

Atto n. 34/07

**TARIFFE PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E
MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO 2008 – 2011**

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

2 agosto 2007

Premessa

Il presente documento, predisposto nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 27 settembre 2006, n. 208/06, propone per la consultazione i primi orientamenti dell'Autorità 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, nonché indicazioni circa la riformulazione dei criteri di esazione e dei meccanismi di deroga degli oneri generali di sistema e proposte per la riforma della regolazione delle imprese elettriche minori.

Il procedimento sulle tariffe, come quello sulla qualità del servizio, è sottoposto alla sperimentazione dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR). Il presente documento per la consultazione illustra le motivazioni dell'intervento e gli obiettivi perseguiti dall'Autorità e propone, per alcuni dei principali interventi di riforma, opzioni alternative di regolazione.

*I soggetti interessati possono far pervenire osservazioni e proposte fino **all'1 ottobre 2007**. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura AIR, verrà pubblicata sul sito internet dell'Autorità una sintesi delle osservazioni ricevute. 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.*

Successivamente al presente documento, è prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel quarto trimestre 2007. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato nel mese di dicembre del 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.....	5
Oggetto della consultazione e inquadramento procedurale AIR	5
1 Oggetto della consultazione	5
2 Inquadramento procedurale ai fini AIR	5
3 Struttura del documento	8
PARTE II	10
Esigenze alla base dell'intervento dell'Autorità e obiettivi perseguiti	10
4 Quadro normativo di riferimento	10
5 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	11
PARTE III	14
Determinazione del costo riconosciuto	14
6 Premessa e obiettivi perseguiti.....	14
7 Quadro normativo di riferimento	14
8 Costi operativi e ripartizione dei maggiori recuperi di produttività.....	15
9 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori	20
10 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa	21
11 Remunerazione del capitale investito riconosciuto.....	22
12 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	28
PARTE IV.....	30
Regolazione del servizio di trasmissione	30
13 Premessa.....	30
14 Quadro normativo di riferimento	30
15 Aspetti specifici del servizio di trasmissione per la determinazione del costo riconosciuto.....	31
16 Attuali criteri di regolazione tariffaria	36
17 Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	37
18 Aggiornamento annuale dei corrispettivi.....	41
PARTE V	42
Regolazione del servizio di distribuzione	42
19 Premessa.....	42
20 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le infrastrutture di rete.....	42
21 Esigenze di sviluppo delle infrastrutture di rete e livelli di remunerazione del capitale investito riconosciuto	44
22 Aspetti specifici del servizio di distribuzione per la determinazione del costo riconosciuto: le attività commerciali.....	48
23 Criteri di attribuzione alle tipologie di contratto dei costi del servizio di distribuzione.....	51
24 Attuali criteri di regolazione tariffaria	54
25 Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	57
26 Altre tematiche relative a criteri di tariffazione per il servizio di distribuzione	62
27 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari.....	64
PARTE VI.....	66
Contributi di allacciamento e diritti fissi.....	66
28 Premessa.....	66
29 Quadro normativo di riferimento	67
30 Analisi della disciplina vigente.....	69
31 Elementi di valutazione della disciplina vigente e prime ipotesi di revisione.....	75
32 Esiti dell'indagine condotta a seguito della deliberazione n. 6/04.....	78

33	Aspetti regolatori rilevanti per la definizione delle condizioni economiche di connessione e dei diritti fissi	79
34	Proposte di intervento per il terzo periodo di regolazione	79
35	Approfondimenti in relazione all'ipotesi di introduzione della concorrenza nella realizzazione delle connessioni	82
PARTE VII		85
Regolazione del servizio di misura		85
36	Premessa ed inquadramento normativo	85
37	Aspetti specifici del servizio di misura per la determinazione del costo riconosciuto	87
38	Attuali criteri di regolazione tariffaria	88
39	Criteri di attribuzione alle tipologie di contratto dei costi del servizio di misura.....	88
40	Indirizzi per la revisione della normativa in materia di obblighi relativi al servizio di misura.....	91
41	Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.....	91
42	Aggiornamento annuale dei corrispettivi	94
PARTE VIII		95
Oneri generali di sistema e revisione dei meccanismi di deroga		95
43	Premessa.....	95
44	Orientamenti dell'Autorità.....	97
PARTE IX.....		99
Regolazione delle imprese elettriche minori.....		99
45	Premessa.....	99
46	Quadro normativo di riferimento	100
47	Il meccanismo di integrazione e le imprese attualmente ammesse.....	104
48	Principali criticità dell'attuale disciplina	106
49	Imprese operanti sul continente e sviluppo dell'interconnessione.....	108
50	Indirizzi per la regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori operanti sul continente	109
51	Indirizzi per la regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori operanti su isole non interconnesse	110
52	Gradualità per il superamento del vigente regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori operanti su isole non interconnesse	114

PARTE I

Oggetto della consultazione 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). 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 lo scorso 4 aprile 2007 è stato emanato un documento per la consultazione *Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008 – 2001)*, (di seguito richiamato come *prima consultazione sulla qualità del servizio*).
- 1.3 Il presente documento propone per la consultazione i primi orientamenti 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, nonché indicazioni circa la riformulazione dei criteri di esazione e dei meccanismi di deroga degli oneri generali di sistema e proposte per la riforma della regolazione delle imprese elettriche minori.
- 1.4 Il procedimento in cui si inserisce il presente documento, come già indicato nella deliberazione n. 208/06, non include gli aspetti concernenti l'erogazione del servizio di vendita, completamente liberalizzato a partire dall'1 luglio 2007, ed in relazione al quale l'Autorità, ai sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: decreto-legge n. 73/07), ha recentemente emanato uno specifico Testo integrato (approvato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07 e richiamato anche come TIV), nell'ambito del quale sono disciplinati i servizi di maggior tutela e di salvaguardia.

2 Inquadramento procedurale ai fini AIR

- 2.1 La richiamata deliberazione n. 208/06 ha disposto che il procedimento sulle tariffe fosse inserito tra i procedimenti oggetto dell'analisi di impatto della regolazione (di seguito: AIR).
- 2.2 L'attuazione della sperimentazione AIR, avviata dalla deliberazione 28 settembre 2005, n. 203/05, è inserita tra le nuove attività nel piano triennale adottato dall'Autorità con deliberazione 9 gennaio 2006, n. 1/06. Come evidenziato nelle linee guida adottate con deliberazione dell'11 gennaio 2005, n. 1/05, l'AIR si inserisce nel quadro di azioni rivolte "alla semplificazione e manutenzione del quadro regolatorio, alla efficienza ed efficacia dei processi di comunicazione interni e quelli dedicati ai consumatori, agli operatori ed alle

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

istituzioni”. L’AIR rientra, infatti, in un’organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi con la funzione di:

- a) valutare anticipatamente la necessità e l’impatto in termini qualitativi e, ove possibile, quantitativi di eventuali azioni regolatorie;
- b) migliorare la qualità complessiva della produzione degli atti;
- c) migliorare i processi della già intensa attività di interlocuzione con i settori regolati;
- d) rafforzare la pubblicità delle ragioni che stanno alla base dell’intervento regolatorio.

- 2.3 Rispetto ad altre applicazioni sperimentali dell’AIR, e similmente a quanto già segnalato nella *prima consultazione sulla qualità del servizio*², data la complessità e la vastità degli argomenti affrontati nel presente documento, l’applicazione del metodo AIR è limitata ad alcuni degli aspetti più rilevanti trattati. In particolare 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.
- 2.4 Per gli interventi valutati secondo la metodologia AIR sono stati individuati obiettivi specifici, considerati dall’Autorità i maggiormente rilevanti per l’analisi dell’impatto della regolazione. Le diverse alternative di regolazione proposte sono esaminate in maniera prevalentemente qualitativa.

