 MW.
- e) in relazione alle congestioni sulle frontiere elettriche, le nuove infrastrutture consentiranno un incremento della NTC (*net transfer capacity*) della singola frontiera oggetto dell'intervento di almeno il 30% della propria capacità nominale e comunque non inferiore a 100 MW.

12.7 In coerenza con quanto indicato nel primo documento per la consultazione, la maggiore remunerazione per gli investimenti di sviluppo sarà riconosciuta limitatamente agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre dell'anno $n-2$, a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

12.8 I criteri di allocazione degli investimenti alle diverse categorie di cui alla precedente tabella fanno riferimento essenzialmente alla finalità per la quale viene effettuato un determinato investimento, al fine di garantire una maggiore semplicità amministrativa e la verificabilità dell'allocazione. In tale prospettiva l'Autorità sta comunque approfondendo la possibilità di stabilire condizioni tecniche/funzionali oggettive ai fini dell'attribuzione univoca di ciascun investimento ad una sola delle categorie individuate (I1, I2, I3 e I4).

T1 In relazione alle condizioni utili a definire l'avvenuto completamento dell'*iter* autorizzativo, quali adempimenti si ritiene debbano essere stati assolti?

T2	Si condivide l'articolazione delle categorie di investimenti proposta per la differenziazione della maggior remunerazione? Se no, quale altra articolazione si propone?
T3	Quali condizioni tecniche/funzionali, oggettive e verificabili, si ritiene possano essere utilizzate ai fini dell'attribuzione univoca di ciascun investimento ad una sola delle categorie di investimento individuate? Fornire dettagli circa le proposte.
T4	Si condividono i criteri di selezione proposti al paragrafo 12.6 per gli interventi appartenenti alla categoria I4? Motivare la risposta. In alternativa, quali criteri, anche approssimati ma oggettivamente verificabili, potrebbero essere individuati per fissare un riferimento minimo di efficacia degli investimenti ammessi alla maggiore remunerazione?

13 Definizione di criteri di incentivazione dei nuovi investimenti basati su un indice di efficacia

- 13.1 Come sopra anticipato, l'Autorità nel corso del terzo periodo di regolazione mira a sviluppare la definizione di un indice di efficacia degli investimenti (secondo le modalità esemplificate nella tabella sottostante), la cui adozione, potrebbe avvenire già a partire dal 2010 e sarà comunque oggetto di separata consultazione.
- 13.2 Confermando quanto proposto nel primo documento per la consultazione, l'Autorità intende definire un indice di efficacia che risponda a criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione, mantenendo la rappresentatività in termini di efficacia ed efficienza dell'investimento.

Prime ipotesi per l'individuazione di una procedura per la quantificazione dei benefici economici associati agli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale

Al fine di quantificare i benefici economici associati agli investimenti di sviluppo l'Autorità ritiene necessaria la predisposizione di un modello della rete di trasmissione nazionale, che permetta di determinare l'incremento di grandezze fisiche associate a ciascun progetto di investimento (quali ad esempio la capacità di trasporto nelle sezioni critiche della rete) e della conseguente valorizzazione economica.

Il modello è costituito dall'insieme di criteri, procedure, parametri fisici ed economici che siano in grado, pur con le opportune semplificazioni, di rappresentare in modo significativo l'operatività delle diverse componenti del sistema elettrico e di fornire risultati coerenti con gli obiettivi dell'indice di efficacia.

In una prima fase sperimentale di sviluppo del modello di rete, l'Autorità intende verificare la sua capacità di intercettare i benefici che il sistema elettrico ottiene in seguito ad investimenti finalizzati a risolvere o attenuare le maggiori criticità della rete di trasmissione associate alle tratte di rete in cui si verificano frequentemente fenomeni di congestioni della rete. In seguito potranno essere presi a riferimento anche altri parametri, come, ad esempio, le perdite di rete.

Successivamente il beneficio economico associato a tale investimento (ad esempio, riduzione annua delle rendite da congestione) è confrontato con il costo di realizzazione dell'investimento al fine di definire l'indice di efficacia.

Le fasi procedurali e i criteri che si intendono adottare per la costruzione del modello di rete della RTN sono le seguenti:

1. *Definizione di un modello del parco di produzione italiano;*

2. *Definizione di un criterio di dispacciamento del parco di produzione;*
3. *Definizione di un modello per l'import/export;*
4. *Definizione di un modello di carico;*
5. *Definizione di un modello della rete di trasmissione rilevante;*
6. *Definizione di criteri oggettivi e verificabili per la determinazione delle variazioni dei limiti di transito tra le zone di mercato ed i poli di produzione limitata a seguito degli interventi di sviluppo;*
7. *Calcolo della variazioni dei limiti di transito a seguito degli interventi di sviluppo della rete;*
8. *Quantificazione economica dei benefici derivanti dalle variazioni dei limiti di transito.*

13.3 Il modello appena descritto dovrebbe essere accompagnato da un sistema che definisca una serie di costi di riferimento standard dei principali componenti una rete di trasmissione, anche al fine di fornire un riferimento per valutare l'efficienza dell'investimento. In attesa della definizione di tale sistema, in relazione agli investimenti per i quali verrà richiesto il riconoscimento della maggior remunerazione, dovrà essere predisposta e conservata dall'impresa la documentazione (amministrativa, tecnica e contabile) atta a dimostrare l'adozione di procedure di approvvigionamento orientate a criteri di efficienza, anche tramite l'attivazione di procedure concorsuali ad evidenza pubblica. La relazione dovrà anche contenere l'evidenziazione dei costi compensativi/ambientali endogeni ed esogeni inclusi nell'investimento, nonché i riferimenti normativi che li hanno generati.

Criteri per la determinazione di costi standard per il servizio di trasmissione

L'Autorità ritiene opportuno avviare, a partire dal terzo periodo di regolazione, una sperimentazione finalizzata alla determinazione di costi standard, mediante:

- a) l'individuazione dei progetti di investimento maggiormente rappresentativi (ad esempio elettrodotti in linea aerea, elettrodotti in cavo interrato, stazioni elettriche), loro caratterizzazione tipologica in funzione dei differenti possibili criteri progettuali (livello di tensione nominale, tipologia dell'elettrodotto, ecc.) e individuazione delle componenti elementari;
- b) determinazione dei costi associati alla realizzazione delle opere di cui alla precedente lettera a), anche in funzione di variabili esogene (quali ad esempio morfologia del territorio, grado di antropizzazione, interferenze con altri sottoservizi).

13.4 L'individuazione di un indice di efficacia secondo i criteri sopra esposti dovrebbe permettere di:

- a) garantire un incentivo più consistente a quei progetti di sviluppo della RTN che apportano maggiori benefici al sistema rispetto a quelli per i quali i costi di investimento non sono controbilanciati dai benefici attesi dal sistema;
- b) introdurre criteri di efficientamento dei costi di investimento, responsabilizzando l'operatore verso il loro contenimento.

13.5 Sarà anche valutata l'opportunità di prevedere modifiche (premi/penalità) al valore di remunerazione riconosciuto sulla base degli scostamenti, ad esempio, dei tempi e/o dei costi reali rispetto ai valori a preventivo.

14 Riconoscimento dei costi ambientali e compensativi relativi ai nuovi investimenti

- 14.1 Al fine di perseguire l'obiettivo generale di incentivare lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza, l'Autorità ha proposto nel primo documento per la consultazione l'introduzione di meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato, prevedendo modalità per limitare il riconoscimento dei costi ambientali e/o compensativi sostenuti dal concessionario del servizio. In particolare l'Autorità ha suggerito un limite al riconoscimento di tali costi in un intervallo compreso tra il 5% e il 10% del costo dell'infrastruttura.
- 14.2 Confermando detta proposta, l'Autorità è orientata a introdurre vincoli al riconoscimento dei costi ambientali/compensativi, prevedendo l'introduzione di una componente C_{amb} che riconosca:
- i costi compensativi esogeni al servizio solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali;
 - i maggiori costi ambientali endogeni al servizio solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali.
- 14.3 L'Autorità propone di fissare un valore di soglia per il riconoscimento dei costi ambientali/compensativi pari al 6% e di adottare una remunerazione pari al tasso nominale di rendimento del capitale di debito (e non il tasso di inflazione programmata, come invece proposto nella prima consultazione) alla quota parte dei costi compensativi e/o ambientali eccedenti la percentuale di soglia del costo infrastrutturale.
- 14.4 Il tasso di remunerazione complessivo dell'investimento assume pertanto la seguente formulazione:

$$REM.INV.= \begin{cases} seK C_{amb} \leq \alpha * C_{eff} \Rightarrow (WACC + \Delta WACC) \\ seK C_{amb} > \alpha * C_{eff} \Rightarrow (WACC + \Delta WACC) * \frac{C_{eff} * (1 + \alpha)}{C_{eff} + C_{amb}} + K_D * \frac{C_{amb} - C_{eff} * \alpha}{C_{eff} + C_{amb}} \end{cases}$$

dove:

- la componente C_{amb} rappresenta i costi compensativi e ambientali;
 - la componente C_{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, ossia al netto dei costi compensativi e ambientali; in prospettiva, in coerenza con quanto indicato al paragrafo 13.3 il riferimento di costo efficiente potrebbe essere individuato tramite logiche di costo standard;
 - α è fissato ad un valore pari a 0,06;
 - K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito;
 - $\Delta WACC$ è l'eventuale maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo della RTN in coerenza con quanto delineato al capitolo 12.
- 14.5 L'Autorità conferma inoltre la necessità di procedere anche ad una classificazione sufficientemente dettagliata dei casi in cui la fase autorizzativa genera maggiori costi di investimento rispetto a quelli definiti in fase di pianificazione.

15 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione

- 15.1 Nel primo documento per la consultazione era stata formulata la proposta di modificare i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione con i seguenti obiettivi specifici:
- a) ridurre il grado di incertezza sul volume dei ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e conseguentemente ridurre il grado di rischio per lo svolgimento di tale attività da riconoscere alla remunerazione del CIR, con potenziale beneficio per i consumatori finali;
 - b) adottare strutture tariffarie che riflettano maggiormente i costi (*cost reflective*);
 - c) garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori e per il regolatore) delle strutture tariffarie;
 - d) garantire trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete.
- 15.2 In sede di consultazione, pur essendo emersa una generale condivisione degli obiettivi specifici, sono state espresse perplessità circa l'utilità di un intervento che porterebbe ad una certa complicazione amministrativa e ad una discontinuità regolatoria, senza che ne derivino benefici certi per il sistema. In particolare, Terna ha espresso la preferenza per il mantenimento della vigente regolazione, ritenuta adeguata anche dal punto di vista della garanzia di sufficiente copertura dei costi infrastrutturali.
- 15.3 In relazione all'ipotizzato aumento del grado di copertura dei costi del servizio di trasmissione a carico dei produttori, molti operatori inoltre ne hanno contestato l'utilità, ritenendo improbabile che un simile intervento possa in alcun modo comportare rilevanti benefici per i clienti finali.
- 15.4 Gli esiti della consultazione inducono, dunque, l'Autorità a confermare, anche per il terzo periodo di regolazione, relativamente al servizio di trasmissione, l'applicazione di una componente CTR espressa in €/cent/kWh, non differenziata su base oraria e di tariffe TRAS, anch'esse applicate in funzione dei consumi e differenziate per livello di tensione, per riflettere la diversa incidenza delle perdite di rete. Va evidenziato, però, che questa impostazione esclude in modo tassativo che durante il periodo regolatorio si prevedano integrazioni ai ricavi ammessi per tener conto di variazioni non preventivate dei *driver* di ricavo.

Problematiche tariffarie specifiche per gli utenti della rete connessi direttamente alla RTN

- 15.5 Per ragioni di economicità di gestione, l'Autorità ritiene, ad oggi, non opportuno trasferire a Terna la gestione dei rapporti commerciali con i produttori (relativamente ai prelievi) e con i clienti finali connessi direttamente alla RTN, lasciandone la responsabilità all'esercente il servizio di distribuzione territorialmente competente.

16 Responsabilità del servizio di misura nei punti di interconnessione, immissione e prelievo sull'RTN

- 16.1 Facendo seguito a proposte emerse in sede di consultazione, in un'ottica di maggior coordinamento tra le fasi della filiera e tenuto conto della connotazione di indipendenza che deriva alla società Terna dall'essere proprietariamente separata dagli altri operatori del settore, l'Autorità intende valutare la possibilità di attribuire a Terna la responsabilità

esclusiva della installazione e manutenzione dei misuratori nonché della rilevazione e registrazione delle misure al perimetro della rete di trasmissione nazionale.

- 16.2 Una simile evoluzione, qualora trovasse riscontro, richiederebbe comunque uno specifico procedimento e tempi di implementazione adeguati onde evitare pericolose discontinuità nell'erogazione del servizio.

T5	Si condivide la proposta di attribuire a Terna la responsabilità esclusiva del servizio di misura al perimetro rete della rete di trasmissione nazionale? Se no, motivare.
----	--

PARTE IV

Regolazione del servizio di distribuzione

19 Premessa

- 19.1 Relativamente al servizio di distribuzione, nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto per il terzo periodo di regolazione alcuni interventi orientati principalmente ad incentivare lo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza e a semplificare i meccanismi tariffari attualmente vigenti. In particolare, ha proposto di:
- a) valutare l'opportunità di introdurre meccanismi tariffari che consentano la promozione di tipologie di investimento ritenute particolarmente utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione, non sufficientemente incentivate dai meccanismi di incentivo/penalità utilizzati nella regolazione della qualità dei servizi elettrici;
 - b) superare l'attuale meccanismo di copertura dei costi di distribuzione basato sul sistema di opzioni tariffarie e sul regime tariffario semplificato ed introdurre un sistema che preveda corrispettivi a copertura del servizio di distribuzione amministrati, applicati dalle imprese distributrici ai clienti finali uniformemente su tutto il territorio nazionale;
 - c) valutare l'ipotesi di semplificare il meccanismo di perequazione specifica aziendale attraverso l'adozione di indicatori di correzione del ricavo ammesso perequato basati su coefficienti di tipo parametrico in grado di esprimere sinteticamente l'incidenza delle variabili esogene sui costi di distribuzione;
 - d) rivedere la regolazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva;
 - e) valutare l'opportunità di introdurre meccanismi che incentivino l'aggregazione degli esercenti il servizio di distribuzione, anche attraverso riduzioni *dell'X-factor* o aumenti transitori della remunerazione del CIR;
 - f) valutare l'ipotesi di modificare la nozione attualmente vigente di potenza impegnata rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi espressi in quota potenza introducendo il concetto di "potenza prenotata contrattualmente" o, in alternativa, estendendo la nozione di potenza massima prelevata nel mese, già attualmente utilizzata da alcune imprese distributrici;
 - g) valutare la possibilità di differenziare l'obiettivo di recupero di produttività programmata *X-factor* a seconda del differente livello di efficienza produttiva raggiunto dalle imprese distributrici.
- 19.2 Sempre nell'ambito delle tematiche relative al servizio di distribuzione, nel primo documento per la consultazione è stato affrontato anche il tema relativo alla determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali connesse all'erogazione del medesimo servizio di distribuzione. L'individuazione dei costi relativi alle attività di natura commerciale connesse al servizio di distribuzione non appare agevole in questa fase di sviluppo del settore, in quanto tali attività fino al 30 giugno 2007 sono state svolte dalle imprese distributrici congiuntamente alle attività commerciali relative al servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato. Tenuto conto delle criticità connesse a questo particolare tema, le proposte dell'Autorità, sviluppate anche a seguito degli esiti del primo documento per la consultazione, saranno presentate alla fine della presente parte riguardante la regolazione dell'attività distribuzione.

20 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le infrastrutture di rete.

Determinazione dei costi operativi. Trattamento dei contributi di allacciamento.

- 20.1 In relazione alle esigenze di rendere il più possibile la tariffa aderente ai costi per i servizi regolati e di procedere nella convergenza dei criteri di regolazione del settore elettrico e del settore gas, l'Autorità intende modificare, rispetto ai precedenti periodi di regolazione, il trattamento dei contributi di allacciamento ai fini della determinazione dei costi operativi e del CIR.
- 20.2 Nella prassi regolatoria sin qui adottata i ricavi da contributi di allacciamento erano portati in deduzione del costo effettivo. Questa prassi da un lato porta ad una riduzione del livello dei costi operativi riconosciuti, dall'altro comporta il riconoscimento in tariffa della remunerazione di capitale investito la cui copertura è assicurata dai contributi pagati dai clienti finali che si connettono alla rete.
- 20.3 Come già anticipato al paragrafo 7.5, l'Autorità ritiene opportuno valorizzare i contributi di allacciamento quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito.
- 20.4 In sede di determinazione del CIR per l'anno 2008, tale modifica sarà limitata ai contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e ai contributi a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali che continuerà ad essere portata a deduzione del costo operativo riconosciuto) rilevati nel 2006.
- 20.5 Relativamente al trattamento dei contributi a *forfait*, in relazione ai quali si ritengono necessari ulteriori approfondimenti anche in vista della possibile evoluzione della normativa in corso di periodo regolatorio, si procederà, invece, al loro trattamento quale posta rettificativa del costo operativo riconosciuto per il 2008, in continuità con il precedente periodo di regolazione.

D1	Si condivide la modifica proposta dall'Autorità per il trattamento dei contributi di allacciamento?
D2	Si condivide l'ipotesi di introdurre questa modifica con gradualità, in particolare prevedendo di avviare da subito un diverso trattamento ai fini regolatori dei contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e dei contributi di allacciamento a preventivo?
D3	Per quanto riguarda il completamento della convergenza con il settore gas, si ritiene opportuno avviare un processo che comporti, già durante il periodo di regolazione 2008-2011, in occasione degli aggiornamenti annuali, una revisione dei costi operativi riconosciuti e del livello del CIR come conseguenza del diverso trattamento dei contributi di allacciamento a forfait? In altri termini, si ritiene accettabile prevedere, all'interno del periodo di regolazione 2008-2011, di procedere, ogni anno, ad aumentare i costi operativi riconosciuti di un ammontare pari a un quarto dell'importo portato in deduzione in occasione della definizione del livello base del costo riconosciuto e, contestualmente, a ridurre il livello del CIR di un quarto dei contributi di allacciamento conseguiti nell'anno precedente a quello di decorrenza degli aggiornamenti tariffari?

Determinazione dei costi operativi. Trattamento degli oneri in capo alle imprese di distribuzione introdotti con la deliberazione n. 172/07

- 20.6 Nella determinazione dei costi riconosciuti l'Autorità conferma che sarà tenuta in conto anche una stima dei versamenti ragionevolmente prevedibili a livello complessivo nazionale

al Fondo per eventi eccezionali, come già anticipato nella parte di motivazione della deliberazione n 172/07, prevedendo altresì che tali somme debbano essere decrescenti nel tempo tenendo conto della tendenza di miglioramento registrata dai dati relativi all'ultimo triennio disponibile (2004-2006) e debbano essere ripartite tra le imprese di distribuzione in ragione della loro dimensione.

- 20.7 In relazione a un bilanciamento delle esigenze di semplicità e trasparenza della struttura tariffaria, la copertura dei costi conseguenti alle disposizioni della deliberazione n. 172/07 non sarà garantita mediante una specifica componente tariffaria. Tali costi saranno di conseguenza presi in considerazione ai fini della fissazione di livelli dei parametri del vincolo ai ricavi di distribuzione (per il 2008, sulla base dei dati disponibili⁷, si stima una esigenza pari a circa 15 milioni di euro).

Perdite di rete

- 20.8 Tra i costi riconosciuti alle imprese distributrici non saranno presi in considerazione livelli di perdite sulle reti di distribuzione superiori a quelli standard. L'Autorità ha avviato una revisione dei livelli standard di perdita sulle reti, anche in relazione all'introduzione di una nuova tipologia contrattuale corrispondente alle utenze connesse in altissima tensione (oltre 150 kV).

Promozione dell'aggregazione degli esercenti il servizio di distribuzione

- 20.9 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto l'introduzione di strumenti volti a favorire i processi di integrazione tra imprese di distribuzione di dimensioni ridotte.
- 20.10 In particolare, anche in relazione agli obiettivi di convergenza con la regolazione prevista per il servizio di distribuzione del gas, è stata sottoposta a consultazione la possibilità di introdurre, per le imprese oggetto di aggregazione, modifiche transitorie nei livelli dell'*X-factor*. In alternativa, è stata prospettata la possibilità di aumentare transitoriamente il tasso di remunerazione del CIR.
- 20.11 Rispetto alle proposte formulate nel documento dell'Autorità si è registrato un quasi unanime consenso sull'ipotesi di introdurre una differenziazione dell'obiettivo di recupero di produttività programmata (*X-factor*).
- 20.12 L'Autorità pertanto ritiene di dare seguito alla proposta, prevedendo che la differenziazione dell'obiettivo di recupero trovi applicazione nel caso di aggregazione di più imprese, quando il processo coinvolge una impresa con meno di 100.000 punti di prelievo.
- 20.13 L'agevolazione consisterà nell'azzeramento dell'*X-factor* per la restante parte del periodo regolatorio a partire dall'1 gennaio nell'anno successivo a quello in cui è avvenuta l'aggregazione, e sarà applicabile qualora l'operazione di aggregazione sia portata a termine tra l'1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2011.
- 20.14 L'aggregazione, per essere considerata tale, dovrà comportare la riduzione del numero di imprese di distribuzione concessionarie e l'agevolazione sarà applicata ai ricavi corrispondenti alle imprese aggregate diverse dall'impresa con il maggior numero di punti di prelievo. Tali imprese (ossia quelle diverse dalla più grande) dovranno, comunque, presentare un numero di punti di prelievo inferiore a 100 000, nell'anno dell'aggregazione.
- 20.15 Dal punto di vista operativo, verrà attivato un meccanismo specifico, parallelo al processo di perequazione generale, in esito al quale, all'impresa risultante dall'aggregazione verrà riconosciuto dalla CCSE, un importo pari a:

⁷ Si veda la relazione tecnica alla deliberazione n. 172/07.

$$PAGG_n = CoD_n * K$$

Dove:

$PAGG_n$ è l'importo riconosciuto per la promozione delle aggregazioni, relativo all'anno n successivo all'anno di avvenuta aggregazione;

CoD_n è il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi di distribuzione, derivate dall'applicazione nell'anno n della tariffa di distribuzione TV1 (componenti *dis*) ai clienti delle imprese aggregate diverse dall'impresa con il maggior numero di punti di prelievo in bassa tensione;

K è pari al valore di *X-factor* relativo all'attività di distribuzione per il terzo periodo di regolazione;

20.16 Per gli anni successivi all'anno n , l'importo PAGG è calcolato aggiornando il valore del parametro CoD per tener conto della variazione degli elementi della tariffa TV1.

D4 Si ritiene efficace il meccanismo proposto ai fini della promozione all'aggregazione delle imprese distributrici? Se no, motivare e proporre eventuali alternative.

21 Esigenze di sviluppo delle infrastrutture di rete e livelli di remunerazione del capitale investito riconosciuto

21.1 L'Autorità nel primo documento per la consultazione ha riconosciuto l'esigenza di integrare, mediante strumenti di tipo tariffario, gli incentivi forniti dalla regolazione della qualità per uno sviluppo infrastrutturale adeguato alle esigenze del paese. In particolare è stata proposta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, così come già previsto per il segmento della trasmissione dell'energia elettrica, limitatamente a quelle tipologie di investimento per le quali si ritiene che la regolazione incentivante della continuità del servizio possa non fornire adeguati stimoli economici.

21.2 Rispetto alle proposte formulate dall'Autorità, dalla consultazione è emersa una preferenza da parte degli operatori del servizio di distribuzione per l'approccio che prevede una selezione mirata degli investimenti da associare a livelli più elevati di remunerazione del capitale investito.

21.3 L'Autorità ritiene opportuno procedere all'adozione di criteri di selezione mirata degli investimenti da premiare e ritiene necessario prevedere che, nel medio termine, siano adottati criteri coerenti con quelli che si intende sviluppare per il segmento della trasmissione, ossia basati sull'attivazione di specifici indici di efficacia per la modulazione dell'incentivazione.

21.4 In considerazione dei tempi necessari per lo sviluppo di indicatori sintetici di efficacia degli investimenti, per dare corso immediato alle iniziative di promozione degli investimenti in infrastrutture di rete, l'Autorità, per il prossimo periodo di regolazione, similmente a quanto proposto per il servizio di trasmissione intende:

- a) attivare immediatamente incentivi mirati su alcune tipologie di investimento, facilmente identificabili e verificabili ex-post;
- b) sviluppare, in corso di periodo regolatorio, indicatori di efficacia degli investimenti, al fine di modulare l'incentivazione prevista.

- 21.5 Ciò considerato, l’Autorità propone di promuovere a partire dal terzo periodo di regolazione le seguenti tipologie di investimento:
- a) la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT (c.d. cabine primarie) in aree a bassa “infrastrutturazione”.
 - b) la sostituzione di componenti esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi elementi più efficienti in termini di contenimento delle perdite di rete (trasformatori a basse perdite).
- 21.6 L’Autorità è anche orientata a prevedere l’avvio di alcuni programmi pilota, già a partire dal 2008/2009, con riferimento agli investimenti in reti attive o *smart grids*.
- 21.7 In relazione alle altre due tipologie di investimento indicate nel primo documento di consultazione, l’Autorità ritiene che:
- a) il meccanismo di incentivazione tariffaria non sia immediatamente attivabile per gli investimenti di sostituzione di linee aeree con nuove linee costruite con criteri di progetto conformi alle nuove norme tecniche, dal momento che non risulta ancora completato l’iter amministrativo di recepimento, con decreto del Ministro delle Infrastrutture, delle norme EN 50341 e EN 50423;
 - b) sia necessario approfondire se una maggiorazione della remunerazione sia lo strumento più equo ed efficace per promuovere la sostituzione degli impianti eserciti a un livello di tensione obsoleta.
- 21.8 In ogni caso, a ulteriore sostegno dello sviluppo di un sistema di regolazione coerente con le esigenze di sicurezza della fornitura, l’Autorità si riserva di sviluppare nel corso del periodo di regolazione proposte che assicurino l’adeguatezza degli investimenti sulle reti esistenti, evitando il rischio di spiazzamento. In particolare, allo scopo di garantire che anche gli investimenti di sostituzione/potenziamento siano effettivamente realizzati, si intende approfondire, attraverso specifiche consultazioni con i soggetti interessati, la possibilità di introdurre sistemi di monitoraggio della gestione degli *asset*, nonché identificare specifici *output* (quali, ad esempio, il numero di richieste di aumenti di potenza non realizzate in tempi standard) che possano essere associati a opportuni meccanismi di incentivi/penalità.

Incentivazione alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT in aree a bassa infrastrutturazione

- 21.9 L’Autorità ritiene opportuna la promozione della realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT in aree a bassa “infrastrutturazione” poiché:
- a) le interruzioni originate sulle reti AT sono escluse dall’indicatore di riferimento (per eccessiva volatilità del contributo AT rispetto all’indicatore complessivo);
 - b) l’“infrastrutturazione” AT comporta vantaggi anche diversi dalla qualità del servizio (energia liberata, sicurezza del sistema);
 - c) gli investimenti in AT hanno una complessità tale (tempi di realizzazione condizionati dalle autorizzazioni e coordinamento con Terna) che gli effetti di questi investimenti possono travalicare il periodo regolatorio;
 - d) in alcune zone del Paese l’infrastrutturazione AT è particolarmente carente (Sicilia e altre regioni del Sud); su queste deve essere orientato prioritariamente l’incentivo tariffario;
 - e) questi investimenti hanno un riflesso positivo anche sulla qualità del servizio dal momento che consentono di ridurre la lunghezza delle dorsali in media tensione e, quindi, di ridurre il raggio di influenza del guasto.
- 21.10 Per l’ammissione all’incentivazione, le imprese distributrici dovranno certificare e documentare che gli investimenti realizzati si riferiscono a:

- a) cabine primarie (CP) realizzate in province con numero di trasformatori AT/MT per 100.000 clienti inferiore a 10 (per esercenti operanti in contesti solo urbani, deve essere valutata una soglia specifica, sensibilmente più bassa);
- b) cabine con “entra-esci” sul lato AT e con carico medio sul lato MT pari almeno al 15% della potenza nominale dei trasformatori.

La maggiorazione non è applicabile ad investimenti limitati al lato MT (es. centri satellite).

21.11 Per tali investimenti l’Autorità è orientata a prevedere un riconoscimento di una maggiorazione del WACC pari al 2% (aggiuntivo rispetto a WACC riconosciuti per la remunerazione delle infrastrutture di distribuzione) per un periodo di 8 anni. Il tempo di riconoscimento della maggiorazione potrebbe essere esteso in caso di stazioni di trasformazioni AT/MT la cui realizzazione provochi l’aumento della magliatura sul lato AT (dal momento che ciò contribuisce al miglioramento della sicurezza). Il periodo potrebbe dunque essere fissato pari a 12 anni per investimenti in stazioni primarie la cui inserzione generi un numero di nuovi lati di maglia superiore a 1.

Incentivazione alla riduzione delle perdite di trasformazione

21.12 L’Autorità ritiene opportuna la promozione degli investimenti per la riduzione delle perdite di trasformazione poiché:

- a) la riduzione di perdite nelle rete di distribuzione di energia elettrica non è considerata tra le iniziative di efficienza energetica premiate con i certificati bianchi (che si riferiscono solo agli usi finali);
- b) sono oggi disponibili trasformatori a basse perdite ma il meccanismo attuale di riconoscimento delle perdite standard non sembra avere una valenza incentivante tale da favorire queste scelte;
- c) i benefici sono non solo di risparmio energetico, ma anche di sicurezza della fornitura (la sostituzione permette di anticipare la crescita della domanda che è poco prevedibile, in particolare per il picco di potenza).

21.13 Per l’ammissione all’incentivazione, le imprese distributrici dovranno certificare e documentare che gli investimenti realizzati si riferiscono a:

- a) cabine in esercizio da almeno 5 anni;
- b) nuovi trasformatori MT/BT in esercizio, conformi alla classe di perdite a carico ridottissime “Ak” secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe “B0” per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.