Precedenti consultazioni: oneri generali ed imprese elettriche minori

- 2.5 Il presente documento, in relazione a due delle tematiche affrontate, ed in particolare quella relativa alla revisione dei criteri di esazione e dei meccanismi di deroga degli oneri generali di sistema e quella attinente la regolamentazione delle imprese elettriche minori, fa seguito a precedenti consultazioni.
- 2.6 Più precisamente, nell’ambito del procedimento avviato con deliberazione 28 luglio 2005, n. 163/05 (di seguito: deliberazione n. 163/05), l’Autorità ha diffuso i documenti per la consultazione:
- a) 2 agosto 2006 avente ad oggetto “Riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A6 di cui al comma 52.2, lettera e) dell’allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04” (Atto n. 24/06);
 - b) 27 febbraio 2007 avente ad oggetto “Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell’allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato” (Atto n. 12/07).
- 2.7 Con la successiva deliberazione 29 marzo 2007, n. 76/07 (di seguito: deliberazione n. 76/07) l’Autorità ha dato attuazione alla riforma delle modalità di esazione della componente A₆, mentre le ipotesi concernenti la revisione dei meccanismi di deroga dall’applicazione degli oneri generali, anche a fronte di richieste da parte di associazioni rappresentanti dei maggiori consumatori, sono state rinviate al procedimento oggetto del presente documento.
- 2.8 Con riferimento al tema delle imprese elettriche minori, con deliberazione 30 novembre 2005, n. 254/05 l’Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a far rientrare le imprese elettriche minori di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91), nell’ambito di applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi previsti dal TIT.

² Cfr. par. 2.3 del documento per la consultazione del 4 aprile 2007 sulla qualità del servizio.

Nell'ambito di tale procedimento è stato diffuso un documento per la consultazione in data 21 dicembre 2005³.

- 2.9 Con deliberazione n. 208/06, il procedimento di riforma della regolazione delle imprese elettriche minori è stato fatto confluire nel procedimento relativo al terzo periodo di regolazione, oggetto del presente provvedimento.

Fase di ricognizione ed incontri tematici

2.10 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 208/06, in coerenza con la metodologia AIR, nei primi mesi dell'anno 2007 la Direzione Tariffe ha avviato una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi. In particolare sono stati organizzati incontri tematici (di seguito richiamati anche come *Focus group*) destinati a:

- a) società Terna S.p.A. (di seguito: Terna);
- b) i rappresentanti delle maggiori imprese di distribuzione dell'energia elettrica e relative associazioni;
- c) i rappresentanti delle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91;
- d) le associazioni rappresentanti dei maggiori utenti delle reti elettriche (utenze industriali, grossisti e produttori di energia elettrica);
- e) le associazioni rappresentanti dei piccoli utenti delle reti elettriche (piccole imprese, CNCU).

2.11 Nell'ambito di tali incontri tematici sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione. In relazione agli esiti di tali incontri, in parte richiamati anche nelle diverse parti del documento, si riportano di seguito alcuni sintetici richiami:

- Anno di riferimento per la fissazione del livello dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del terzo periodo di regolazione

La Direzione tariffe, in merito a tale questione, ha annunciato l'intenzione di proporre all'Autorità l'adozione, quale anno di riferimento, del 2006. In merito, mentre gli operatori di distribuzione hanno mostrato una maggiore apertura sul tema, Terna ha espresso maggiori riserve.

- Incentivazione degli investimenti

In relazione a tale tematica la Direzione tariffe ha richiamato le indicazioni della deliberazione n. 208/06 circa l'esigenza di promuovere gli investimenti in una logica di efficienza ed efficacia. In merito, gli operatori della distribuzione hanno posto l'esigenza di estendere anche a tale fase della filiera i meccanismi adottati nel secondo periodo per l'incentivazione degli investimenti in trasmissione, ritenendo non sufficienti, per alcuni aspetti, i segnali forniti dagli incentivi della qualità del servizio. Sul versante del servizio di trasmissione, Terna ha tenuto a evidenziare l'importanza degli incentivi attivati nel periodo 2004-2007, ed ha sottolineato come siano già attivi al suo interno sistemi di qualificazione degli investimenti capaci di verificare l'efficacia degli investimenti.

- Superamento delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione

Come già indicato nella deliberazione n. 208/06, la Direzione tariffe ha ribadito l'ipotesi di superamento del sistema di opzioni tariffarie oggi previsto per il servizio di

³ Documento per la consultazione 21 dicembre 2005, in materia di "Imprese elettriche minori di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10: problematiche relative alla compatibilità con la normativa nazionale e comunitaria e all'acquisizione di rami di azienda da altre imprese di distribuzione".

distribuzione ai clienti non domestici. In merito, tanto gli esercenti quanto gli utenti del servizio, hanno espresso generale consenso all'intervento.

- Revisione delle condizioni economiche di connessione (diritti fissi e allacciamenti)

Dagli incontri tematici è emerso un sostanziale accordo con esercenti ed utenti, circa la necessità di procedere, quanto meno, alla razionalizzazione in un unico testo della normativa tariffaria per le connessioni, oggi ancora in gran parte contenuta in vari provvedimenti CIP e decreti ministeriali, anteriori all'operatività dell'Autorità. Attinente a tale tematica risulta la segnalazione da parte del principale esercente il servizio di distribuzione circa l'opportunità di introdurre corrispettivi forfetari tariffati anche su servizi attualmente non esplicitamente regolati, quali la verifica della tensione e la verifica del gruppo di misura.

- Revisione dei criteri di allocazione dei costi di misura

La Direzione tariffe ha rilevato la necessità di procedere ad una revisione dei meccanismi di allocazione dei costi del servizio di misura, anche in relazione ai recenti sviluppi tecnologici in tale fase della filiera. Su tale tema non sono emerse particolari contrarietà circa un simile intervento, bensì in alcuni casi è stato sottolineato come l'attuale regolazione non sempre sia in grado di differenziare adeguatamente la tariffa richiesta rispetto alle diverse caratteristiche del servizio erogato (inclusa la diversa frequenza di lettura del misuratore).

Sviluppo del procedimento

- 2.12 Successivamente all'emanazione del presente documento la Direzione tariffe intende proseguire gli incontri tematici, affiancandoli ad uno o più incontri pubblici di presentazione e approfondimento del presente documento per la consultazione.
- 2.13 Parallelamente la Direzione tariffe attiverà una serie di raccolte dati presso gli esercenti, finalizzata ad integrare le informazioni tecniche, economiche e patrimoniali già desumibili dai conti annuali separati e dalle comunicazioni relative al vincolo V1 e alla perequazione generale.
- 2.14 La fase di consultazione relativa al presente documento si concluderà l'**1 ottobre 2007**, data ultima per l'invio di osservazioni scritte e commenti. Successivamente a tale data, coerentemente con la procedura AIR, verrà pubblicata sul sito internet dell'Autorità una sintesi delle osservazioni ricevute. 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.
- 2.15 E' prevista la pubblicazione di un secondo documento per la consultazione nel quarto trimestre 2007. Il provvedimento finale è previsto che venga approvato nel mese di dicembre del 2007.

3 Struttura del documento

- 3.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla corrente parte introduttiva e procedurale, è organizzato, in ulteriori otto parti ed in particolare:
 - a) Parte II, nella quale vengono richiamati gli obiettivi generali perseguiti con il procedimento ed il quadro normativo di riferimento

- b) Parte III, nella quale sono descritti i criteri generali a cui l'Autorità intende attenersi nella fissazione del costo riconosciuto per i vari servizi oggetto del procedimento;
- c) Parte IV, dedicata alle problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- d) Parte V, dedicata alle problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione, ivi incluse le attività commerciali pertinenti;
- e) Parte VI, relativa alla revisione dei contributi di allacciamento e dei diritti fissi;
- f) Parte VII, nella quale vengono affrontate le problematiche specifiche di regolazione tariffaria del servizio di misura dell'energia elettrica;
- g) Parte VIII, attinente l'esazione e la revisione dei meccanismi di deroga degli oneri generali di sistema;
- h) Parte IX, dedicata alle proposte di revisione della regolazione delle imprese elettriche minori.

PARTE II

Esigenze alla base dell'intervento dell'Autorità e obiettivi perseguiti

4 Quadro normativo di riferimento

- 4.1 La legge 14 novembre 2005, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni assegnate all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione tariffaria. L'articolo 1, comma 1 della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione tariffaria. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:
- a) essere "certo, trasparente e basato su criteri predefiniti";
 - b) tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso "la promozione della concorrenza e dell'efficienza";
 - c) assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale;
 - d) "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".
- 4.2 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95).
- 4.3 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale.
- 4.4 L'articolo 2, comma 12, lettera d), inoltre, specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all'Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 4.5 Il quadro normativo nell'ambito del quale l'Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico è precisato nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Tale decreto, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, prevede l'applicazione di specifiche componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. Tale decreto è stato successivamente in parte modificato ed integrato dalla legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04).
- 4.6 La normativa nazionale sopra richiamata si inserisce nel più generale quadro normativo europeo che, con la Direttiva 2003/54/CE ha fissato i riferimenti per la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica. Ai sensi della medesima direttiva, a far data dall'1 luglio 2007, la vendita dell'energia elettrica è stata completamente liberalizzata, così riconducendo ai soli servizi di rete (inclusa la misura) eserciti in esclusiva, l'esigenza di stretta regolamentazione tariffaria.
- 4.7 Peraltro, il completo recepimento di tale direttiva è tuttora pendente non essendosi ancora completato l'iter del disegno di legge AS 691, recante Delega al Governo per completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale e per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE, 2003/55/CE e 2004/67/CE.