21.14 Per tali investimenti l’Autorità è orientata a prevedere un riconoscimento di una maggiorazione del WACC pari al 2% (aggiuntivo rispetto a WACC riconosciuti per la remunerazione delle infrastrutture di distribuzione) per un periodo di 8 anni.

Avvio di programmi pilota di incentivazione di investimenti in reti attive (smart grids)

21.15 L’Autorità promuove la realizzazione di investimenti in ricerca e sviluppo attinenti all’attività di distribuzione tenendone conto in sede di determinazione dei livelli tariffari.

21.16 L’Autorità intende incentivare ulteriormente la realizzazione di progetti ritenuti particolarmente rilevanti dal punto di vista tecnologico e tra questi, in particolare, gli investimenti finalizzati alla gestione attiva delle reti di distribuzione, sia ai fini di una migliore qualità del servizio, sia ai fini della connessione di significative quantità di generazione diffusa (reti attive di distribuzione).

21.17 In merito va infatti osservato che:

- a) le reti di distribuzione MT sono a oggi concepite come vettori unidirezionali che portano la potenza dalle stazioni di trasformazione AT/MT agli utenti finali; esse non sono state realizzate per la gestione attiva di generazione diffusa (GD);
- b) in vista dei difficili traguardi fissati a livello europeo per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili, è necessario andare nella direzione di rimuovere un simile ostacolo alla penetrazione della GD;
- c) a livello europeo è riconosciuta l'esigenza di muoversi verso una direzione c.d. "smart grids" con dispacciamento e regolazione della tensione a livello locale con benefici sulla sicurezza e possibilità di coinvolgere anche utenza passiva con interventi di *demand side management*;
- d) le sperimentazioni sulle reti attive potrebbero condurre a un esercizio ad anello chiuso (del tutto simile a quello tipico delle reti AT), in grado di garantire un'altissima qualità del servizio (eliminazione di interruzioni transitorie e di buchi di tensione);
- e) l'evoluzione di "smart grids" potrebbe risultare particolarmente importante in relazione al superamento delle criticità connesse con la presenza di impianti di produzione da fonte rinnovabile in piccole reti isolate.

21.18 In relazione agli investimenti in reti attive o *smart grids* – l'Autorità intende promuovere alcuni progetti pilota che saranno scelti tra i progetti presentati entro il 30 giugno 2008 da parte di società di distribuzione. La valutazione sarà demandata ad una apposita commissione di esperti, nominata dall'Autorità e il cui onere sarà a carico dei progetti selezionati, che esaminerà i progetti in relazione alle potenzialità di sviluppo della (GD) e ai benefici attesi in termini di miglioramento della qualità della tensione.

21.19 Con particolare riferimento agli investimenti pilota in *smart grids*, nella tabella che segue sono riportate:

- le condizioni che devono essere rispettate per l'accesso al meccanismo di promozione tariffaria mediante maggiorazione della remunerazione del capitale;
- le condizioni di realizzazione dell'investimento che devono essere raggiunte per dare avvio alla remunerazione incrementale;
- i requisiti necessari per l'attività di controllo.

Schema generale di criteri per l'attivazione di progetti pilota di smart grids

Condizioni di accesso al meccanismo	Investimenti in reti attive: <ul style="list-style-type: none"> • con comunicazione tra CP e GD (esercizio radiale); • con esercizio in anello chiuso.
Condizioni di realizzazione	• Messa in esercizio delle reti attive, con le caratteristiche previste nelle proposte approvate
Requisiti per le attività di controllo	<ul style="list-style-type: none"> • Documentazione di acquisto e messa in esercizio delle apparecchiature necessarie. • Dati di monitoraggio circa il reale apporto di GD; • Dati di monitoraggio circa la Power Quality.

21.20 Alle iniziative selezionate quali progetti pilota verrà garantito un tasso di remunerazione del capitale investito maggiorato del 2%, per 12 anni.

D5	Si condivide la scelta dell’Autorità di procedere alla definizione di un periodo transitorio per il riconoscimento di incentivi di sostegno allo sviluppo delle infrastrutture di distribuzione fondato sulla focalizzazione rispetto ad alcune tipologie mirate di investimento, in attesa della messa a punto di un meccanismo di selezione basato su indicatori di efficacia?
D6	Si condivide la scelta operata dall’Autorità nell’identificazione delle tipologie di investimento da incentivare nella prima fase transitoria?
D7	Si condividono i requisiti di ammissibilità proposti per il riconoscimento della maggiorazione sulla remunerazione degli investimenti ai paragrafi 21.10, 21.13 e 21.19?
D8	Rispetto agli investimenti in reti attive, si concorda sull’ipotesi di limitare la sperimentazione ad alcuni progetti mirati, in attesa di uno sviluppo e consolidamento delle tecnologie?

Limitazioni sul valore del capitale investito incentivato

- 21.21 Anche per gli investimenti incentivati, in nessun caso saranno riconosciuti nella base di remunerazione del capitale investito eventuali interessi capitalizzati in corso di costruzione, coerentemente con le impostazioni generali previste per la determinazione del CIR.
- 21.22 Inoltre, qualora tali investimenti beneficino di contributi in conto capitale ovvero rientrino nel perimetro di realizzazioni di impianti di rete per la connessione con oneri a carico del richiedente, l’incentivo viene riconosciuto sulla quota parte del capitale investito che non sia coperto da tali contributi.

22 Criteri di attribuzione alle tipologie di contratto dei costi del servizio di distribuzione

Definizione delle tipologie contrattuali

- 22.1 Nel primo documento per la consultazione l’Autorità ha proposto una modifica dell’assetto delle attuali tipologie di contratto con l’introduzione di un’apposita tipologia di contratto per le connessioni in altissima tensione, in modo da poter tenere in considerazione il fatto che, a differenza di altre tipologie di clienti, quelli connessi in altissima tensione non utilizzano le reti di distribuzioni in alta tensione. Coerentemente in una logica di *cost reflectivity* delle tariffe, tale tipologia di clienti non dovrebbe concorrere alla copertura dei costi di distribuzione, nemmeno quelli di alta tensione.
- 22.2 In sede di consultazione le osservazioni pervenute con riferimento a questa tematica hanno evidenziato un generalizzato accordo con l’ipotesi proposta dall’Autorità, evidenziando nella maggior parte dei casi l’opportunità di far rientrare nella nuova tipologia contrattuale tutte le utenze connesse ad un livello superiore ai 150kV (380 kV e 220 kV).
- 22.3 L’Autorità intende confermare pertanto la propria intenzione di prevedere per il terzo periodo di regolazione l’introduzione di un’apposita tipologia contrattuale per le “utenze in altissima tensione” che comprenda sia le utenze connesse a 380 kV che a 220 kV. Per tali utenze sarà prevista l’applicazione dei corrispettivi destinati alla sola remunerazione del servizio di trasmissione, di misura e alla copertura dei costi commerciali del servizio di distribuzione.
- 22.4 In aggiunta a quanto previsto nel primo documento per la consultazione, inoltre, l’Autorità intende sottoporre a consultazione altresì l’ipotesi di introdurre una tipologia di contratto specifica per i punti di prelievo, nella titolarità di produttori, quando il punto fisico di prelievo dalla rete coincide con il punto di immissione. A tal fine si ritiene che tale tipologia

di contratto debba essere prevista esclusivamente per le configurazioni impiantistiche per le quali i prelievi dell'energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione sono effettuati attraverso lo stesso punto di connessione utilizzato per immettere in rete l'energia elettrica prodotta.

- 22.5 Rispetto a un tipico utente del dispacciamento in prelievo associato ad un'utenza esclusivamente passiva (consumatore), i prelievi delle unità di produzione si contraddistinguono principalmente per le seguenti caratteristiche:
- a) durante la marcia dei singoli gruppi, i servizi ausiliari di generazione sono tipicamente alimentati dalla produzione del gruppo stesso, o di altri gruppi appartenenti all'impianto; pertanto non si rilevano prelievi dalla rete;
 - b) ciò comporta un fattore di utilizzo in prelievo, variabile tra 50 ore/anno e 350 ore/anno in funzione del tipo di impianto, dei circuiti e dei servizi alimentati.
- 22.6 L'Autorità intende prevedere che possano ricadere nell'ambito di tale tipologia di contratto solo i contratti riguardanti l'energia elettrica:
- a) utilizzata per alimentare le utenze elettriche finalizzate alla produzione di energia elettrica;
 - b) prelevata attraverso una connessione alla rete utilizzata per l'immissione.
- 22.7 Data la suddetta caratterizzazione, non potrebbero rientrare nella tipologia contrattuale "produttore":
- a) i punti di prelievo che prelevano energia elettrica per il funzionamento delle pompe degli impianti di pompaggio;
 - b) i punti di prelievo che prelevano energia elettrica attraverso connessioni a reti diverse dalla rete in cui è immessa l'energia elettrica prodotta.
- 22.8 Ai fini dell'identificazione delle utenze finalizzate alla produzione di energia elettrica è possibile fare riferimento alla definizione dell'UNIPEDE, utilizzata anche da Terna per la raccolta dei dati statistici del settore elettrico che definisce la: "potenza elettrica assorbita dai servizi ausiliari è la potenza elettrica consumata dai servizi ausiliari della centrale direttamente connessi con la produzione di energia elettrica e comprende quella utilizzata – sia durante l'esercizio che durante la fermata della centrale – per gli impianti di movimentazione del combustibile, per l'impianto dell'acqua di raffreddamento, per i servizi di centrale, il riscaldamento, l'illuminazione, per le officine e gli uffici direttamente connessi con l'esercizio della centrale". A tal fine il produttore è tenuto a fornire all'impresa distributrice di competenza una valutazione della potenza massima assorbibile dai servizi ausiliari, asseverata da apposita perizia indipendente.
- 22.9 In relazione al dimensionamento del corrispettivo da applicare ai punti di prelievo appartenenti alla tipologia di contratto per i produttori, occorre considerare che si tratta di connessioni alla rete sviluppate e dimensionate primariamente per l'immissione. Si ritiene, pertanto, che i costi relativi alla connessione fisica e alla capacità disponibile al punto di connessione, siano coperti dalle scelte relative alla definizione delle condizioni economiche di accesso alla rete delle connessioni attive e che non debbano essere duplicati. Si propone pertanto che, a questi punti, venga applicata la sola componente variabile delle corrispondenti tariffe di trasmissione e distribuzione per le utenze passive. Il superamento della potenza massima dichiarata di cui al precedente paragrafo 22.8, oltre una fascia di tolleranza del 5%, comporterà l'applicazione integrale della tariffa di distribuzione corrispondente.

23 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione

Superamento del sistema di opzioni tariffarie

- 23.1 Con riferimento alla tariffa a copertura dei costi di distribuzione, nel primo documento per la consultazione, è stato evidenziato come l'attuale sistema basato sulle opzioni tariffarie costituisca un consistente onere amministrativo per le imprese distributrici, una forte complicazione per i venditori sia con riferimento allo svolgimento delle attività di fatturazione, sia relativamente alla formulazione delle offerte per l'erogazione del servizio di vendita ai clienti.
- 23.2 La pluralità di tariffe di distribuzione sul territorio nazionale riveste particolare criticità in questo momento caratterizzato dalla completa apertura del segmento della vendita dell'energia elettrica in cui è necessario, al fine di promuovere la concorrenza nel segmento, agevolare il più possibile la comprensione e la comparabilità della tariffe da parte dei clienti finali.
- 23.3 Anche i clienti finali, peraltro, hanno evidenziato, tramite le associazioni di consumatori, difficoltà di comprensione della struttura delle opzioni tariffarie applicate ed incertezza, in occasione di ogni revisione annua da parte dell'impresa distributtrice del set di opzioni offerte, relativamente all'ammontare complessivo della tariffa da pagare per la fornitura di energia elettrica.
- 23.4 Per i motivi sopra esposti, l'Autorità conferma l'intenzione di superare il sistema di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione attualmente vigente individuando una soluzione alternativa che consenta il raggiungimento dei seguenti obiettivi:
- a) garantire semplicità amministrativa per gli operatori (sia di distribuzione che di vendita) e per il regolatore;
 - b) semplificare la struttura tariffaria a beneficio dei clienti finali e conseguentemente contribuire alla trasparenza delle offerte nel segmento della vendita dell'energia elettrica;
 - c) minimizzare l'impatto sulla spesa sostenuta dai clienti finali.
- 23.5 Rispetto alle ipotesi proposte nel primo documento per la consultazione, la maggioranza degli operatori ha manifestato una propensione per l'ipotesi che prevedeva la definizione di un regime di tariffe amministrate da parte dell'Autorità, con perequazione dei ricavi a garanzia del rispetto/raggiungimento da parte delle imprese distributrici del vincolo V1. Tale ipotesi garantirebbe, più delle altre soluzioni ipotizzate, la semplificazione del sistema sia in termini gestionali che amministrativi per le imprese distributrici e per i venditori e comporterebbe l'omogeneizzazione della tariffa di distribuzione applicata ai clienti finali su tutto il territorio nazionale migliorando di conseguenza la trasparenza delle offerte nel segmento della vendita.
- 23.6 In relazione a tale soluzione, peraltro, diversi operatori hanno evidenziato che la fissazione della struttura e del livello dei corrispettivi da parte dell'Autorità comporta complessità legate alla gestione del sistema di perequazione dei ricavi per il rispetto del vincolo V1. Sono state espresse inoltre preoccupazioni riguardo alla cadenza del sistema di perequazione dei ricavi: in particolare è stato da più parti evidenziato come la periodicità del sistema di perequazione dovrebbe avere una frequenza superiore a quella annuale per evitare il rischio di eccessive esposizioni finanziarie da parte delle imprese che, pur applicando le tariffe amministrate, non raggiungerebbero il ricavo ammesso dal vincolo V1.
- 23.7 L'Autorità intende implementare tale soluzione, avendo comunque presente che:
- a) data l'elevata varietà di opzioni tariffarie oggi esistenti sul territorio nazionale, non potrà essere determinata una struttura tariffaria del tutto neutrale in termini

di impatto sui clienti finali. A tal proposito l'Autorità ritiene che l'impatto in termini di variazione spesa dei consumatori possa essere attenuato, anche se non completamente eliminato, prevedendo tariffe articolate per sottotipologie contrattuali;

- b) non potranno più essere escluse dal meccanismo perequativo le piccole imprese che, nel sistema attuale, hanno optato per l'applicazione della tariffa TV2, rinunciando ai meccanismi perequativi.

23.8 Anche tenuto conto delle risposte ottenute in sede di consultazione, l'Autorità, pertanto, intende introdurre a copertura dei costi di distribuzione una struttura tariffaria trinomina amministrata, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sottotipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata. Tale struttura tariffaria, dovrà essere obbligatoriamente applicata ai clienti finali da tutte le imprese distributrici, anche quelle che nel secondo periodo di regolazione erano ammesse al regime tariffario semplificato. La struttura tariffaria proposta è riportata nella tabella riportata di seguito:

Struttura delle tariffe a copertura dei costi relativi all'attività di distribuzione

Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	Applicazione della tariffa di riferimento TV1 (solo quota energia)
Altre utenze in bassa tensione	<p><u>Per utenze con potenza disponibile fino a 16,5 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ quota fissa a copertura dei costi commerciali di distribuzione ✓ quota potenza differenziata sulla base della potenza impegnata (fino a 1,5 kW, da 1,5 a 3 kW, da 3 a 6 kW, da 6 a 10 kW, oltre 10 kW) ✓ quota energia costante <p><u>Per utenze con potenza disponibile superiore a 16,5 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ quota fissa a copertura dei costi commerciali di distribuzione ✓ quota potenza differenziata sulla base della potenza impegnata (fino a 30 kW, oltre 30 kW) ✓ quota energia costante
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	Applicazione della tariffa di riferimento TV1 (solo quota energia)
Altre utenze in media tensione	<p><u>Per utenze con potenza disponibile fino a 100 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ quota fissa a copertura dei costi commerciali di distribuzione ✓ quota potenza differenziata sulla base della potenza impegnata ✓ quota energia costante <p><u>Per utenze con potenza disponibile superiore a 100 kW fino a 500 kW:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ quota fissa a copertura dei costi commerciali di distribuzione ✓ quota potenza differenziata sulla base della potenza impegnata ✓ quota energia costante <p><u>Per utenze con potenza disponibile superiore a 500 kW</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ quota fissa a copertura dei costi commerciali di distribuzione ✓ quota potenza indifferenziata ✓ quota energia costante
Utenze in alta tensione	Applicazione della tariffa di riferimento TV1
Utenze in altissima tensione	Applicazione della tariffa di riferimento TV1 limitatamente alla componente a copertura dei costi relativi al servizio di commercializzazione della distribuzione (quota fissa)

23.9 Alle utenze caratterizzate da connessioni permanenti ricorrenti alla rete (le cosiddette forniture stagionali) ed alle utenze caratterizzate da connessioni non permanenti (forniture straordinarie), verrà applicata la stessa tariffa prevista per le utenze con connessione permanente alla rete. Non sarà inoltre più possibile per l'impresa distributrice offrire opzioni tariffarie speciali.

- 23.10 Relativamente alle connessioni non dotate di misuratore, e quindi caratterizzate dalla determinazione forfetaria dei consumi da fatturare, l'unica variabile lasciata a discrezione dell'impresa distributrice riguarderà il numero di ore rilevanti ai fini del calcolo dei consumi stessi. La potenza rilevante dovrà essere esplicitata a livello contrattuale. Tale numero di ore, in ogni caso, dovrà essere fissato con modalità non discriminatorie per i clienti finali ed in linea con la normativa fiscale vigente.
- 23.11 Al fine di garantire a tutte le imprese distributrici il raggiungimento del vincolo V1, l'Autorità intende estendere il sistema di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione della struttura tariffaria amministrata a copertura dei costi di distribuzione a tutte le imprese di distribuzione. Alla fine del 2008, in funzione dei riscontri applicativi, potrà essere valutata l'opportunità di aumentare la frequenza annua delle procedure perequative.
- 23.12 Date le tempistiche ristrette per l'aggiornamento dei sistemi informativi in linea con le nuove strutture tariffarie obbligatorie, l'Autorità sta inoltre valutando la possibilità di consentire, limitatamente alle utenze in media e bassa tensione e in un periodo transitorio non eccedente l'1 aprile 2008, la proroga dell'applicazione delle opzioni tariffarie di distribuzione in vigore nell'anno 2007, corrette con un fattore di correzione stabilito dall'Autorità in coerenza con la variazione che verrà applicata alla tariffa TV1 nel passaggio dal vincolo 2007 al nuovo vincolo 2008. In caso di mancato rispetto del termine indicato, le imprese di distribuzione, relativamente al periodo successivo all'1 aprile 2008, saranno tenute alla fatturazione di conguaglio sulla base delle nuove tariffe determinate dall'Autorità. In ogni caso, potrebbero essere applicate decurtazioni del ricavo ammesso pari all'1% per ogni mese di ritardo.

D9	Si ritiene che le sottotipologie contrattuali identificate nello schema relativo alle tariffe a copertura dei costi di distribuzione siano idonee a contenere le variazioni di spesa per i clienti finali? Si concorda con la differenziazione dei corrispettivi in base alla potenza impegnata? Proporre eventuali ipotesi ulteriori che si ritengono migliori, spiegandone il perché.
D10	Si ritiene che la struttura tariffaria proposta possa comportare particolari problemi per i sistemi di fatturazione? Si concorda con l'ipotesi di prevedere un periodo transitorio per il primo trimestre 2008, tramite la proroga delle opzioni 2007 adeguatamente corrette in via amministrativa?
D11	Tenuto conto che in genere le attuali opzioni tariffarie per le utenze in alta e altissima tensione prevedono strutture simili a quella che l'Autorità intende proporre nel terzo periodo di regolazione, si ritiene che sia possibile per tali utenze l'applicazione a partire dall'1 gennaio 2008 delle nuove tariffe?

Regolazione dei corrispettivi per il servizio prestato tra esercenti il servizio di distribuzione

- 23.13 Con riferimento alla definizione dei corrispettivi per il servizio prestato tra imprese di distribuzione, l'Autorità conferma quanto già illustrato nel primo documento per la consultazione.

Perequazione generale e perequazione specifica aziendale

- 23.14 Come già sottolineato nel precedente documento per la consultazione, l'Autorità intende riproporre, anche per il periodo di regolazione 2008-2011, la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione, la perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, la

perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione, con modalità applicative coerenti con quelle definite per il periodo di regolazione 2004-2007.

- 23.15 Per quanto riguarda il meccanismo di perequazione specifica aziendale la proposta di introdurre una forma parametrica per il calcolo della PSA è stata oggetto di diffusa critica. Diversi operatori, pur ritenendo condivisibile l'esigenza di semplificazione dell'attuale sistema basato su istruttorie individuali molto oneroso dal punto di vista amministrativo, hanno evidenziato come il ricorso ad indicatori parametrici difficilmente potrebbe rappresentare uno strumento idoneo a cogliere le peculiarità delle imprese distributrici. Una modifica della metodologia attualmente in vigore, a parere di alcuni distributori, inoltre, potrebbe costituire una ingiusta disparità di trattamento tra le imprese.
- 23.16 Tenuto conto dei commenti sopra menzionati, l'Autorità ritiene di non dare seguito a tale proposta e di proseguire quindi con la definizione del fattore di correzione dei ricavi ammessi (*Csa*) per ogni impresa che ne abbia fatto richiesta per il periodo di regolazione 2004-2007 sulla base delle regole definite con la deliberazione n. 96/04.
- 23.17 D'altra parte l'Autorità è propensa a confermare il proprio orientamento circa la non riapertura dei termini per la presentazione di nuove istanze di perequazione specifica aziendale, se non nel caso di specifiche categorie di imprese, come le imprese elettriche minori.

Prospettive di evoluzione della regolazione della distribuzione a partire dal 2012

- 23.18 Le problematiche connesse alla gestione dei meccanismi di perequazione specifica aziendale vigenti e il favorevole accoglimento da parte di diversi soggetti dell'ipotesi di prevedere una differenziazione per impresa dell'obiettivo di recupero di efficienza (*X-factor*), inducono l'Autorità a ritenere auspicabile l'avvio di valutazioni più approfondite circa la possibilità di pervenire ad una regolazione tariffaria del costo riconosciuto di distribuzione "per impresa", ferma restando l'applicazione di una tariffa unica nazionale, ai sensi di legge.
- 23.19 In tale prospettiva, quanto meno con riferimento alle imprese soggette ad obbligo di separazione funzionale ai sensi della deliberazione n. 11/07, a partire dal 2012, l'Autorità potrebbe prevedere la definizione di un vincolo di ricavo specifico per impresa ed un *X-factor*, anch'esso specifico sulla base del differenziale riscontrato tra costo effettivo e costo tariffario riconosciuto, in coerenza con quanto proposto, con riferimento a valori medi nazionali, per il terzo periodo di regolazione.
- 23.20 Su tali prospettive, l'Autorità conta di avviare uno specifico tavolo tecnico di approfondimento entro la fine del 2008.

24 Altre tematiche relative a criteri di tariffazione per il servizio di distribuzione

Nozione di potenza

- 24.1 Relativamente alla nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi espressi in quota potenza, nel primo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto due possibili alternative: l'adozione della nozione di potenza massima prelevata mensile oppure quella di potenza prenotata contrattualmente.
- 24.2 Le osservazioni al documento per la consultazione hanno evidenziato, relativamente a questa tematica, opinioni discordanti.

- 24.3 Alcuni operatori che hanno espresso una preferenza per l'introduzione della nozione di potenza prenotata contrattualmente evidenziano come quest'ultima, a differenza del concetto di potenza massima prelevata mensile, renda la struttura tariffaria a copertura dei costi di distribuzione maggiormente *cost reflective*, essendo maggiormente idonea a esprimere l'effettivo impegno causato dal comportamento del cliente sulla rete di distribuzione. E' stato evidenziato, inoltre, come, tra le due soluzioni proposte, l'adozione della nozione di potenza prenotata contrattualmente sia quella più rapidamente implementabile nei sistemi di fatturazione dei corrispettivi.
- 24.4 Altri operatori, al contrario, hanno segnalato che la nozione di potenza massima prelevata mensile, essendo stata di recente adottata ai fini della fatturazione ai clienti finali della componente A₆ comporterebbe minori oneri gestionali.
- 24.5 L'Autorità, pur convinta che il concetto di potenza prenotata contrattualmente possa rendere maggiormente *cost reflective* la struttura tariffaria, ritiene anche che i meccanismi da implementare, al fine di ridurre gli incentivi da parte degli utenti finali a richiedere continui adeguamenti di potenza, soprattutto nei casi di attività fortemente stagionali, debbano essere ulteriormente approfonditi.
- 24.6 Come già annunciato nel primo documento per la consultazione, inoltre, in un'ottica di superamento dell'attuale sistema di opzioni tariffarie, per esigenze applicative, si ritiene che l'adozione del concetto di potenza massima mensile possa attenuare, almeno in parte, l'impatto della riforma in atto sulla spesa dei clienti che fino ad ora hanno usufruito delle opzioni stagionali offerte da alcune imprese distributrici, che nel nuovo sistema non sono previste.
- 24.7 L'applicazione della nozione di potenza massima mensile, come segnalato anche in sede di consultazione, non dovrebbe rivelarsi particolarmente critica per le imprese distributrici in termini di impatto sui sistemi di fatturazione data la recente modifica delle modalità di esazione della componente A₆.
- 24.8 Per i motivi sopra esposti l'Autorità intende introdurre quale nozione di potenza rilevante ai fini dell'applicazione dei corrispettivi in quota potenza, in tutti i casi in cui l'attuale disciplina prevede l'applicazione della potenza massima prelevata, la potenza massima prelevata mensile. Tali modalità applicative avranno effetto dal momento in cui verranno effettivamente applicate le tariffe amministrative di cui al precedente paragrafo 23.8.

Energia reattiva

- 24.9 Nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha proposto di rendere obbligatoria l'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattivi ai clienti finali con potenza disponibile superiore a 30 kW e di destinare gli introiti derivanti dall'applicazione di tali corrispettivi al *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*.
- 24.10 L'Autorità, inoltre, ha manifestato l'intenzione di rendere obbligatoria l'applicazione di corrispettivi per prelievi di energia reattiva anche nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e tra reti di distribuzione e RTN, prevedendo che gli oneri relativi non vengano riconosciuti nei meccanismi perequativi.
- 24.11 In sede di consultazione è emersa una generale condivisione sull'ipotesi di rendere obbligatoria l'applicazione dei suddetti corrispettivi per dare un segnale di prezzo ai clienti finali che assorbono energia reattiva dalla rete di distribuzione, in modo da incentivarli ad effettuare i necessari investimenti per ridurre le cadute di tensione sulla rete dell'esercente

l'attività di distribuzione. In alcuni casi è stata segnalata l'opportunità di estendere l'obbligo ai clienti con potenza disponibile superiore a 16,5 kW.

- 24.12 Alcuni operatori, pur condividendo in generale la previsione di destinare i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali al *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*, hanno però espresso una preferenza affinché alle imprese distributrici venga lasciata almeno una parte dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva ai fini del finanziamento (magari sulla base di una disposizione le obblighi) degli investimenti necessari al contenimento dell'energia reattiva circolante nella rete di distribuzione contribuendo così a migliorare l'efficienza della rete.
- 24.13 L'Autorità ritiene opportuno che sia i clienti finali, sia le imprese distributrici ricevano un segnale di prezzo che incentivi l'investimento in rifasatori (peraltro le imprese distributrici si vedranno riconosciuti in tariffa i nuovi investimenti). Pertanto, conferma la propria intenzione di rendere obbligatoria l'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva sia nei confronti dei clienti finali che nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione e tra reti di distribuzione e RTN.
- 24.14 I corrispettivi dovranno essere applicati ai punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, in relazione a differenze positive tra il valore 0,9 e il valore medio mensile del fattore di potenza del cliente finale. Potrà essere valutata l'opportunità di prevedere una parziale deroga transitoria nel caso in cui i misuratori esistenti non siano in grado di rilevare l'energia reattiva.
- 24.15 I corrispettivi saranno orientativamente fissati su valori vicini a quelli attualmente previsti dalla tabella 28 del TIT. Per i punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, l'Autorità sta valutando l'ipotesi di applicare corrispettivi di energia reattiva più bassi o nulli nel caso in cui l'energia reattiva sia prelevata nella fascia di basso carico.
- 24.16 I costi ed i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi ai prelievi di energia reattiva non rientreranno né nei meccanismi di perequazione, né nella determinazione del ricavo ammesso dal vincolo V1. I ricavi dai clienti finali e dalle imprese di distribuzione sottese, verranno interamente versati al *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*, mentre i ricavi di Terna, evidenziati con separata contabilità, concorreranno alla diminuzione degli oneri di dispacciamento.
- 24.17 Gli eventuali investimenti effettuati dalle imprese distributrici sulla rete di distribuzione per la riduzione dell'energia reattiva, per effetti dei criteri vigenti di riconoscimento dei costi di capitale, verranno tenuti in conto nella determinazione dei costi riconosciuti nell'ambito della revisione del CIR in occasione dell'aggiornamento annuale dei corrispettivi a copertura dei costi della distribuzione.