5 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 5.1 Nella deliberazione n. 208/06 di avvio del procedimento per il terzo periodo di regolazione delle tariffe nel settore dell'energia elettrica, l'Autorità ha disposto che nella formazione dei provvedimenti finali 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 regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- 5.2 Sulla base di tali indicazioni, e tenuto conto della natura del procedimento in corso, è possibile individuare una serie di obiettivi generali che hanno orientato le proposte e le ipotesi contenute nel presente 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.

Stabilità regolatoria

- 5.3 L'Autorità considera la stabilità di principi e criteri della regolazione tariffaria un obiettivo fondamentale. La certezza sulle modalità di riconoscimento dei costi e sulle logiche di aggiornamento dei medesimi, non solo all'interno del periodo di regolazione ma anche tra un periodo e l'altro, riduce il cosiddetto "rischio regolatorio" per le imprese esercenti, con effetti positivi per il costo del capitale e la propensione ad investire delle imprese stesse.
- 5.4 La notevole stabilità della regolazione tariffaria nel nostro Paese, peraltro, è stata recentemente riconosciuta anche da importanti analisti finanziari internazionali, che dalla medesima fanno discendere la bassa rischiosità a cui le imprese operanti nell'energia elettrica e il gas in Italia devono far fronte.

- 5.5 Della stabilità regolatoria, in ultima analisi, possono giovare i clienti finali dei servizi oggetto di regolazione: il minor costo del capitale, a parità di capitale investito, si traduce in tariffe più basse e la maggior propensione all'investimento garantisce l'adeguatezza delle infrastrutture alle esigenze della domanda.

Convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas

- 5.6 L'Autorità ha accelerato negli ultimi anni il percorso di convergenza del settore dell'elettricità e del gas per quanto riguarda i criteri di regolazione tariffaria.
- 5.7 La convergenza di criteri, peraltro, non comporta una semplicistica replica di scelte di regolazione da un settore all'altro. L'Autorità, nell'uniformare i criteri generali, tiene comunque conto delle differenze tecnologiche, normative e di maturità del settore che ancora distinguono l'elettricità dal gas.
- 5.8 Inoltre, la logica di convergenza è da leggersi anche in relazione al continuo processo di affinamento dei meccanismi tariffari: gli esiti dell'introduzione di particolari criteri/meccanismi tariffari in un settore sono, dunque, analizzati in vista di possibili miglioramenti prima della loro eventuale estensione all'altro settore. In tale prospettiva, il terzo periodo di regolazione per il settore elettrico può giovare delle esperienze accumulate non solo nel corrente periodo di regolazione ma anche dagli interventi di regolazione delle tariffe per stoccaggio, trasporto e distribuzione del gas, succedutisi dal 2004 ad oggi.

Coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi

- 5.9 I livelli tariffari fissati dall'Autorità rappresentano il corrispettivo per l'erogazione di specifici servizi. I livelli qualitativi richiesti nell'erogazione di tali servizi incidono sul costo che le imprese devono sostenere.
- 5.10 Alla luce di tale considerazione, come nei precedenti periodi regolatori, l'Autorità definirà i livelli tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura tenendo conto delle scelte di regolazione parallelamente adottate in materia di qualità del servizio.
- 5.11 Peraltro, come ampiamente discusso nel prosieguo del presente documento, la relazione tra regolazione tariffaria e regolazione della qualità del servizio, diventa particolarmente importante nel momento in cui la presenza di incentivi su entrambi i versanti della regolazione deve essere attentamente monitorata, onde evitare duplicazioni di segnali o assenza dei medesimi su specifici aspetti.

Incentivo allo sviluppo delle infrastrutture secondo criteri di efficienza

- 5.12 L'adeguatezza delle infrastrutture di rete rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche al fine di liberare le forze competitive presenti sul mercato da eventuali vincoli di rete.
- 5.13 L'incentivo all'investimento, peraltro, affinché possa portare un reale beneficio ai clienti finali, necessita di un adeguato monitoraggio in termini di efficienza.
- 5.14 L'eventuale inefficienza nella realizzazione degli investimenti, di fatto, distoglie risorse da ulteriori investimenti produttivi.

Semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro-competitiva

- 5.15 L'Autorità ha come obiettivo quello di procedere, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria. Uno sforzo in tale direzione appare particolarmente urgente ove

le complessità tariffarie possano addirittura divenire un ostacolo allo sviluppo della concorrenza.

- 5.16 Tale preoccupazione è particolarmente attuale, data la recente completa liberalizzazione del servizio di vendita dell'energia elettrica e, in merito, l'Autorità ha già individuato e segnalato spazi di intervento relativamente al sistema tariffario del servizio di distribuzione.
- 5.17 La semplificazione, inoltre, potrà altresì favorire nuovi recuperi di produttività da parte delle imprese, riducendo gli oneri amministrativi e, in prospettiva, le tariffe per i clienti finali.

PARTE III

Determinazione del costo riconosciuto

6 Premessa e obiettivi perseguiti

- 6.1 I criteri e le modalità adottate dal regolatore per la fissazione dei livelli tariffari iniziali rappresentano una scelta fondamentale nel perseguimento degli obiettivi di definizione di un sistema tariffario capace di garantire un livello adeguato di capacità produttiva, intesa qui, in primo luogo, 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.
- 6.2 Anche l'obiettivo della stabilità regolatoria, peraltro, risulta centrale in tema di scelte connesse con la remunerazione dei servizi regolati e, pertanto, induce l'Autorità a contenere gli interventi innovativi su tale parte della regolazione, limitandoli ad aggiustamenti "marginali" prevalentemente orientati all'obiettivo di tendenziale convergenza delle metodologie tariffarie nei settori dell'energia elettrica e del gas.

Il costo riconosciuto: costi operativi, remunerazione del capitale investito riconosciuto, ammortamenti

- 6.3 Nella presente parte vengono definiti i criteri generali di regolazione tariffaria e riconoscimento dei costi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica. Aspetti relativi ai singoli servizi sono oggetto di approfondimento nelle parti specifiche.
- 6.4 Ai fini regolatori, il costo riconosciuto complessivo è dato dalla somma di:
- a) costi operativi, principalmente riconducibili a costi per il personale, costi per materiali di consumo, costi per servizi da terzi;
 - b) ammortamenti;
 - c) remunerazione del capitale investito riconosciuto a fini regolatori (di seguito anche richiamato come CIR).
- 6.5 In coerenza con l'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione, l'Autorità, nella determinazione del costo riconosciuto, intende fare riferimento ai costi effettivamente sostenuti dalle imprese. In conseguenza di ciò, e tenuto conto dell'esigenza di fissare una tariffa unica nazionale, la determinazione del costo riconosciuto impone di procedere al consolidamento dei costi delle imprese ai fini della fissazione delle tariffe e dei parametri tariffari per le differenti tipologie contrattuali.

7 Quadro normativo di riferimento

- 7.1 Le finalità di promozione dell'efficienza del servizio e della tutela della clientela finale, da un lato, e della garanzia di condizioni di economicità e redditività dei soggetti esercenti detti servizi, dall'altro, dettate dalla legge n. 481/95, rappresentano il quadro di riferimento generale per la determinazione del costo riconosciuto.