D12	Si concorda con il dimensionamento della tariffa “energia reattiva” proposto? Motivare la risposta.
D13	Si ritiene opportuno ridurre o azzerare il corrispettivo per prelievi di energia reattiva nella fascia oraria F3? Motivare la risposta

25 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le attività commerciali

Perimetro delle attività commerciali proprie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

- 25.1 In relazione ai criteri di determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali, nel primo documento per la consultazione sono state evidenziate le difficoltà connesse alla identificazione dei costi propri della commercializzazione del servizio di trasporto in questa fase di sviluppo del settore, in quanto tali attività fino al 30 giugno 2007 sono state svolte congiuntamente alle attività di natura commerciale connesse al servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 25.2 L'Autorità nel primo documento per la consultazione ha proposto uno schema di analisi funzionale delle attività commerciali proprie delle imprese di distribuzione nell'assetto in vigore fino al 30 giugno 2007 che è risultato sostanzialmente condiviso dai soggetti che hanno inviato osservazioni.
- 25.3 Un operatore ha evidenziato come l'elenco delle attività commerciali proposto dall'Autorità sembri escludere l'eventualità di un rapporto diretto tra distributore e cliente finale. In merito l'operatore rileva che vi sono alcune operazioni tecniche, amministrative e commerciali (per la realizzazione di nuove connessioni ovvero per la soluzione di problematiche tecniche su connessioni esistenti e forniture attive) che prefigurano la necessità di mantenere strutture dedicate anche al contatto con il cliente finale.
- 25.4 In merito è opportuno precisare che l'Autorità, nel documento per la consultazione recante *Schema di testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011* - Atto n. 46/07, ha confermato comunque l'orientamento, secondo il quale i clienti – almeno quelli alimentati in bassa tensione – dovrebbero rivolgere le richieste di prestazioni di qualità commerciale (che coinvolgono prestazioni anche del distributore) al venditore, il quale successivamente le dovrebbe inoltrare al distributore. Sarebbero escluse le richieste di intervento per guasti che vanno comunque rivolte al distributore. La questione è relativa non solo ai clienti del mercato libero ma anche a quelli in regime di maggior tutela, dal momento che l' esercente di maggior tutela è un soggetto separato rispetto al distributore (tranne nel caso di distributori con meno di 100.000 clienti)⁸.
- 25.5 In coerenza con tale impostazione, l'Autorità conferma quindi sostanzialmente la posizione espressa nel primo documento per la consultazione in relazione alla definizione del perimetro delle attività di commercializzazione proprie del servizio di distribuzione, ritenendo altresì opportuno procedere a una distinzione tra clienti alimentati in bassa tensione e clienti alimentati a tensioni superiori.
- 25.6 Per i clienti alimentati in bassa tensione tale perimetro dovrà comprendere:
- a) gestione contratti di trasporto;

⁸ In relazione alla definizione dei flussi informativi tra gli operatori della distribuzione e della vendita per il settore elettrico si veda il documento per la consultazione del 30 novembre 2007, Atto n. 48/07.

- b) gestione richieste di spostamenti impianti, connessioni e modifiche delle connessioni;
- c) servizi di informazione a venditori e produttori;
- d) gestione anagrafiche punti di prelievo;
- e) fatturazione del servizio di trasporto;
- f) predisposizione anagrafiche tariffarie;
- g) incassi crediti verso venditori;
- h) gestione adempimenti vari (adempimenti verso Cassa conguaglio per il settore elettrico, ecc).

25.7 Per i clienti alimentati a livelli di tensione superiore a 1 kV si ha invece ragione di ritenere che il perimetro delle attività di commercializzazione che dovranno essere svolte in futuro dall' esercente il servizio di distribuzione coincidono sostanzialmente con quelle già svolte in passato, non escludendo un rapporto diretto con il cliente finale.

Determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi commerciali propri del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

25.8 Nel primo documento per la consultazione è stata manifestata un'attesa di riduzione del livello del costo relativo alla commercializzazione del servizio di distribuzione rispetto a quello riconosciuto nel 2004-2007.

25.9 Rispetto a questa posizione dell'Autorità le imprese di distribuzione che hanno risposto alla consultazione in linea generale hanno mostrato di non condividere questa attesa dell'Autorità, sostenendo che i costi emergenti in relazione al nuovo assetto di mercato potrebbero più che compensare i risparmi conseguenti allo scorporo di alcune funzioni dal perimetro di riconoscimento dei costi.

25.10 Tra gli operatori diversi dalle imprese di distribuzione che hanno risposto alla consultazione emergono invece posizioni differenziate. Alcuni dichiarano di condividere le attese dell'Autorità, altri invece manifestano grosse perplessità.

25.11 In linea generale dalle osservazioni pervenute emerge l'esigenza di una attenta valutazione delle attività in capo a ciascun operatore (distributori e venditori) e dei relativi costi che dovranno essere sostenuti.

Costo riconosciuto per la copertura dei costi commerciali relativi ai clienti alimentati in bassa tensione

25.12 Per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali relative ai clienti alimentati in bassa tensione, come peraltro già annunciato nel primo documento per la consultazione, gli uffici dell'Autorità (Direzione Mercati e Direzione Tariffe) hanno avviato un'analisi mirata di tipo operativo-funzionale con l'obiettivo di ridefinire sia il corrispettivo PCV (prezzo commercializzazione vendita), a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela, sia la tariffa a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione (di seguito: PCT).

25.13 D'altra parte, dai primi riscontri, sta emergendo una forte difficoltà a ricavare informazioni, anche extracontabili, tali da poter ricostruire con sufficiente dettaglio e, soprattutto, con sufficiente affidabilità le diverse voci di costo afferenti i rispettivi perimetri di attività, in particolare a quello proposto al precedente comma 25.5.

25.14 Inoltre, risulta intuitivo che, in un contesto in profonda evoluzione segnato dal processo di separazione delle attività di vendita da quelle di distribuzione (almeno per le imprese di

maggiori dimensioni) e da un interscambio consistente di clienti tra il mercato di maggior tutela e il mercato libero, risulta problematico valutare, con approccio ingegneristico, i costi che si presenteranno nella situazione a regime, cioè quando gli spostamenti di clienti tra i diversi mercati potranno essere considerati stabili ovvero potranno essere previsti con analisi statistiche sufficientemente affidabili.

25.15 Conseguentemente, allo stato attuale delle elaborazioni, si evidenziano due importanti aree di incertezza:

- la prima legata all'entità dei maggiori costi che dovranno essere coperti in una situazione in cui le attuali economie di "scopo" non potranno essere più sfruttate;
- la seconda legata alla limitata correlazione tra i costi riscontrabili contabilmente nel 2006 e quelli che emergeranno a regime, peraltro con ulteriori incertezze in relazione alla fase di transizione verso la situazione a regime.

25.16 A fronte di tali incertezze, l'Autorità intende definire una soluzione che consenta, nei limiti del possibile, di coniugare le esigenze di promozione della concorrenza, con quelle di tutela dei consumatori, nel rispetto del vincolo di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti. Tale soluzione va intesa come transitoria, in attesa che si consolidi una situazione di stabilità negli assetti di mercato; si ritiene che tale situazione transitoria possa essere prefigurata per tutto il terzo periodo regolatorio.

25.17 Questa soluzione potrebbe essere impostata secondo il seguente approccio:

- a) definire la regolazione dei costi riconosciuti alle attività commerciali della distribuzione sostenute per la gestione dei clienti alimentati in bassa tensione in modo separato rispetto alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, definita secondo le previsioni dell'apposito documento per la consultazione del 30 novembre 2007, Atto n. 48/07, tenendo in considerazione le esigenze di coordinamento;
- b) prevedere, con successivi provvedimenti, un aggiornamento specifico dei costi riconosciuti alle attività commerciali della distribuzione derivanti da prescrizioni normative che inducessero costi non contemplati nei riscontri contabili del 2006 (tariffa sociale, implementazione *unbundling*, disponibilità dati di consumo dei clienti domestici), privilegiando un riconoscimento di tali costi "ex post", cioè sulla base di una documentata evidenza della loro entità, come già enunciato nel precedente documento per la consultazione;
- c) definire, sulla base delle migliori informazioni disponibili, quelli che potrebbero essere i costi riconoscibili a regime delle attività commerciali di distribuzione nel caso di separazione della società di vendita. Questa analisi partirà dai costi di commercializzazione riportati nei conti annuali separati dalle imprese di distribuzione con riferimento all'anno 2006, opportunamente corretti per tener conto della perdita di sinergie, anche considerando le evidenze dei dati di pre-consuntivo disponibili per l'anno 2007;
- d) definire il costo, ovvero la tariffa (equivalente alle attuali $COV/\sigma_1(cov)$ e $\rho_1(cot)/\sigma_1(cot)$) che sarebbe stata riconosciuta se le attività avessero continuato ad essere svolte congiuntamente sulla base dei riscontri contabili del 2006, opportunamente aggiornati in coerenza con le indicazioni riportate nella Parte II del presente documento;
- e) definire il costo riconosciuto per la commercializzazione dell'attività di distribuzione relativa ai clienti alimentati in bassa tensione. Sulla base delle prime valutazioni tale costo potrebbe collocarsi tra il 15% e il 20% del precedente costo di commercializzazione della distribuzione. Tale costo potrà essere assunto a base della tariffa PCT;

- f) prevedere meccanismi di aggiornamento dinamico (si veda il successivo paragrafo) del costo riconosciuto, da applicare sulla base dei riscontri contabili a consuntivo;
- g) istituire un fondo per la compensazione dei costi di commercializzazione, destinato a gestire gli eventuali squilibri tra i ricavi effettivi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari PCT, calcolati secondo i criteri sopra delineati.

D14	Si condivide l'ipotesi descritta che prevede un disallineamento tra costo riconosciuto all'esercente e costo addebitato al cliente per il servizio di commercializzazione?
D15	Si condivide l'ipotesi di fissare il livello teorico dei ricavi ammessi a copertura dei costi di commercializzazione per gli esercenti il servizio di maggior tutela e per gli esercenti il servizio di distribuzione, nel caso di società separate, facendo riferimento ai dati aggregati relativi all'anno 2006, adattati per tenere conto delle evoluzioni del settore che già hanno prodotto effetti nel corso del 2007?
D16	In relazione all'obiettivo di garantire l'equilibrio economico finanziario degli operatori, che entità si ritiene possa assumere la perdita di sinergia conseguenti alla separazione delle attività commerciali tra distribuzione e maggior tutela? Motivare e documentare la risposta.
D17	Si condivide l'ipotesi di costituire un fondo per la compensazione dei costi di commercializzazione destinato a gestire gli squilibri tra ricavi tariffari e ricavi ammessi per i singoli servizi?

Costo riconosciuto per la copertura dei costi commerciali relativi ai clienti alimentati a livelli di tensione superiore a 1 kV

- 25.18 Per quanto riguarda la determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali relative ai clienti alimentati a livelli di tensione superiore a 1 kV, considerato che il perimetro delle attività della distribuzione rimane in sostanza invariato, l'Autorità intende procedere in continuità di criteri con il passato.
- 25.19 A questo scopo il costo riconosciuto verrà determinato sulla base dei costi attribuiti dagli esercenti in sede di redazione dei conti annuali separati relativi all'anno 2006 all'attività di vendita dell'energia elettrica, come definita dalla deliberazione dell'Autorità n. 310/01. L'Autorità intende adottare metodologie del tutto analoghe a quelle previste per la determinazione del costo riconosciuto dell'attività di distribuzione, fatto salvo un diverso processo di determinazione del capitale circolante netto, calcolato in funzione dei saldi al 31 dicembre 2006 delle poste di bilancio relative a crediti e debiti di funzionamento.
- 25.20 La tariffa PCT da applicare alle tipologie di contratto in media e alta tensione sarà fissata applicando alle componenti tariffarie $\rho_1(\text{cot})$ e $\rho_3(\text{cot})$ una variazione percentuale pari a quella calcolata confrontando il costo pro-forma di cui al precedente paragrafo 25.17 lettera d), rispetto ai ricavi ammessi dell'anno 2007 a copertura dei costi di commercializzazione del trasporto e della vendita.

Meccanismi di aggiornamento dinamico a garanzia dell'equilibrio economico finanziario delle imprese

- 25.21 Nel corso del periodo di regolazione, con cadenza annuale, l'Autorità intende verificare e correggere dinamicamente eventuali squilibri tra costo riconosciuto e ricavo disponibile a copertura dei costi commerciali dell'attività di distribuzione.
- 25.22 In particolare, con cadenza annuale, verranno verificati:
- gli squilibri di ricavo dei distributori che non avranno costituito separata società di vendita. Per tali soggetti, il ricavo ammesso risulterà pari al ricavo che avrebbero

ottenuto applicando, in ciascun anno, l'equivalente delle tariffe di commercializzazione (cot+cov) previste nel secondo periodo di regolazione ed aggiornate in coerenza con quanto indicato al paragrafo 25.17, lettera d). Il maggior ricavo derivante dall'applicazione nel medesimo di PCT e PCV verrà destinato al fondo di compensazione;

- gli eventuali squilibri di ricavo dei distributori che avranno costituito apposita società di vendita. I valori saranno determinati come definito ai successivi punti;
- le esigenze di gettito di una specifica componente tariffaria, applicata alla distribuzione, e finalizzata a garantire l'equilibrio economico del citato fondo di compensazione.

25.23 Quanto ai possibili squilibri tra costo riconosciuto e ricavo disponibile, a condizioni di efficienza produttiva immutate, l'Autorità individua due principali rischi: uno, di segno positivo (ricavi riconosciuti maggiori dei costi effettivi) per effetto della modalità di fissazione del corrispettivo PCT, per le tipologie di contratto alimentate in bassa tensione, sulla base di valutazioni "ingegneristiche" eccessivamente prudenziali ed uno di segno opposto, per effetto di una possibile sottostima delle efficienze di scopo cessanti.

25.24 Nell'effettuare correzioni dinamiche rispetto all'andamento dei costi effettivi, tuttavia, l'Autorità intende evitare il venir meno di adeguati incentivi per le imprese al recupero di efficienza.

25.25 Sulla base di tale impostazione l'Autorità procederà a verificare, su base annuale, la coerenza, con riferimento alle imprese che abbiano separato dalla distribuzione l'attività di vendita per i clienti in maggior tutela, tra costo commerciale della distribuzione riconosciuto (derivante dall'applicazione della tariffa PCT) e costo effettivo, rilevato contabilmente. Eventuali avanzi di gettito (ricavi maggiori ai costi), superiori ad una franchigia, orientativamente fissata pari al 5%, saranno destinati al fondo di cui al precedente comma 25.22. Specularmente, in presenza di costi effettivi superiori a quelli riconosciuti, oltre una franchigia del 5%, verrà attivata una compensazione a favore degli operatori attingendo al medesimo fondo.

25.26 Parallelamente, l'Autorità intende procedere al riassorbimento degli eventuali squilibri che si evidenziassero, a livello nazionale. L'analisi, che sarà limitata all'insieme delle imprese di distribuzione che abbiano costituito apposita società di vendita per i clienti a maggior tutela, confronterà il gettito garantito dalla tariffa PCT ed i costi effettivi delle attività commerciali del servizio di distribuzione. Il medesimo confronto verrà effettuato nell'ambito della definizione della remunerazione degli esercenti la maggior tutela, come specificato nel documento per la consultazione del 30 novembre 2007, Atto n. 48/07.

25.27 Su base annuale, in relazione alla sola attività di distribuzione, a valere sull'anno n , verrà anche individuato un fattore di correzione della componente PCT per tener conto delle esigenze di variazione di gettito a livello medio nazionale:

$$k = [(CDE_{n-1} - VCD_{n-1}) / CDE_{n-1}] * (Q_{n-1} / Q_n)$$

Essendo, in ciascun anno $n-1$:

- CDE il costo commerciale della distribuzione, rilevato contabilmente a consuntivo;
- VCD il ricavo ammesso nel medesimo anno tramite l'applicazione della componente PCT;
- Q sono le grandezze di scala rilevate per l'anno $n-1$ e attese per l'anno n .

Aggiornamento annuale della tariffa PCT

- 25.28 La tariffa PCT fissata per l'anno 2008 ed eventualmente riproporzionata tramite il correttore k di cui sopra, verrà inoltre aggiornata annualmente, coerentemente con quanto previsto in generale per il servizio di distribuzione, ma prevedendo l'applicazione di un X -factor ridotto, pari all'1,5-1,8% (in linea con il tasso d'inflazione atteso per i prossimi anni). E' inoltre prevista l'applicazione di ulteriori correzioni in corso di periodo (Y) in relazione ad eventuali incrementi di costo documentabili e relativi a specifiche prescrizioni normative secondo quanto previsto al precedente paragrafo 25.17, lettera b).
- 25.29 L'Autorità ritiene che l'adozione di un X -factor sia coerente con la presenza di un riconoscimento parziale dei maggiori costi e di estrazione parziale di eventuali extra ricavi, come previsto al paragrafo 25.24, nonché in presenza di rilevanti incertezze di assetto complessivo. L'Autorità sta valutando anche la possibilità di prevedere l'attivazione di un meccanismo di *profit-sharing* in corso di periodo regolatorio qualora in relazione alle attività commerciali si evidenziassero, a livello medio nazionale, rilevanti e persistenti margini di extra-profitto.

D17 Si condivide l'impostazione dell'Autorità nella definizione dei criteri di aggiornamento dei parametri dei vincoli ai ricavi ammessi a copertura dei costi delle attività proprie del servizio di commercializzazione? In caso contrario indicare le motivazioni e suggerire eventuali correttivi.
--

Modalità di calcolo del costo riconosciuto di commercializzazione della distribuzione

- 25.30 Ai fini del calcolo del costo riconosciuto per le attività commerciali, risultano applicabili, sia ai fini della fissazione del riferimento dell'anno 2008, sia per gli aggiornamenti successivi, i criteri delineati nella Parte II del presente documento. Si precisa che i medesimi criteri, in primo luogo in relazione alla riconoscibilità dei costi operativi effettivi, verranno applicati anche in relazione alle verifiche annuali di equilibrio tra ricavo ammesso e costo effettivo.
- 25.31 In relazione al livello del tasso di remunerazione del CIR per le attività commerciali della distribuzione, in coerenza con quanto previsto nel secondo periodo di regolazione, questo è fissato in linea con la remunerazione del CIR in infrastrutture di rete della distribuzione dell'energia elettrica.

PARTE V

Contributi di allacciamento e diritti fissi

26 Premessa

- 26.1 Nel primo documento per la consultazione sono state proposte alcune alternative per la revisione della disciplina dei corrispettivi per la connessione dei clienti finali alle reti elettriche in relazione a punti di prelievo (di seguito anche: utenze passive), orientate, in linea generale, al perseguimento dei seguenti obiettivi:
- a) migliorare la trasparenza delle condizioni applicate dagli esercenti per la connessione dei clienti finali alle reti di trasmissione e di distribuzione;
 - b) disporre un quadro normativo che favorisca la rimozione di eventuali barriere allo sviluppo dei mercati al dettaglio della vendita dell'energia elettrica;
 - c) promuovere, laddove possibile, lo sviluppo della concorrenza anche nell'ambito delle attività attualmente regolate;
 - d) fornire adeguati segnali di prezzo ai clienti finali che intendono connettersi alla rete, anche al fine di limitare per quanto possibile improprie socializzazioni di oneri imputabili ai comportamenti del singolo cliente;
 - e) mantenere un quadro di regolazione il più possibile stabile e certo.
- 26.2 Nell'ambito dell'analisi della normativa vigente sono stati portati all'attenzione alcuni aspetti critici, in relazione ai quali valutare una possibile riforma della normativa. In particolare:
- a) esigenze di ribilanciamento dei pesi delle quote distanza e delle quote potenza dei contributi di allacciamento, in modo da meglio riflettere i costi;
 - b) possibile revisione delle modalità di determinazione e di applicazione dei contributi a preventivo, al fine di aumentare la trasparenza e favorire le condizioni per lo sviluppo della concorrenza nelle connessioni;
 - c) possibile semplificazione delle norme per le connessioni attualmente disciplinate dal Titolo V del provvedimento Cip n. 42/86 e successive modifiche e integrazioni, con l'obiettivo prioritario di limitare il più possibile lo spazio discrezionale in capo alle imprese esercenti;
 - d) prevedere l'introduzione di una componente in somma fissa che il cliente deve versare al momento della richiesta di connessione o spostamento di impianti, destinata alla copertura dei costi che in ogni caso vengono sostenuti indipendentemente dalla realizzazione dell'intervento ipotizzato;
 - e) possibilità di estendere il novero delle prestazioni regolate, al fine di ridurre il grado di socializzazione dei relativi costi;
 - f) possibilità di revisione delle differenziazioni in base alla destinazione d'uso dei contributi richiesti nel caso di connessioni temporanee, nella prospettiva di maggior coerenza tra contributo richiesto e costo sottostante;
 - g) necessità di revisione della disciplina dei diritti fissi, al fine di renderla più orientata ai costi, con possibili deroghe in relazione ai cambi di fornitori, in una logica di promozione della concorrenza.
- 26.3 Nell'ambito della valutazione degli scenari in cui si inquadra lo sviluppo del servizio di connessione, nel primo documento per la consultazione è stato infine esaminato sommariamente il tema dello sviluppo della concorrenza nei lavori di connessione.
- 26.4 Dalla consultazione è emerso un sostanziale consenso sugli obiettivi esposti dall'Autorità. Circa le ipotesi di regolazione prospettate si è rilevato un generale orientamento verso le

ipotesi C.2 (redazione di un Testo unico senza revisione della disciplina) e C.3 (redazione di un Testo unico con revisione della disciplina), anche se non sono mancate preferenze per l'ipotesi che prevedeva l'avvio di sperimentazioni per la liberalizzazione delle connessioni (C.4).

- 26.5 L'Autorità ritiene opportuno dare corso alla redazione di un Testo unico con parziale revisione della disciplina. In merito, dati i tempi ristretti che separano il presente documento con la data di inizio del nuovo periodo di regolazione, l'Autorità ritiene necessario prevedere che il processo che porterà alla redazione del Testo unico riformato si completi nel corso del periodo di regolazione.
- 26.6 In vista della scadenza dell'1 gennaio 2008, l'Autorità ritiene possibile arrivare a predisporre un provvedimento di semplice riordino della vigente normativa CIP relativa alle utenze passive. A questo scopo l'Autorità ha predisposto una prima bozza del *Testo integrato delle connessioni per utenze passive* (riportato nell'Allegato A alla presente consultazione) destinato a confluire nel TIT per il terzo periodo regolatorio.
- 26.7 Tale bozza, nella logica di prevedere, in questa fase, un semplice riordino della normativa vigente, prevede poche e limitate novità di seguito indicate:
- a) l'estensione dell'ambito delle prestazioni regolate;
 - b) l'introduzione di una disciplina specifica per le connessioni tra reti;
 - c) la previsione di contributi in quota fissa a copertura dei costi amministrativo-commerciali relativi all'erogazione del servizio di connessione prestato dai gestori di rete;
 - d) unificazione di alcuni trattamenti di cui al Titolo V del provvedimento Cip n. 42/86.
- 26.8 Interventi di riforma più strutturati e il completamento del processo di redazione di un Testo unico delle connessioni, saranno condotti in corso di terzo periodo regolatorio, prevedendo, ove necessario, paralleli adeguamenti della tariffa per l'uso delle reti, a garanzia del mantenimento dell'equilibrio di ricavo complessivo per gli esercenti.

PARTE VI

Regolazione del servizio di misura

27 Premessa

- 27.1 Nel primo documento per la consultazione, in relazione alla regolazione tariffaria del servizio di misura, l'Autorità ha proposto alcuni interventi specifici circa la determinazione del costo riconosciuto per l'erogazione del servizio di misura, nonché una revisione dei criteri di tariffazione e delle modalità di attribuzione dei costi agli utenti del servizio.
- 27.2 Con riferimento alla determinazione del costo riconosciuto, nella prima consultazione si proponeva di:
- a) rivedere la vita utile rilevante ai fini regolatori, quanto meno per gli strumenti di misura in bassa tensione elettronici;
 - b) rivedere il livello della rischiosità associata al servizio di misura (parametro β), fissando il parametro β ad un livello intermedio tra quello riconosciuto per la distribuzione e 1.
- 27.3 Per quanto riguarda i criteri di attribuzione alle tipologie contrattuali dei costi del servizio di misura si è proposta:
- a) l'allocazione diretta dei costi di capitale specifici dei gruppi di misura per classe di punti di prelievo;
 - b) l'allocazione dei costi relativi ai sistemi di rilevazione a distanza delle misure alle sole tipologie che in effetti utilizzano tali sistemi. In altri termini il costo relativo ai sistemi di telegestione viene addebitato ai soli clienti interessati da tali progetti;
 - c) l'allocazione dei costi di validazione e registrazione alle sole tipologie cui tali costi sono riferiti; in analogia a quanto previsto per i costi dei sistemi di rilevazione a distanza dei dati, eventuali costi relativi a validazione e registrazione che possano essere direttamente allocati a singole o pluralità di tipologie in modo specifico, vengono ripartiti, ai fini del calcolo dei parametri tariffari, solo tra le tipologie interessate;
 - d) l'allocazione dei costi con l'applicazione dei criteri in uso nel precedente periodo di regolazione, che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza, limitatamente ai costi che non sono stati oggetto di allocazione diretta;
 - e) l'esclusione dall'addebito dei costi relativi ai gruppi di misura e dei costi relativi ai sistemi di rilevazione a distanza delle classi di prelievo senza misura dei consumi.
- 27.4 Dal punto di vista della tariffazione del servizio, l'Autorità ha inoltre sottoposto a consultazione in prospettiva AIR, diverse opzioni di revisione dell'articolazione dei corrispettivi, con l'obiettivo di migliorare l'allineamento tra costo del servizio e tariffa applicata, senza eccessive complicazioni amministrative e nella prospettiva di consentire, eventualmente, lo sviluppo della concorrenza nel segmento relativo alla registrazione e validazione dei dati.

28 Aspetti specifici del servizio di misura per la determinazione del costo riconosciuto

Vita utile dei misuratori

28.1 Coerentemente con quanto proposto in occasione della prima consultazione, l'Autorità in sede di determinazione e aggiornamento della quota di ammortamento riconosciuta in tariffa e di revisione del valore del capitale investito in corso di periodo, per i misuratori elettronici in bassa tensione, adotterà un riferimento standard di 15 anni.

Rischiosità del servizio di misura

28.2 In relazione alla fissazione del parametro β per il servizio di misura, come desumibile anche dalla tabella di sintesi per parametri rilevanti per il calcolo del WACC presente nella Parte II del documento, l'Autorità conferma le proprie valutazioni circa l'opportunità di rivedere al ribasso detto valore.

28.3 Gli operatori responsabili del servizio hanno evidenziato una certa contrarietà all'impostazione proposta dall'Autorità, ritenendo che la rischioosità elevata della misura sia legata alla più rapida evoluzione tecnologica che caratterizza tale fase della filiera. L'osservazione pare solo in parte condivisibile in quanto l'evoluzione tecnologica può portare alla sostituzione del materiale installato:

- a) se questo trova una propria giustificazione economica autonoma, ivi compresa la valutazione degli effetti della dismissione anticipata del materiale non ancora ammortizzato; in tal caso non si evidenzia una reale rischioosità aggiuntiva;
- b) per previsione normativa, nel qual caso la rischioosità aggiuntiva può essere smorzata dalla presenza di meccanismi "risarcitori" quali quelli descritti nel prosieguo del documento (paragrafo 28.5 e seguenti).

28.4 Pertanto si ritiene che prevalgano le ragioni per una revisione al ribasso del parametro β , rispetto al livello utilizzato nel secondo periodo di regolazione poiché:

- a) come riconosciuto in generale dagli stessi operatori, l'assetto del servizio di misura, almeno con riferimento alle responsabilità di installazione e manutenzione, scontano oggi un minor livello di incertezza;
- b) l'Autorità, prevedendo una riduzione della vita utile standard dei misuratori garantisce, di fatto, un ritorno più rapido sull'investimento effettuato, maggiormente coerente anche con la presenza di dinamiche tecnologiche più rapide rispetto alle altre fasi del servizio (si veda in merito il precedente paragrafo 28.1);
- c) il possibile accoglimento della proposta avanzata dagli operatori di riconoscere, almeno in parte, le quote di ammortamento residue dei misuratori in bassa tensione elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici prima del completamento della relativa vita utili standard, abbatte ulteriormente i rischi dell'operatore.

Trattamento dei misuratori in bassa tensione dismessi prima del completamento della vita utile per la loro sostituzione con misuratori elettronici: riconoscimento dell'ammortamento

28.5 Alcuni operatori hanno evidenziato, a supporto della tesi della maggiore rischioosità insita negli investimenti in strumenti di misura, l'emergere di un onere connesso alla dismissione anticipata di apparecchiature di misura tradizionali (ovvero non conformi alle prescrizioni della deliberazione n. 292/06) non ancora completamente ammortizzate per poter procedere all'installazione, nei tempi stabiliti dalle delibere dell'Autorità, di nuovi misuratori elettronici conformi alle disposizioni della deliberazione n. 292/06.

- 28.6 L'Autorità, ritiene tale rilievo pertinente e, anche tramite i meccanismi tariffari e perequativi, intende garantire il riconoscimento alle imprese in linea con i piani di installazione a attivazione dei misuratori elettronici, orientativamente non oltre i prossimi due periodi regolatori (ossia non oltre il 2015), di una quota aggiuntiva di ammortamento a copertura delle quote di ammortamento di misuratori tradizionali in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile per procedere alla loro sostituzione con misuratori elettronici.
- 28.7 Ai fini della determinazione di tale quota di ammortamento aggiuntivo riconosciuto, l'Autorità intende fare riferimento alle informazioni disponibili circa il valore lordo rivalutato (in coerenza con le metodologie previste per il calcolo del capitale investito riconosciuto) delle dismissioni di misuratori tradizionali in bassa tensione avvenute l'1 gennaio 2002 ed il 31 dicembre 2006 per la loro sostituzione con misuratori elettronici e ad una vita utile standard di tali cespiti pari a 20 anni.
- 28.8 In prospettiva, l'Autorità non riconoscerà, in ogni caso, quote aggiuntive di ammortamento relativamente a misuratori in bassa tensione tradizionali dismessi che risultassero essere stati installati successivamente al 31 dicembre 2006.