- 7.2 La stessa legge n. 481/95 (articolo 2, comma 18) fissa nel meccanismo del *price-cap* il criterio di aggiornamento delle tariffe in corso di periodo e, dunque, lega a tale strumento la dinamica del costo riconosciuto durante il periodo di regolazione.
- 7.3 Per il secondo periodo di regolazione, la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03), all'articolo 1 quinquies, comma 7, aveva introdotto disposizioni specifiche circa le modalità di determinazione del costo riconosciuto, disponendo in particolare:
- a) la rivalutazione delle infrastrutture;
 - b) un rendimento del CIR calcolato tenendo conto di un rendimento delle attività prive di rischio in linea con quello dei titoli di Stato a lungo termine;
 - c) una ripartizione paritetica tra imprese e clienti finali delle maggiori efficienze realizzate dalle medesime imprese nel primo periodo di regolazione;
 - d) l'applicazione del meccanismo del *price-cap* ai soli costi operativi e ammortamenti.
- 7.4 Le citate disposizioni della legge n. 290/03, dopo aver trovato attuazione nel secondo periodo regolatorio per il settore elettrico, sono di fatto state in più aspetti riprese dai successivi provvedimenti tariffari dell'Autorità nel settore gas (deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04, deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05). Nella prospettiva di continuità della regolazione e di convergenza dei criteri tariffari tra i due settori, l'Autorità, pur in assenza di specifiche previsioni normative, in relazione all'obiettivo di garantire certezza e stabilità della regolazione, è orientata a confermare sostanzialmente l'applicazione delle richiamate disposizioni anche per il terzo periodo di regolazione del settore elettrico.

C1	Si condivide l'ipotesi prospettata dall'Autorità di dare continuità di applicazione ai criteri introdotti con la legge n. 290/03 in ordine all'obiettivo di garantire certezza e stabilità nella regolazione?
----	---

- 7.5 In ultimo, appare utile richiamare la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 2005/89/CE del 18 gennaio 2006⁴ la quale prevede, tra l'altro, che gli Stati membri stabiliscano un quadro regolamentare destinato a:
- a) fornire segnali favorevoli agli investimenti affinché sia i gestori dei sistemi di trasmissione che i gestori dei sistemi di distribuzione possano sviluppare le loro reti al fine di sostenere la domanda prevedibile del mercato;
 - b) agevolare la manutenzione e, se del caso, il rinnovo delle loro reti.

8 Costi operativi e ripartizione dei maggiori recuperi di produttività

Anno di riferimento

- 8.1 L'Autorità, nella determinazione dei costi operativi riconosciuti, è orientata a fare riferimento ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati nell'anno 2006.
- 8.2 Le informazioni relative a tali costi saranno desumibili:
- a) dai conti annuali separati predisposti dagli esercenti ai sensi della deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 310/01 (di seguito: deliberazione n. 310/01), come successivamente modificata;

⁴ Si veda, in particolare, l'articolo 6 della Direttiva 2005/89/CE

b) dalle risposte a questionari appositamente predisposti dagli Uffici dell'Autorità e inviati agli esercenti.

- 8.3 La scelta dell'anno 2006 come anno di riferimento per la determinazione dei livelli tariffari iniziali, preannunciata nei *focus group*, è stata criticata da alcuni operatori che hanno rilevato come tale ipotesi risultasse non in linea con i criteri adottati negli scorsi periodi regolatori, in occasione dei quali l'Autorità ha preso a riferimento il terzo anno precedente a quello di inizio del periodo regolatorio (anno 1997 per la determinazione dei livelli tariffari per l'anno 2000 e anno 2001 per la determinazione dei livelli tariffari per l'anno 2004).
- 8.4 La normativa primaria non dà indicazioni relativamente alla scelta dell'anno da assumere quale riferimento per la determinazione del costo riconosciuto. Rispetto agli impegni assunti al riguardo dall'Autorità, va precisato che al punto 7 del paragrafo 4 B della *Nota informativa sulla regolazione delle tariffe elettriche per la liberalizzazione del mercato* del 4 agosto 1999 (di seguito: Nota del 4 agosto 1999), si legge che la scelta di un determinato anno di riferimento dipende da "...tempi tecnici occorrenti per la raccolta e l'elaborazione dei dati...". Con esplicito riferimento al periodo regolatorio 2008 –2011 la medesima Nota prevede che "...il livello tariffario verrà rivisto facendo *presumibilmente* riferimento ai dati relativi all'esercizio 2005". Ancora al punto 8 del medesimo paragrafo, l'anno di riferimento è definito come "l'ultimo per il quale i dati di costo saranno tempestivamente disponibili, presumibilmente il 2001 per il periodo di regolazione 2004-2007".
- 8.5 Anche in relazione a quanto affermato nella Nota del 4 agosto 1999, appare quindi ragionevole e non in sostanziale contraddizione con la prassi passata, prevedere che per il terzo periodo di regolazione venga utilizzato, come anno di riferimento per la determinazione dei livelli tariffari iniziali, l'anno 2006 in merito al quale sono ormai disponibili i dati consuntivi relativi ai costi sostenuti dalle imprese esercenti i servizi regolati.
- 8.6 D'altra parte se il livello tariffario di inizio periodo di regolazione deve rispecchiare il più fedelmente possibile la situazione relativa ai costi ed agli investimenti che le imprese devono sostenere per operare nel settore regolato, è ragionevole affermare che più l'anno preso a riferimento è prossimo al primo anno del periodo di regolazione, più fedele è la ricostruzione della situazione reale.
- 8.7 La scelta dell'anno 2006 come anno di riferimento, peraltro, risulta particolarmente opportuna con riferimento all'attività di trasmissione dal momento che la ricostruzione del costo riconosciuto prendendo a riferimento l'anno 2005, anno di transizione per Terna, potrebbe rivelarsi particolarmente complessa comportando rilevanti incertezze nella corretta determinazione dei livelli tariffari iniziali. Per quanto riguarda le attività di distribuzione e misura, invece, si ritiene che l'anno 2006 possa consentire di meglio ricostruire i riflessi economico-patrimoniali su tali attività connessi, da un lato al nuovo assetto del mercato dell'energia elettrica completamente liberalizzato che comporta una significativa revisione soprattutto dei flussi informativi e della gestione degli utenti, dall'altro, all'installazione dei misuratori elettronici e degli apparati di telegestione.

C2	Esistono motivi sostanziali che ostino all'adozione dell'anno 2006 come anno di riferimento? Se sì, quali?
----	--

Ripartizione dei maggiori recuperi di produttività

- 8.8 Nella determinazione dei costi operativi riconosciuti l'Autorità, in coerenza con le determinazioni del secondo periodo di regolazione, intende continuare a prevedere 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.

- 8.9 I maggiori recuperi di efficienza riferiti all'anno 2006 da attribuire agli esercenti saranno calcolati come differenza tra i costi operativi riconosciuti e i costi effettivi riconoscibili riferiti allo stesso anno.
- 8.10 Come precisato nel successivo capitolo 12, l'Autorità intende tuttavia limitare ad un periodo regolatorio il mantenimento in capo alle imprese dei benefici derivanti dai maggiori recuperi di efficienza, residuati dal precedente periodo di regolazione. Pertanto il recupero di produttività del periodo 2008-2011 verrà dimensionato in modo da riassorbire gradualmente la quota parte di maggiore efficienza attribuita agli esercenti.

C3 Si concorda con la previsione di fissare il livello di recupero di produttività (*X-factor*) in modo da riassorbire gradualmente le maggiori efficienze riconosciute alle imprese all'inizio del periodo regolatorio 2008-2011? Se no, per quali motivi?

Costi operativi riconosciuti

- 8.11 La componente dei costi riconosciuti per l'anno 2008 relativa ai costi operativi è determinata come somma di:
- a) costo effettivo rilevato nell'anno 2006, riportato all'anno 2008 attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali nel secondo periodo di regolazione e previsti per il terzo periodo;
 - b) quota parte di eventuali maggiori recuperi determinati con riferimento all'anno 2006 da attribuire agli esercenti, riportata all'anno 2008 attraverso l'applicazione di correttivi per l'inflazione e correttivi per i recuperi di produttività coerenti con i parametri utilizzati per gli aggiornamenti tariffari annuali nel secondo periodo di regolazione e previsti per il terzo periodo. In termini formali:

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

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;
- COE_{06} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2006 (al netto di ammortamenti e oneri finanziari)⁵;
- 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.

⁵ Per ulteriori approfondimenti in merito alla determinazione del COE si rimanda ai paragrafi 8.14 e successivi.

8.12 In considerazione dell'ipotesi di utilizzare quale anno di riferimento il 2006 e tenuto conto della formulazione parzialmente rivista del calcolo del costo riconosciuto dell'anno base, l'Autorità è orientata, da un lato, a confermare una ripartizione simmetrica tra imprese e clienti dei maggiori recuperi di efficienza, e dall'altro, a valutare l'ipotesi di procedere alla stima dei parametri tariffari iniziali per il periodo di regolazione 2008-2011 sulla base di variabili di scala riferite ai dati di pre-consuntivo dell'anno 2007 (e non a previsioni dei volumi 2008).