M1	Si condivide la proposta di riconoscere una quota aggiuntiva di ammortamento a copertura delle quote di ammortamento di misuratori tradizionali in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile per procedere alla loro sostituzione con misuratori elettronici? Motivare la risposta.
----	---

29 Criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione

- 29.1 Tenuto conto degli esiti della prima fase di consultazione e delle informazioni tecniche ed economico-patrimoniali rese disponibili dalle imprese esercenti il servizio, l'Autorità è orientata a dar seguito alle proprie proposte iniziali secondo quanto di seguito precisato:
- prevedere l'allocazione diretta dei costi di capitale e ammortamento, ivi inclusi i costi di capitale connessi con i sistemi di telegestione, in maniera differenziata almeno per livello di tensione;
 - prevedere l'allocazione dei costi con criteri in uso nel secondo periodo di regolazione, che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza, limitatamente ai costi che non saranno oggetto di allocazione diretta;
 - dare separata evidenza ai costi riconosciuti a copertura di:
 - installazione e manutenzione,
 - rilevazione del dato di misura;
 - validazione/registrazione dei dati.In merito a tale aspetto, l'Autorità utilizzerà le informazioni tecniche ed economico-patrimoniali fornite dalle imprese, procedendo a proprie valutazioni ove le informazioni siano state fornite con un livello di disaggregazione differente rispetto a quello richiesto.
- 29.2 Rispetto all'articolazione dei corrispettivi tariffari, sottoposta ad analisi AIR, la consultazione ha evidenziato una diffusa preoccupazione circa le maggiori complessità amministrative associate all'individuazione di sub-tipologie di contratto, pur in genere riconoscendo a tale impostazione una migliore capacità di riflettere il costo sottostante.
- 29.3 L'Autorità ritiene di dover attribuire un peso adeguato, nelle proprie decisioni finali, al tema della semplicità amministrativa della nuova articolazione tariffaria.

- 29.4 Sulla base di tali considerazioni l’Autorità ritiene opportuno orientarsi verso il mantenimento della vigente differenziazione della tariffa di misura per tipologia contrattuale, senza introdurre alcuna sottotipologia.
- 29.5 In relazione ai punti di misura di impianti di produzione e nei punti di interconnessione, questi saranno a tutti gli effetti assimilati, in termini di riconoscimento tariffario, a punti di misura con identico livello di tensione ma riferiti alla tipologia “altri usi”.
- 29.6 Come sopra indicato, la tariffa sarà fornita con separata evidenza del costo riconosciuto per:
- installazione e manutenzione,
 - rilevazione del dato di misura;
 - validazione/registrazione dei dati.

M2 Si condivide con la previsione di strutturare le componenti tariffarie a copertura dei costi relativi al servizio di misura prevedendo la separata evidenza per il costo riconosciuto per installazione e manutenzione, rilevazione del dato di misura, validazione/registrazione dei dati?

30 Meccanismi di perequazione e penalità per mancato rispetto dei piani di installazione

- 30.1 Come anticipato nel primo documento per la consultazione, al fine di garantire la ripartizione dei ricavi a copertura dei costi di capitale coerentemente con gli investimenti effettivamente realizzati, l’Autorità propone l’attivazione di un meccanismo di perequazione sviluppato a partire da quanto già previsto con deliberazione n. 275/06 per l’anno 2007 e il relativo documento per la consultazione 18 settembre 2007, Atto n. 38/07.
- 30.2 A tale meccanismo deve affiancarsi anche l’attuazione delle penalità, previste con deliberazione n. 292/06 (comma 11.2), in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi di installazione.

Perequazione dei ricavi di misura in bassa tensione

- 30.3 In merito l’Autorità è orientata a prevedere che, con riferimento al servizio di misura in bassa tensione:

- a) venga esplicitata la quota della tariffa di misura a copertura della remunerazione del capitale investito, $MIS(cir_{BT})$, e che tale quota sia composta di due parti:

$$MIS(cir_{BT}) = MIS(cir_{BT-base}) + MIS(cir_{BT-me})$$

dove:

- $MIS(cir_{BT-base})$ è la componente a remunerazione del capitale investito riconosciuta per misuratori tradizionali;
- $MIS(cir_{BT-me})$ è la componente a copertura della maggior remunerazione degli investimenti in nuovi misuratori elettronici.

- b) venga esplicitata la quota della tariffa di misura a copertura degli ammortamenti $MIS(amm_{BT})$ e che tale quota sia anch’essa scomposta in due parti:

$$MIS(amm_{BT}) = MIS(amm_{BT-base}) + MIS(amm_{BT-me})$$

dove:

- $MIS(amm_{BT-base})$ è la componente a copertura dell'ammortamento dei misuratori tradizionali, calcolato come se fosse riconosciuto anche in relazione al capitale dimesso secondo quanto indicato al paragrafo 28.5 e successivi;
- $MIS(amm_{BT-me})$ è la componente a copertura del maggior ammortamento da riconoscere in relazione ai misuratori elettronici.

30.4 In sede di perequazione del ricavo a copertura del servizio di misura, per ciascuna impresa di distribuzione, in ciascun anno n con riferimento ai ricavi dell'anno $n-1$, verrà calcolato un ammontare di perequazione (PM) pari a:

$$PM = [MIS(ciramm_{bt}) * N_{BT}] - [MIS(ciramm_{bt-base}) * N_{BT-base} + MIS(ciramm_{bt-me}) * N_{BT-me}]$$

dove:

- $MIS(ciramm_{BT}) = MIS(cir_{BT}) + MIS(amm_{BT})$
- $MIS(ciramm_{BT-base}) = MIS(cir_{BT-base}) + MIS(amm_{BT-base})$
- $MIS(ciramm_{BT-me}) = MIS(cir_{BT-me}) + MIS(amm_{BT-me})$
- $N_{BT} = N_{BT-base} + N_{BT-me}$

E con:

- $N_{BT-base}$ pari al numero di utenze in bassa tensione, con misuratore tradizionale, attive al 31 dicembre dell'anno $n-1$;
- N_{BT-me} pari al numero di utenze in bassa tensione, con misuratore elettronico, attive al 31 dicembre sempre dell'anno $n-1$.

30.5 La quota di remunerazione di capitale oggetto del meccanismo di perequazione di cui sopra fa riferimento al capitale investito in misuratori. L'Autorità, anche in relazione alle osservazioni pervenute circa la consultazione Atto n. 38/07, sta valutando se prevedere un'ulteriore perequazione, relativa ai ricavi a copertura della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti in sistemi di telegestione, prevedendo un meccanismo simile a quello sopra delineato in relazione ai misuratori installati, ma eventualmente riferito al numero di concentratori e installati.

30.6 Occorre infine precisare che i meccanismi perequativi sopra delineati, trattandosi di meccanismi di perequazione del ricavo effettivo, non potranno dar luogo ad avanzi o disavanzi di sistema. A livello nazionale, pertanto, gli ammontari di perequazione, se necessario, saranno adeguatamente ribasati per garantire l'equilibrio generale del meccanismo.

M3	Si concorda con la formulazione proposta ai fini della perequazione del ricavo a copertura del della remunerazione del capitale investito in misuratori elettronici? Se no, motivare e proporre alternative.
M4	Come si valuta l'ipotesi di introdurre un meccanismo di perequazione relativo ai relativo al capitale investito e agli ammortamenti in sistemi di telegestione?

Penalità per mancato rispetto degli obblighi di installazione

30.7 La penalizzazione delle imprese che non rispetteranno nel 2008 e negli anni successivi gli obiettivi di installazione obbligatori previsti dalla deliberazione n. 292/06, verrà attivata tramite la creazione di una componente aggiuntiva dell'ammontare di perequazione della misura pari a:

$$RPM = MNI * MIS(cir_{BT-base})$$

con

$$MNI = N_{BT-NI} \text{ se } N_{BT-NI} > 0$$

ovvero

$$MNI = 0 \text{ se } N_{BT-NI} \leq 0$$

essendo N_{BT-NI} pari alla differenza tra i punti di prelievo che ai sensi della deliberazione n. 292/06 al 31 dicembre dell'anno $n-1$ (essendo tale anno, in sede di prima applicazione, l'anno 2008) dovevano essere dotati di misuratori elettronici e quelli che alla medesima data erano effettivamente dotati di misuratore elettronico conforme alle prescrizioni.

M5 Si concorda con i criteri proposti ai fini della penalizzazione delle imprese che non rispetteranno gli obiettivi di installazione obbligatori previsti dalla deliberazione n. 292/06? Se no, motivare e proporre alternative.

31 Aggiornamento annuale dei corrispettivi

31.1 In relazione alla fissazione dell'*X-factor* per il servizio di misura, nel primo documento per la consultazione l'Autorità aveva espresso l'intenzione di tener conto delle potenzialità offerte dai sistemi di telegestione in termini di riduzione dei costi operativi.

31.2 In sede di consultazione le osservazioni pervenute hanno evidenziato che:

- a) gli indici di mortalità e difettosità dei misuratori elettronici, non ancora noti, potrebbero inficiare ogni previsione di risparmio di gestione;
- b) la necessità di contemporanea gestione di due sistemi di misura (tradizionale e elettronico) obbliga le imprese a ridondanze tecniche/organizzative e relative diseconomie gestionali, presenti fino al termine del processo di installazione dei nuovi misuratori;
- c) la gran parte della riduzione dei costi operativi è stata già raggiunta negli anni scorsi.

31.3 Grazie all'installazione dei misuratori tele-gestiti, gli operatori, oltre ad una serie di vantaggi qualitativi e nel tempismo riferiti alla gestione dei dati, elencano alcuni risparmi operativi conseguibili:

- a) minori oneri per appalti legati alla terziarizzazione delle letture ordinarie (contatore elettromeccanico);
- b) riduzione di personale impegnato nella gestione utenza (distacchi, riallacci, volture, subentri);
- c) parziale riduzione del personale impegnato nelle verifiche tecniche;
- d) parziale riduzione del personale impegnato nelle attività di *back office* (*contact center* e fatturazione);
- e) riduzione dei costi associati alla necessità di associare le interruzioni BT ai clienti effettivamente disalimentati.

31.4 Alla luce di quanto sopra evidenziato, l'Autorità, come anticipato nella Parte II, ha comunque ritenuto opportuno prevedere la fissazione di un *X-factor* per il terzo periodo di regolazione dimensionato in maniera tale da garantire (senza tener conto dell'evoluzione prevedibile delle variabili di scala) il completo trasferimento in un periodo di quattro/sei anni delle maggiori efficienze lasciate alle imprese per effetto dell'applicazione del principio di ripartizione delle maggiori efficienze già realizzate.

ALLEGATO A – CONTRIBUTI PER IL SERVIZIO DI CONNESSIONE

PARTE I DEFINIZIONI E AMBITO DI APPLICAZIONE

Articolo 1

Definizioni

1.1 (...)

Articolo 2

Ambito di applicazione

- 2.1. Il presente provvedimento fissa modalità procedurali integrative a quanto disposto con deliberazione n. 281/05 e le condizioni tecnico-economiche per:
- a) l'erogazione ai clienti finali (utenze passive) del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - b) l'erogazione alle imprese distributrici del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi;
 - c) l'erogazione di prestazioni specifiche quali spostamenti di impianti di rete richiesti da clienti finali o altri soggetti, anche non utenti della rete, verifiche di tensione, verifiche sul corretto funzionamento dei gruppi di misura, richieste di attivazione e disattivazione, subenti, vulture e cambi di fornitore.
- 2.2. I soggetti tenuti ad applicare le disposizioni del presente provvedimento sono:
- a) TERNA e i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
 - b) le imprese distributrici;
 - c) i soggetti richiedenti l'erogazione del servizio connessione o l'erogazione delle altre prestazioni specifiche disciplinate nel presente provvedimento.
- 2.3. I soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui alla Parte II del presente provvedimento sotto il coordinamento dell'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributtrice competente nell'ambito territoriale.
- 2.4. Sono fatte salve le disposizioni in materia di qualità commerciale del servizio.

PARTE II

SERVIZIO DI CONNESSIONE

TITOLO I

Disposizioni generali

Articolo 3

Presentazione di richieste di erogazione del servizio di connessione

- 3.1 Le richieste di connessione o modifica di connessione esistente riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti, per potenze di connessione inferiore a 10 MVA, sono presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.
- 3.2 Le richieste di connessione o modifica di connessione esistente riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti, per potenze di connessione uguale o superiore a 10 MVA sono presentate a TERNA.
- 3.3 Le richieste riguardanti la realizzazione o la modifica di punti di interconnessione con potenza inferiore a 10 MVA sono presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.
- 3.4 Le richieste riguardanti la realizzazione o la modifica di punti di interconnessione con potenza uguale o superiore a 10 MVA sono presentate a Terna.
- 3.5 Il soggetto richiedente un servizio di connessione valutato a preventivo è tenuto al pagamento di un anticipo dei contributi, come fissato nella Tabella X, a garanzia delle attività di progettazione e sopralluogo, da scontare a buon esito della richiesta.

Articolo 4

Contenuto della richiesta

- 4.1. Nella richiesta sono precisati:
 - a) il fabbisogno di potenza;
 - b) la tensione di alimentazione;
 - c) l'ubicazione del punto di prelievo o di interconnessione.
- 4.2. Nel caso di richieste riguardanti una pluralità di punti di prelievo, il richiedente è tenuto a fornire:
 - a) documentazione progettuale dell'insediamento;
 - b) numero dei punti di prelievo da connettere;
 - c) la tensione di alimentazione;
 - d) il fabbisogno complessivo di potenza.

Articolo 5

Unicità del punto di prelievo e tensione di alimentazione

- 5.1 Gli impianti elettrici dei clienti finali (utenze passive) sono connessi alle reti con obbligo di connessioni di terzi in un unico punto, fatto salvo quanto disposto al successivo comma e nel caso di punti di emergenza.
- 5.2 In deroga a quanto previsto dal precedente comma, per le utenze domestiche in bassa tensione, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, può essere richiesta l'installazione, di un secondo punto di prelievo destinato esclusivamente all'alimentazione di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, anche di tipo reversibile.
- 5.3 Le connessioni permanenti per potenza disponibili sino a 100 kW si effettuano con consegna in bassa tensione, salvo esplicita e motivata diversa richiesta del cliente finale.

Articolo 6

Contenuto dell'offerta per l'erogazione del servizio di connessione

- 6.1 Il gestore di rete rende disponibile al richiedente un'offerta per l'erogazione del servizio di connessione contenente almeno:
 - a) la soluzione tecnica della connessione, che tiene conto della topologia e della situazione degli impianti esistenti nell'area di riferimento nonché della potenza richiesta dal cliente finale;
 - b) la tensione di alimentazione;
 - c) la potenza disponibile;
 - d) l'ubicazione dei punti di prelievo e di misura
 - e) ammontare del contributo richiesto, calcolato ai sensi di quanto disposto nel presente provvedimento;
 - f) il termine di validità dell'offerta, non inferiore a tre mesi per le alimentazioni in bassa tensione e sei mesi negli altri casi;
 - g) la denominazione o il numero della cabina di riferimento.
- 6.2 Nel caso di preventivi di ammontare non predeterminabile per connessioni in bassa tensione l'offerta contiene anche gli elementi previsti dal comma 62.3 del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011*¹.

¹ L'Autorità, con l'Atto n. 46/07, ha sottoposto a consultazione uno *Schema di Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011*. I riferimenti riportati nel presente allegato sono da intendersi relativi a tale schema di Testo integrato.