C4 L'ipotesi prospettata, di utilizzare quale anno di riferimento per il dimensionamento delle variabili di scala rilevanti per la stima dei parametri tariffari iniziali, l'anno 2007, lascia in capo alle imprese per tutto il periodo di regolazione un certo vantaggio legato alla crescita dei volumi dall'anno 2007 all'anno 2008? Si condivide tale ipotesi, oppure si ritiene preferibile il mantenimento del riferimento all'anno 2008, primo anno del periodo di regolazione, per la stima delle variabili di scala da impiegare nel calcolo dei parametri tariffari iniziali? Motivare la risposta.

8.13 Sempre con riferimento al tema delle variabili di scala relative al primo anno del periodo di regolazione (anche nell'ipotesi di prendere a riferimento l'anno 2007), la correttezza della stima ha un impatto rilevante sulla corretta determinazione dei livelli tariffari iniziali. Tale stima sarà effettuata dall'Autorità sulla base dei migliori dati a disposizione, anche tenuto conto delle informazioni fornite nell'ambito della raccolta dati dalle imprese operanti nei settori oggetto di regolazione.

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

8.14 Ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2006 (COE₀₆), l'Autorità non intende 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. Coerentemente con quanto effettuato anche nei precedenti periodi di regolazione, dunque, si intende non riconoscere le voci di costo relative a:

- 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 posti in capo ai concessionari la cui copertura non sia assicurata da disposizioni specifiche;
- e) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- f) oneri straordinari;
- g) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

8.15 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non allocati, sul piano contabile, per la loro marginalità, tra le altre attività.

C5 Si ritiene che l'elenco delle voci di costo che l'Autorità intende escludere dal calcolo del costo riconosciuto sia esaustivo? Ci sono altre voci che vanno escluse?

C6 La rettifica dei costi operativi in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi comporta l'estrazione di eventuali profitti oppure la copertura di eventuali perdite. In considerazione della marginalità di tali partite, l'Autorità in ogni caso ritiene che per ragioni di semplicità amministrativa tali effetti possano essere trascurati. Si condivide tale impostazione?

Oneri ulteriori da includere nel costo operativo riconosciuto

8.16 Il principale operatore della distribuzione ha evidenziato la necessità di includere nella base di costo operativo riconosciuto alcuni 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). Coerentemente con i principi della legge istitutiva l'Autorità intende prevedere meccanismi che consentano la piena copertura dei costi sostenuti dalle imprese esercenti. In merito l'Autorità ritiene opportuno che il riconoscimento di tali costi sia subordinato ad una valutazione *ex post*. Di conseguenza, tali costi non potranno essere compresi nel valore del COR₀₈, ma solamente in sede di aggiornamento annuale dei parametri tariffari, tramite i meccanismi già previsti dalla formula del *price-cap*.

C7 Si condivide tale impostazione? Oppure si ritiene opportuno procedere a valutazioni *ex-ante* dei nuovi costi indotti dai nuovi adempimenti posti in capo ai soggetti regolati? Su quali basi potrebbero essere effettuate tali valutazioni e per quali fattispecie di nuovi oneri?

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

8.17 L'Autorità intende 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. In questa prospettiva, l'Autorità intende stimolare 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. L'Autorità è orientata a incentivare 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 venditore. Ai fini tariffari, l'Autorità intende prevedere il riconoscimento degli oneri conseguenti agli sconti limitatamente ai corrispettivi tariffari relativi ai servizi regolati oggetto del presente documento di consultazione, entro una soglia di consumo pari a circa 2700 kWh (coerente cioè con il consumo medio nazionale dei clienti domestici), a favore di dipendenti o pensionati (anche in reversibilità) di società che forniscono i servizi regolati nel presente documento, attualmente beneficiari dello sconto. L'Autorità intende limitare tale riconoscimento al prossimo periodo regolatorio, riservandosi in futuro la possibilità di introdurre ulteriori restrizioni.

Riconoscimento degli oneri relativi al "fondo pensione elettrici"

8.18 Nel periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità ha ritenuto di dover prevedere il riconoscimento degli effetti della soppressione del Fondo di previdenza per i dipendenti

dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private ("fondo pensione elettrici"), disposto dall'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488 (di seguito: legge n. 488/99). In particolare, considerato che la medesima legge consentiva alle imprese di imputare tale onere in bilancio negli esercizi in cui vengono effettuati i pagamenti, ovvero in quote costanti negli esercizi dal 2000 al 2019, l'Autorità ha ritenuto appropriato riconoscere ai fini regolatori tale onere in quote ventennali. Ciò è apparso coerente con l'esigenza di dare stabilità alle tariffe nel tempo.

- 8.19 Coerentemente con le determinazioni del secondo periodo di regolazione, pertanto, nei costi operativi riconosciuti determinati secondo quanto descritto in precedenza, sarà garantita la copertura delle quote annuali del cosiddetto "fondo pensione elettrici" di competenza.

9 Determinazione del capitale investito riconosciuto rilevante ai fini regolatori

Il capitale investito riconosciuto nel secondo periodo di regolazione

- 9.1 Alla determinazione del valore del CIR per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo 2004-2007, hanno concorso le seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) immobilizzazioni immateriali relative al cosiddetto "fondo pensione elettrici";
 - c) immobilizzazioni in corso;
 - d) capitale circolante netto;
 - e) poste rettificative (trattamento fine rapporto e altri fondi).
- 9.2 In coerenza con quanto stabilito dalla legge n. 290/03, ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha provveduto a valutare le immobilizzazioni nette di settore sulla base del metodo del costo storico rivalutato facendo riferimento al:
- valore di prima acquisizione (o di costruzione nel caso di lavori in economia) dei cespiti per i quali al 31 dicembre 2001 il fondo di ammortamento economico-tecnico non avesse interamente coperto il valore lordo del capitale, al netto di successive rivalutazioni;
 - deflatore degli investimenti fissi lordi fino al 2001.
- 9.3 Tale intervento ha permesso di allineare il CIR di settore con la media europea, eliminando eventuali rischi di distorsione dati da un CIR sottovalutato ai fini dell'accesso al mercato borsistico e creditizio da parte degli esercenti dei servizi. In tal modo, in sostanza l'Autorità ha inteso garantire il formarsi di condizioni favorevoli all'emergere di un adeguato flusso di investimenti nelle infrastrutture.

Determinazione del capitale investito riconosciuto nel terzo periodo regolatorio

- 9.4 In sede di fissazione del valore del CIR per il periodo di regolazione 2008-2011 si intende confermare la valutazione delle immobilizzazioni nette sulla base del metodo del costo storico rivalutato. Tale metodo, basandosi sul livello di costo effettivamente sostenuto dagli esercenti consente, anche grazie al processo iterativo di rivalutazione del capitale, il mantenimento del valore reale, il pieno recupero dell'investimento da parte degli esercenti, sebbene non garantisca, di per sé, un soddisfacente livello di efficienza degli investimenti.
- 9.5 In un'ottica di continuità, si intende aggiornare il valore delle immobilizzazioni nette sulla base del quale sono state fissate le tariffe per l'anno 2007, come descritto al paragrafo 9.8.
- 9.6 In relazione a quanto sopra appare qui opportuno ribadire che, per il rispetto del principio in base al quale il cliente finale non può essere chiamato a pagare due volte lo stesso costo, il

CIR non può essere valutato né attraverso metodi che riconoscano eventuali avviamenti derivanti da acquisizioni di rami d'azienda (che costituiscono trasferimento di utile e quindi ove riconosciuti come valore del cespite in forza di sentenze non avranno comunque diritto a remunerazione, salvo esplicita previsione di legge), né in applicazione del criterio del *fair value* (proprio dei principi contabili internazionali e non necessariamente coerente con il costo storico) e neppure includendo nel valore la capitalizzazione di oneri finanziari.

- 9.7 In relazione al tema della capitalizzazione degli oneri finanziari è necessario rilevare che, se dal punto di vista del bilancio aziendale tale pratica consentirebbe di attribuire con maggior precisione i costi connessi con la realizzazione di un determinato cespite in modo da migliorare la rappresentazione contabile dell'impresa, da un punto di vista regolatorio porterebbe al doppio riconoscimento del costo di finanziamento che, come evidenziato anche in seguito, è già coperto tramite la remunerazione del CIR.
- 9.8 Da un punto di vista applicativo, l'Autorità è intenzionata a determinare il valore del CIR relativo alle immobilizzazioni nette (di cui alla lettera a) del paragrafo 9.1) per il primo anno del nuovo periodo di regolazione replicando, di fatto, 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.
- 9.9 L'Autorità intende mantenere invariati i metodi di valutazione anche relativamente alle altre voci che compongono il CIR rilevante ai fini regolatori. In particolare verrà aggiornato il valore dell'onere relativo al contributo straordinario per l'abolizione del Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel), cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge n. 488/99, per tener conto delle quote ammortizzate.
- 9.10 In merito alla valutazione del valore del capitale circolante netto si propone il mantenimento delle metodologie adottate per il secondo periodo di regolazione, ivi incluso il riconoscimento parametrico e di confermarlo nella misura dell'1% delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini tariffari.

C8 Si condivide l'impostazione che l'Autorità intende adottare per la valutazione del CIR di riferimento ai fini della fissazione dei parametri tariffari iniziali? Se no, per quali motivi e quali alternative si intendono proporre?

10 Determinazione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa

- 10.1 In sede di fissazione dei parametri tariffari per il secondo periodo di regolazione, contestualmente alla rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette rilevanti per il calcolo del CIR, l'Autorità, ai fini della determinazione della quota di ammortamento annualmente riconosciuta in tariffa, ha fissato vite utili standard dei cespiti più lunghe di quelle mediamente utilizzate in quel momento dalle imprese del settore. A tale proposito, si ricorda come tali vite utili siano state successivamente assunte come riferimento per la determinazione degli ammortamenti fiscalmente riconosciuti, sulla base delle disposizioni

dell'articolo 102-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, introdotto con la legge 23 dicembre 2005, n. 266.

- 10.2 Per il terzo periodo di regolazione, l'Autorità intende mantenere ferme le vite utili standard già adottate per il secondo periodo, fatto salvo quanto previsto in modo specifico per il servizio di misura nel paragrafo 37.4, e procedere alla fissazione del livello base degli ammortamenti riconosciuti in tariffa in coerenza con le logiche sopra descritte per la valorizzazione del CIR.
- 10.3 In tale prospettiva occorre preliminarmente considerare che:
- a) l'ammortamento riconosciuto per il primo anno del secondo periodo di regolazione è stato determinato con riferimento al valore lordo delle immobilizzazioni riconoscibili ai fini regolatori;
 - b) nel corso del periodo di regolazione la quota parte di tariffa a copertura dei costi di ammortamento, in coerenza con le vigenti disposizioni di legge (legge n. 290/03) è stata sottoposta a *price-cap*, con l'effetto di garantirne l'adeguamento rispetto all'inflazione.
- 10.4 In termini operativi, dunque, l'Autorità intende procedere 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* (che include implicitamente la rivalutazione), 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 disinvestite;
 - b) integrare il valore dell'ammortamento per tener conto dei nuovi investimenti realizzati nel periodo 2004-2006, adeguatamente rivalutati.

C9	Si condivide l'impostazione che l'Autorità intende adottare per il riconoscimento degli ammortamenti? Se no, per quale motivo e quali alternative si intendono proporre?
----	--

11 Remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 11.1 La fissazione di una congrua remunerazione del CIR è un passaggio fondamentale nella determinazione del costo riconosciuto, rappresentando una variabile essenziale rispetto alle scelte future di investimento da parte delle imprese regolate.
- 11.2 Un livello inadeguato di remunerazione, in effetti, finirebbe per scoraggiare l'investimento in infrastrutture da parte dell'impresa regolata. D'altra parte, una remunerazione al di sopra di quella "normale", offrirebbe margini di rendimento eccessivi alle imprese senza, peraltro, dare alcuna garanzia di un parallelo aumento degli investimenti stessi.
- 11.3 Peraltro, come evidenziato anche da studi accademici, le scelte di investimento da parte delle imprese regolate tendono ad essere particolarmente sensibili non solo al livello di remunerazione ma anche alla stabilità e trasparenza della regolazione, ivi inclusa la valutazione del rischio di mancato riconoscimento di parte degli investimenti realizzati.
- 11.4 Sotto questo punto di vista, la regolazione tariffaria nel nostro Paese ha garantito agli operatori stabilità di metodologia e certezza di riconoscimento degli investimenti effettivamente realizzati (ovviamente a condizione della loro pertinenza con le attività regolate).

- 11.5 In tale prospettiva, l’Autorità intende dare anche in questa occasione continuità alle metodologie adottate nei precedenti periodi per la definizione del livello di remunerazione congruo del CIR, assicurando così alle imprese elettriche le risorse per la copertura degli oneri relativi alle varie forme di finanziamento, capitale di rischio e debito, della propria attività.
- 11.6 Il tasso di rendimento del CIR verrà quindi determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), secondo la seguente formula già utilizzata per il corrente periodo di regolazione, che tiene conto del fatto che le imposte pagate dalle imprese si applicano ai profitti nominali e non a quelli reali.

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

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.
- 11.7 I parametri rilevanti per la fissazione del tasso di rendimento del CIR sono in parte indipendenti dall’attività oggetto di remunerazione e in parte strettamente collegati alle caratteristiche dell’attività stessa. Nel presente capitolo verranno principalmente approfonditi i primi mentre per i parametri la cui valorizzazione è collegata alla fase della filiera oggetto di remunerazione, l’approfondimento è svolto nelle parti del documento specifiche di ciascuna attività.

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

- 11.8 Con riferimento al rapporto tra capitale di debito e capitale proprio, l’Autorità nel corrente periodo di regolazione del settore elettrico ha utilizzato un riferimento comune per le attività trasmissione, distribuzione e misura. Tale riferimento teneva conto del fatto che le principali imprese operanti in Italia nelle infrastrutture di rete dell’energia elettrica avevano strutture finanziarie tra di loro sostanzialmente assimilabili e il primo operatore della distribuzione e misura era anche il maggiore proprietario di reti di trasmissione.
- 11.9 In tale scenario l’Autorità, per la fissazione di un valore del rapporto D/E, aveva optato per un graduale avvicinamento alla reale struttura finanziaria delle imprese.
- 11.10 Per il terzo periodo di regolazione, l’Autorità intende dare continuità alla logica di fissare il rapporto D/E tenendo conto della reale struttura finanziaria delle imprese. Questa struttura finanziaria deve essere però depurata dell’effetto “*holding*”. Infatti la struttura finanziaria dei gruppi verticalmente integrati, gestita a livello centralizzato, presenta un profilo di rischio che non riflette esclusivamente quello delle attività sottoposte alla regolazione tariffaria da parte dell’Autorità, ma anche, e in alcuni casi soprattutto, quello delle attività liberalizzate.

- 11.11 In tale ottica va considerata la novità rappresentata dalla separazione proprietaria di Terna, società proprietaria di quasi tutta la rete di trasmissione nazionale (di seguito anche richiamata come RTN). I dati disponibili sui livelli di indebitamento di Terna, che opera nelle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica ed in attività di trasmissione all'estero, mostrano un ricorso all'indebitamento in proporzioni molto superiori a quello preso a riferimento per il settore della trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 quando Terna era valutata all'interno del maggiore gruppo elettrico nazionale. Ciò sembra riflettere la capacità di una società, attiva in un settore infrastrutturale sottoposto a regolazione tariffaria, di attrarre capitale di debito a tassi di interesse particolarmente convenienti, in quanto i mercati finanziari le associano un basso livello di rischio, potendo così anche beneficiare, in coerenza con la più consolidata dottrina finanziaria, dello scudo fiscale garantito dagli interessi passivi, riducendo in tal modo il costo del capitale per l'impresa.
- 11.12 Alla luce di tali considerazioni l'Autorità ritiene di dover fissare per il terzo periodo di regolazione un rapporto tra capitale di debito e capitale di rischio compreso tra 0,7 e 1.
- 11.13 La possibile revisione al rialzo del rapporto D/E mira a trasferire ai clienti finali i vantaggi connessi al minor costo del debito. Peraltro l'Autorità intende prestare crescente attenzione all'andamento del livello di indebitamento degli operatori onde disincentivare comportamenti speculativi che possano mettere a rischio la stabilità finanziaria degli stessi. In tale prospettiva, al fine di favorire la stabilità finanziaria del settore, l'Autorità è orientata a introdurre limitazioni delle eventuali sovra-remunerazioni del capitale relativo a nuovi investimenti finanziati con ricorso al capitale di debito che comporti il superamento di determinate soglie del rapporto D/E e, conseguentemente, a monitorare su base annuale il livello di indebitamento degli esercenti, anche per mezzo di periodiche raccolte dati, ispezioni e *audit*.