Articolo 7

Tipologia di connessione

- 7.1 Il servizio di connessione è riferibile alle seguenti tipologie:
- a) connessioni permanenti ordinarie
 - b) connessioni permanenti particolari;
 - c) connessioni temporanee.
- 7.2 Sono considerate connessioni permanenti particolari gli allacciamenti relativi a:
- a) installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
 - b) insegne luminose e pubblicitarie;
 - c) impianti di illuminazione di monumenti e simili;
 - d) impianti di risalita e simili;
 - e) installazioni mobili e precarie (*roulottes* e simili);
 - f) singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2.000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
 - g) costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.
- 7.3 Sono considerate temporanee le connessioni la cui durata prevista è inferiore a due anni. In caso di motivata richiesta la durata può essere prorogata fino a due volte, per un massimo di sei anni.
- 7.4 Sono considerate connessioni permanenti ordinarie gli allacciamenti diversi da quelli elencati al punto 7.2 e 7.3.

Articolo 8

Diritti e obblighi delle parti

- 8.1 Il richiedente è tenuto al pagamento del contributo stabilito dal gestore di rete sulla base delle disposizioni del presente provvedimento. Con il pagamento del contributo il richiedente acquisisce il diritto all'accesso alla rete nei limiti della potenza disponibile. Non è consentito alcun prelievo di potenza oltre il limite della potenza disponibile. Qualora il cliente finale abbia bisogno di effettuare in maniera sistematica prelievi di potenza in eccedenza al valore della potenza disponibile deve presentare una richiesta al gestore di rete per l'adeguamento della potenza disponibile.
- 8.2 Il gestore di rete, in caso di sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello della potenza disponibile, può procedere d'ufficio all'addebito dei contributi per l'adeguamento della medesima potenza disponibile. Di norma si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile effettuato in almeno due distinti mesi nell'anno solare.

- 8.3 Il gestore di rete è tenuto ad eseguire gli impianti di rete per la connessione, inclusa la posa dei gruppi di misura e di eventuali trasformatori di misura e limitatori.
- 8.4 Gli oneri relativi alla realizzazione di opere murarie o manufatti comunque necessari per l'alloggiamento delle apparecchiature di consegna e di misura sono a carico del richiedente.
- 8.5 Il richiedente, fatti salvi i casi di edifici con non più di quattro unità immobiliari, deve altresì impegnarsi a rendere disponibili, su specifica richiesta scritta motivata del gestore di rete, locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione delle eventuali cabine di trasformazione. In tal caso il gestore della rete è tenuto a corrispondere al proprietario un compenso commisurato al valore di mercato dei locali o dei terreni. Il gestore di rete riporta nell'offerta l'ammontare del compenso.
- 8.6 Il gestore di rete ha facoltà di installare limitatori della potenza prelevata per qualsiasi livello della potenza disponibile in ragione di esigenze di sicurezza.
- 8.7 Per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. La potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del dieci per cento.
- 8.8 Per potenze richieste superiori a 30 kW il gestore di rete rende disponibile una potenza pari a quella richiesta.

Articolo 9

Localizzazione del punto di misura

- 9.1 Il misuratore deve essere installato nelle immediate vicinanze del punto di prelievo, in posizione accessibile per il gestore della rete anche in assenza dell'utente.
- 9.2 Nel caso di edifici con più unità immobiliare i misuratori sono centralizzati in apposito vano.
- 9.3 Nel caso di proprietà recintate i misuratori vengono localizzati al limite della proprietà in idoneo manufatto, con diretto accesso da strada aperta al pubblico.
- 9.4 Nel caso l'installazione del misuratore richieda opere che ricadono nell'ambito delle proprietà condominiali, i permessi e le autorizzazioni devono essere messi a disposizione da parte del richiedente.

Articolo 10

Determinazione della distanza convenzionale

- 10.1 La distanza convenzionale rilevante ai fini del calcolo del contributo di connessione è rilevata su planimetrie contenenti l'ubicazione delle cabine di riferimento. La distanza è misurata in linea retta isometrica dal baricentro della cabina di riferimento fino al punto di prelievo dell'energia elettrica.
- 10.2 Le planimetrie utilizzate per la determinazione delle distanze sono predisposte dal gestore di rete. Nelle planimetrie devono essere riportate le cabine di riferimento, identificate mediante la denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio.
- 10.3 La denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio sono riportati su apposita targa posta in posizione visibile all'esterno di ogni cabina.
- 10.4 Nei casi in cui la posizione del punto di prelievo risulti di incerta determinazione, il richiedente è tenuto a fornire una planimetria sulla quale sia riportata l'esatta localizzazione del punto di prelievo.

TITOLO II

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

Articolo 11

Contributi per connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

- 11.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella X
- 11.2 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta.
- 11.3 Qualora il cliente finale richieda all'impresa di distribuzione la realizzazione di una soluzione per la connessione diversa dalla soluzione di cui comma 6.1, lettera a), il maggior costo è a carico del richiedente.
- 11.4 Qualora l'impresa di distribuzione non possa realizzare la soluzione di minimo tecnico, di cui al comma 6.1, lettera a) per imposizione di vincoli da parte delle Autorità competenti, la quota distanza è raddoppiata.
- 11.5 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella X.

- 11.6 In relazione a ciascuna nuova connessione o richiesta di aumento di potenza, è' inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella X.
- 11.7 Al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori a quelli previsti dal presente articolo.

Articolo 12

Disposizioni per le connessioni plurime

- 12.1 Nel caso di richieste di connessione relative a edifici con più di quattro unità immobiliari nuovi o ristrutturati, quando sia stata richiesta la rimozione degli impianti preesistenti destinati alla consegna e alla misura, i contributi sono calcolati considerando, oltre ad una potenza disponibile di 3,3 kW per punto di prelievo, un ulteriore punto di prelievo con potenza disponibile secondo richiesta per i servizi generali di ciascun edificio. I valori indicati costituiscono potenza disponibile per ciascuna unità immobiliare e per i servizi generali.
- 12.2 Nel caso in cui l'elettrificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente alla connessione dei singoli clienti finali, anche se sia necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al distributore, per ciascun punto di prelievo previsto, gli importi relativi alla quota distanza. All'atto della connessione i singoli clienti finali sono tenuti a corrispondere l'importo relativo alla quota potenza oltre ad un corrispettivo fisso di attivazione di cui alla Tabella X. Ciascuna unità immobiliare aggiuntiva è equiparata ad una nuova connessione.
- 12.3 Nei casi di elettrificazione di insediamenti dei piani di zona dell'edilizia popolare sovvenzionata, di cui alla legge n. 167/62, il versamento del contributo può essere effettuato alla realizzazione dei singoli insediamenti anche in riferimento agli importi relativi alla quota distanza.
- 12.4 Sono considerate nuove connessioni le unità immobiliari aggiuntive rispetto a quelle inizialmente previste per i nuovi edifici e quelle che derivano da ampliamenti o frazionamenti di edifici già connessi.

Articolo 13

Disposizioni particolari per le connessioni di clienti finali appartenenti alla tipologia di contratto per usi domestici in bassa tensione

- 13.1 Per la connessione di clienti domestici nelle abitazioni di residenza anagrafica, con potenza disponibile fino a 3,3 kW è applicata la quota distanza prevista per distanze fino a 200 metri. In caso di distanza superiore ai 200 metri, a fronte di una successiva richiesta per una potenza disponibile superiore 3,3 kW, il

gestore della rete può chiedere il pagamento della differenza tra la quota distanza già versata e l'importo corrispondente alla distanza effettiva.

TITOLO III

Disposizioni per le connessioni permanenti ordinarie in media tensione

Articolo 14

Obblighi specifici del richiedente una connessione in media tensione

- 14.1 Il soggetto che richiede una connessione in media tensione è tenuto a realizzare la propria cabina di trasformazione media/bassa tensione sulla base delle prescrizioni del distributore.
- 14.2 Il soggetto richiedente è tenuto a rendere disponibile al gestore di rete un locale, con agevole accesso da strada aperta al pubblico, per l'installazione delle apparecchiature di consegna dell'energia e dei trasformatori di misura.

Articolo 15

Contributi per connessioni permanenti ordinarie in media tensione

- 15.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella X

Articolo 16

Disposizioni per le connessioni plurime

- 16.1 Nel caso in cui l'elettrificazione di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente alla connessione dei singoli clienti finali, anche se è necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al gestore della rete, per ciascun punto di fornitura previsto, gli importi relativi alla quota distanza. All'atto della connessione i singoli clienti finali corrisponderanno l'importo relativo alla quota potenza oltre ad un corrispettivo fisso di attivazione di cui alla Tabella X. Per l'allacciamento di punti di prelievo aggiuntivi è considerata una nuova connessione.

Articolo 17

Passaggi dalla bassa alla media tensione

- 17.1 Il contributo di connessione per i clienti già alimentati in bassa tensione per i quali si renda necessario il passaggio alla alimentazione in media tensione, è pari alla componente in quota fissa e alla componente in quota potenza di cui alla Tabella X. La componente in quota potenza è applicata secondo i criteri di cui all'articolo 3, comma 9.

A1	Nell'attuale disciplina non sono regolate le prestazioni per passaggi dalla media alla bassa tensione. Si ritiene opportuno integrare in tal senso la normativa? Se sì, quale criteri si ritiene debbano essere adottati per dimensionare il contributo richiesto?
----	--

TITOLO IV

Disposizioni per le connessioni temporanee in media e bassa tensione

Articolo 18

Connessioni temporanee in bassa tensione

- 18.1 Alle richieste di connessione temporanea alla rete che non comportino la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione si applicano i contributi riportati nella Tabella X.
- 18.2 Alle richieste di connessione temporanea alla rete che comportino la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione si applicano i contributi riportati nella Tabella X.
- 18.3 Si applicano i contributi riportati nella Tabella X alle richieste di connessione temporanea alla rete che non comportino realizzazioni di nuovi impianti o il potenziamento di quelli esistenti:
- a) relative a spettacoli viaggianti e simili,
 - b) realizzate in occasioni di manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali e simili,
 - c) relative a riprese cinematografiche, televisive e simili.
- 18.4 Per ciascuna operazione di allacciamento e di distacco eseguita dietro esplicita richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunta ai contributi predetti è dovuto un supplemento di cui alla Tabella X.
- 18.5 Per ogni connessione di cui al presente articolo è altresì dovuto un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella X.

Articolo 19

Connessioni temporanee in media tensione

- 19.1 Alle richieste di connessione temporanea alla rete in media tensione si applicano i contributi riportati in Tabella X.
- 19.2 Per ciascuna operazione di allacciamento e di distacco eseguita dietro esplicita richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunta ai contributi predetti è dovuto un supplemento di cui alla Tabella X.
- 19.3 Per ogni connessione di cui al presente articolo è altresì dovuto un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella X.

TITOLO V

Disposizioni in materia di contributi a copertura dei costi delle connessioni particolari

Articolo 20

Contributi per le connessioni particolari

- 20.1 Nel caso di connessioni particolari di cui al comma 7.2 il contributo per la connessione è pari al costo documentato dei materiali a piè d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti.
- 20.2 Le connessioni relative ad installazioni mobili o precarie di cui al comma 7.2, lettera e), situate nei centri abitati e provviste di concessione di occupazione di suolo pubblico, sono regolate dalle disposizioni previste per le connessioni permanenti ordinarie.

Articolo 21

Alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

- 21.1 Nel caso di connessioni particolari il gestore della rete, in luogo di allacciare l'impianto elettrico dell'utente alla propria rete, può optare per l'alimentazione tramite un impianto di generazione locale, utilizzando, ove possibile, impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questi casi si applicano i contributi di cui alla Tabella X, oltre a un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella X.

TITOLO VI

Connessioni in alta tensione

Articolo 22

Contributi per le connessioni in alta tensione

- 22.1 Nei casi di connessione in alta tensione il contributo è fissato nella misura del cinquanta (50) per cento del costo sostenuto per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione.
- 22.2 Il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione viene determinato con riferimento a tutte le opere necessarie alla connessione, ivi comprese quelle anticipate dal distributore, da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile per il richiedente, purché relativa ad impianti allo stesso livello di tensione al quale viene effettuata la fornitura.
- 22.3 Per la quota parte di costi anticipati dal distributore, quest'ultimo è tenuto a fornire evidenza dei costi totali sostenuti, del criterio di ripartizione dei medesimi e della quota parte non ancora coperta da contributi pregressi.

TITOLO VII

Disciplina della interconnessione tra reti

Articolo 23

Criteri per la ripartizione dei costi tra i gestori di rete

- 23.1 Nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessione tra reti, il soggetto richiedente è tenuto a coprire il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti per la connessione.
- 23.2 Il costo è pari ai costi documentati dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti.
- 23.3 Nel caso in cui il punto di interconnessione sia funzionale alle esigenze di entrambi i gestori di rete, l'onere è ripartito equamente tra i medesimi gestori.

PARTE III
ALTRE PRESTAZIONI SPECIFICHE

Articolo 24

Attivazione e disattivazione della fornitura

- 24.1 Per ogni richiesta di attivazione o disattivazione di un punto di prelievo, compresi gli interventi a seguito di morosità, si applica il contributo in quota fissa riportato in Tabella X. Il contributo in quota fissa riportato in Tabella X è ridotto del 50% nel caso di utenze già predisposte per la telegestione.

Articolo 25

Volture, subentri e cambi di fornitore

- 25.1 Per le richieste di voltura, subentro, cambi di fornitore si applica il contributo in quota fissa stabilito nella Tabella X.
- 25.2 Per i cambi di fornitore è prevista una franchigia di due richieste per anno solare.

Articolo 26

Richieste di spostamento di gruppi di misura

- 26.1 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di dieci metri dalla precedente ubicazione è prevista l'applicazione del contributo in quota fissa stabilito nella Tabella X.
- 26.2 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura per distanze superiori a dieci metri è previsto l'addebito della spesa, pari al costo documentato dei materiali a piè d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 per cento degli importi predetti.

Articolo 27

Richieste di spostamento di impianti di rete

- 27.1 Per le richieste di spostamento di impianti di rete, con oneri a carico del richiedente, è dovuto il rimborso della spesa relativa. E' inoltre previsto l'addebito di un contributo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi fissato in Tabella X.

Articolo 28

Richieste di verifica sul corretto funzionamento del gruppo di misura

- 28.1 Per le richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura è dovuto il contributo in quota fissa di cui alla Tabella X, qualora il gruppo di misura risulti, a seguito della verifica, correttamente funzionante.

Articolo 29

Richieste di verifica della tensione di alimentazione

- 29.1 Per le richieste di verifica del livello della tensione di alimentazione è dovuto il contributo in quota fissa stabilito nella Tabella X, qualora il livello della tensione risulti, a seguito della verifica, compatibile con i limiti previsti dalla normativa tecnica.

PARTE IV DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 30

Trasparenza contabile

- 30.1 Il gestore di rete è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal presente provvedimento. Le registrazioni contabili devono altresì consentire la separata evidenza degli importi relativi a contributi in quota fissa a copertura di costi amministrativi.