C10 Quali livelli del rapporto D/E si ritengono critici per l'equilibrio economico-finanziario di un'impresa che svolga attività nel campo dei servizi energetici regolati?

Rendimento del capitale di rischio: il CAPM

- 11.14 Il modello più comunemente usato per stimare il rendimento che gli investitori si aspettano in cambio del livello di rischio da loro affrontato è il "*Capital Asset Pricing Model*" (*CAPM*), dove il costo del capitale viene determinato quale somma tra il rendimento dei titoli privi di rischio ed un premio per il rischio a sua volta dipendente dalla rischiosità sistematica dell'impresa/attività oggetto di valutazione, misurata da un coefficiente identificato da β . Questo modello, già utilizzato nei primi due periodi di regolazione per il settore elettrico e nella regolazione gas, implica che il rendimento atteso di un titolo è linearmente correlato con il proprio β .
- 11.15 Pertanto, il rendimento atteso da un generico investimento nel mercato azionario (K_e) è determinato dal concorrere di tre principali fattori:
- a) il tasso di rendimento sulle attività prive di rischio (*Risk Free Return*, RFR),
 - b) il premio per il rischio di mercato (*Equity Risk Premium*, ERP),
 - c) il valore di β , che riflette il rischio sistematico (non diversificabile) dell'attività in esame e cioè la variabilità dei rendimenti azionari dell'impresa rispetto alla variabilità dei rendimenti del mercato azionario.

$$K_e = RFR + ERP * \beta$$

Rendimento delle attività prive di rischio

- 11.16 In relazione alla valorizzazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, l'Autorità intende confermare il riferimento utilizzato per il secondo periodo di regolazione, ossia la media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.
- 11.17 Il valore attuale (1 giugno 2006 – 31 maggio 2007) assunto da tale indicatore porterebbe a fissare il tasso delle attività prive di rischio a circa il 4,2%, sostanzialmente in linea con il riferimento utilizzato per il periodo 2004-2007 (4,25%). Ai fini della fissazione del valore definitivo, l'Autorità utilizzerà i dati più aggiornati disponibili che, tenuto conto delle tempistiche attese del presente procedimento, dovrebbero presumibilmente portare ad utilizzare la media del periodo novembre 2006 – ottobre 2007.

Premio per il rischio di mercato

- 11.18 Il premio al rischio azionario (ERP) può essere definito come il rendimento addizionale rispetto a quello offerto da uno strumento finanziario privo di rischio che un investitore richiede per investire nel “portafoglio di mercato”.
- 11.19 La valutazione di tale rendimento richiede l'esplicitazione di attese riguardo ai rendimenti stessi: il premio al rischio è dunque una richiesta *ex ante* dell'investitore, che risulta dalla differenza tra un rendimento atteso di mercato e un rendimento atteso del titolo privo di rischio.
- 11.20 Il calcolo del premio per il rischio di mercato può essere effettuato sulla base del confronto tra l'andamento storico del rendimento del titolo privo di rischio e delle quotazioni delle azioni tenendo anche conto dei dividendi pagati (indice *total return*) ipotizzando che il differenziale medio assunto in passato dal premio al rischio sia un buon indice delle attese nel suo livello futuro. Il calcolo può essere effettuato utilizzando la media aritmetica o la media geometrica delle differenze tra i rendimenti.
- 11.21 Dal punto di vista dell'investitore il valore più attendibile è la media geometrica che riflette l'evoluzione del valore degli investimenti nel medio-lungo termine più della variazione relativa annua di tali valori.
- 11.22 Data la volatilità della borsa, il valore del premio per il rischio di mercato varia a seconda del momento dal quale si fa partire l'analisi e, in particolare, a seconda che tale momento si situi in corrispondenza di un picco o di una depressione delle quotazioni.
- 11.23 Al fine di ridurre l'effetto delle oscillazioni è necessario considerare un periodo sufficientemente lungo cercando di evitare gli eventi più traumatici quali guerre o la grande depressione degli anni '30. Se si prende in considerazione l'andamento dell'indice *total return* della borsa italiana riportato in un recente studio di Mediobanca, dal 1948, escludendo quindi l'iperinflazione post bellica, al 2004, e lo si confronta con l'andamento dei BOT, risulta un rendimento reale dei titoli azionari pari al 3,9% a fronte dell'analogo rendimento dell'1,3% per i BOT. Il premio per il rischio di mercato è quindi pari al 2,6%. Di contro, se si fosse assunto come dato di partenza un periodo di depressione del mercato azionario come il 1978 il premio per il rischio di mercato sarebbe del 5,7%.
- 11.24 Appare dunque corretto effettuare la stima su un periodo storico pari almeno a 10-20 anni, evitando riferimenti a periodi troppo brevi come invece suggerito nel corso dei *focus group* da alcuni operatori.
- 11.25 Per evidenziare l'impatto della scelta del periodo di riferimento sulla determinazione del MRP (*Market Risk Premium*) si riporta di seguito il risultato che si otterrebbe partendo dal

1938 con intervalli via via ridotti di dieci anni fino a fine 2004. La media aritmetica dei valori risultanti per il MRP è pari a 3,43 (si veda la tabella 1).

Tabella 1 - Il premio per il rischio di mercato

Anno d'inizio	Rendimenti reali %		MRP
	Azioni total return	BOT	
1938	1.6	-3.9	5.5
1948	3.9	1.3	2.6
1958	2.5	1.3	1.2
1968	2	1.7	0.3
1978	8.6	2.9	5.7
1988	6.6	3.8	2.8
1998	7.1	1.2	5.9
Media di tutti i periodi			3.43

Fonte: elaborazioni AEEG su Indice annuale dei corsi della Borsa Italiana pubblicato da Mediobanca

11.26 Alla luce di tali considerazioni l'Autorità ritiene non sussistano ragioni per fissare il MRP ad un livello superiore rispetto a quello utilizzato per il secondo periodo di regolazione, come invece proposto da alcuni operatori.

Rischio sistematico (β)

11.27 Il coefficiente β , che esprime il rischio sistematico dell'attività, nel secondo periodo di regolazione è stato determinato a partire dall'analisi del rischio sistematico di analoghe società di rete di altri paesi.

11.28 I coefficienti adottati sono risultati leggermente differenziati tra trasmissione e distribuzione, con un β levered⁶ fissato pari a 0,55 per la trasmissione e a 0,60 per la distribuzione. Più elevato, invece, il riferimento scelto per le attività commerciali e la misura (β levered pari a 1).

11.29 Per il terzo periodo di regolazione l'Autorità ritiene non si siano realizzati nel settore cambiamenti tali da comportare una revisione sostanziale del rischio sistematico delle attività di rete (trasmissione e distribuzione). Differenti valutazioni, invece, si ritiene possano essere in parte svolte in relazione all'attività commerciale del servizio di trasporto in esito anche al processo di piena liberalizzazione a partire dall'1 luglio 2007 e al servizio di misura, in relazione al quale le prospettive di assetto di settore appaiono oggi meno incerte di quanto non lo fossero nel 2003.

11.30 Approfondimenti specifici sul livello di β per ciascuna fase della filiera oggetto del presente procedimento sono svolti nelle relative parti del documento, a cui si rimanda. Tuttavia appare opportuno fin da ora sottolineare come il β delle società che svolgono più attività costituisca una approssimazione del β delle infrastrutture alle quali verrà poi applicato nella definizione del costo del capitale. Tale approssimazione, data la diversificazione di investimento realizzata in altri settori e/o paesi con maggiore rischiosità dalle società a cui le stime del β sono riferite, potrebbe portare alla fissazione di un costo del capitale superiore a quello che affronterebbe un soggetto che avesse esclusivamente la proprietà e la gestione delle reti di trasmissione o di distribuzione sul territorio italiano.

⁶ Il β levered è l'indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

- 11.31 In relazione alla fissazione del coefficiente β per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica l'Autorità è orientata a confermare i livelli già utilizzati della fissazione della remunerazione del CIR nel periodo di regolazione 2004-2007.
- 11.32 La bontà di tale scelta sembra trovare conferma anche nelle stime disponibili sul valore del β *unlevered* per le attività di trasporto dell'energia elettrica che indicano un intervallo che va da 0,25 a 0,44, che, tenuto conto del livello del rapporto D/E che si intende assumere per il periodo 2008-2011 compreso tra 0,7 e 1, corrisponde ad un valore di β *levered* compreso tra 0,36 - 0,64 e 0,42 - 0,73.

Costo del debito

- 11.33 Per la valorizzazione del costo dell'indebitamento (Kd), a partire dal secondo periodo di regolazione del settore elettrico, l'Autorità ha utilizzato come criterio l'adozione di uno *spread* rispetto al tasso rilevato per le attività prive di rischio.
- 11.34 Il costo effettivo del debito, anche in considerazione dell'accesso a finanziamenti a tasso agevolato, come si può peraltro desumere ad esempio dall'analisi dei bilanci del principale operatore della distribuzione, risulta inferiore ai livelli riconosciuti in tariffa.
- 11.35 Occorre altresì evidenziare come, nel caso di gruppi societari che garantiscono la raccolta del capitale di debito a livello centralizzato, la presenza all'interno del gruppo societario di attività a più elevato livello di rischiosità rispetto alle attività di rete possa, in linea di principio, comportare un peggioramento, in media, del costo del capitale di debito, peggioramento che, sempre in linea di principio, dovrebbe essere depurato rispetto al valore di Kd riconosciuto ai fini tariffari.
- 11.36 L'Autorità intende approfondire l'analisi dell'impatto di tale considerazione, anche in relazione alle richieste di adeguamento al rialzo del rendimento riconosciuto sul CIR, richieste avanzate in primo luogo dal primo operatore della distribuzione, che fa parte di un gruppo societario verticalmente integrato (e dunque che opera in fasi della filiera in concorrenza e, dunque, intrinsecamente più rischiose), e da parte di Terna, che ha avviato una diversificazione delle proprie attività con investimenti all'estero, principalmente in paesi a più basso livello di sviluppo rispetto all'Italia.
- 11.37 Per il terzo periodo di regolazione, in ogni caso, l'Autorità è orientata a rivedere al ribasso lo *spread* riconosciuto sul costo del debito rispetto alle attività prive di rischio. L'entità del ribasso dovrà essere valutata anche in relazione a quanto sopra argomentato.

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

- 11.38 In relazione all'aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari (tc) l'Autorità intende confermare l'aliquota del 33%, pari all'IRES, utilizzata già nel secondo periodo di regolazione.
- 11.39 Per quanto riguarda, invece, l'aliquota teorica di incidenza delle imposte (compresa l'IRAP) sul risultato d'esercizio (T), sulla base delle prime analisi condotte dall'Autorità, il livello effettivo riscontrato dai bilanci di Terna e delle maggiori imprese di distribuzione, sembra confermare la sostanziale validità del riferimento utilizzato nel secondo periodo di regolazione, pari al 40%. In tale prospettiva, richieste di adeguamento al rialzo di tale aliquota appaiono difficilmente giustificabili, anche in relazione alla prospettiva di lieve riduzione della pressione fiscale nei prossimi anni, prevista dal Dpef 2008-2011 recentemente messo a punto dal Governo.

Tasso d'inflazione (rpi)

11.40 Con riferimento, infine, al livello di inflazione, coerentemente con quanto fatto in passato, l'Autorità intende allineare tale parametro alle più recenti previsioni di medio termine mese a disposizione dal Governo tramite il Dpef 2008-2011⁷, pari all'1,7%.

C11 Si condividono le argomentazioni sopra esposte relativamente ai parametri che concorrono alla determinazione del *WACC*? Si condividono i livelli prospettati per il terzo periodo regolatorio? Se no, per quali motivi? Quali alternative si propongono?

12 Criteri per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari

Aggiornamento in corso di periodo regolatorio di capitale investito riconosciuto, ammortamenti e costi operativi

12.1 L'Autorità intende prevedere l'applicazione di meccanismi annuali predefiniti di aggiornamento dei parametri tariffari coerentemente con quanto previsto per il secondo periodo di regolazione sia per il servizio di trasmissione, sia per il servizio di distribuzione. Le modificate attese di assetto del servizio di misura, per il cui approfondimento si rimanda alla parte VII, inducono l'Autorità a ritenere opportuna l'estensione anche a tale servizio di meccanismi predefiniti di aggiornamento annuale dei corrispettivi, in linea con quanto previsto per i servizi di trasmissione e distribuzione, ma in discontinuità con quanto stabilito con deliberazione n. 5/04 per il secondo periodo di regolazione.

12.2 L'Autorità intende prevedere l'adeguamento della quota parte del corrispettivo a copertura della remunerazione del CIR tenendo conto:

- a) degli investimenti netti a bilancio nell'esercizio n a partire dall'anno $n+2$;
- b) della variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi
- c) della variazione dei volumi del servizio erogato.

12.3 Con particolare riferimento all'aggiornamento nel corso del terzo periodo di regolazione del valore degli ammortamenti, l'Autorità intende prevedere che su base annuale, con riferimento all'anno n a valere sull'anno $n+2$ in linea con la regola prevista per il CIR, venga rivista per tener conto:

- a) della riduzione del capitale investito lordo per effetto di disinvestimenti e completamento della vita utile contabile di cespiti;
- b) dell'aggiornamento con il criterio del *price-cap*, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95;
- c) del valore in termini di capitale investito lordo dei nuovi investimenti.

12.4 Le componenti tariffarie a copertura dei costi operativi sono aggiornate con il metodo del *price-cap*, secondo quanto previsto dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95.

C12 Tenendo presente che tutti i nuovi investimenti riconosciuti in corso di periodo per i servizi oggetto della presente consultazione saranno limitati a quelli riportati nel più recente bilancio chiuso e certificato, si concorda con le nuove regole che prevedono anche un aggiornamento della quota di ammortamento? Se no, per quali motivi?

⁷ Cfr. pag. 16 del Dpef 2008-2011

Criteri per la fissazione dell'X-factor

- 12.5 Come ricordato, ai sensi della legge n. 290/03 ai fini della fissazione delle tariffe per il periodo di regolazione successivo all'emanazione della legge medesima, l'Autorità ha operato “una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap*, applicato alle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti”. Sulla base di tale indicazione legislativa, con il meccanismo di ripartizione delle maggiori efficienze, l'Autorità ha fissato le tariffe sulla base di costi riconosciuti a copertura di costi operativi e ammortamenti tra il 12% e il 15% più alti di quelli effettivamente sopportati in media dalle imprese del settore, così come rilevabili dai bilanci dell'esercizio 2001.
- 12.6 Per il periodo di regolazione 2004-2007 l'Autorità ha fissato il livello di recupero programmato di produttività (*X-factor*) pari al 2,5% per l'attività di trasmissione e pari al 3,5% per l'attività di distribuzione. A differenza di quanto accaduto nel primo periodo di regolazione, dove il meccanismo del *price-cap* veniva applicato all'intero valore assunto dai parametri tariffari, il recupero di produttività è stato applicato esclusivamente alla quota parte dei parametri tariffari destinati a compensare i costi operativi (compresi gli ammortamenti), sempre secondo quanto previsto dalla legge n. 290/03.
- 12.7 I tre aggiornamenti annuali dei livelli tariffari, al netto dell'effetto volume di cui si dirà successivamente, hanno consentito di trasferire gradualmente ai clienti finali quasi completamente i recuperi di produttività conseguiti nel corso del primo periodo di regolazione e che erano stati inizialmente lasciati alle imprese. In altri termini le tariffe dei due settori in vigore nell'ultimo anno del secondo periodo regolatorio riflettono costi riconosciuti a copertura di costi operativi e ammortamenti superiori ai costi effettivi dell'anno base.
- 12.8 Oltre agli effetti prodotti dall'aggiornamento dei parametri unitari in applicazione del meccanismo del *price-cap*, nel corso del periodo regolatorio 2004-2007 il livello dei ricavi e quindi dei costi riconosciuti alle imprese è cresciuto anche in relazione al cosiddetto “effetto volume”, cioè alla crescita del gettito tariffario (stimabile nell'ordine dell'1,5% all'anno) derivante dalla crescita dei volumi del servizio erogato. In merito va valutato in quale misura tale aumento dei volumi e quindi dei costi riconosciuti abbia trovato riscontro in un aumento dei costi effettivi per l'erogazione del servizio, anche perché il settore elettrico è caratterizzato, quanto meno nel breve periodo, da una elevata incidenza dei costi fissi.
- 12.9 A queste considerazioni, va aggiunta infine quella relativa agli ulteriori recuperi di produttività che certamente le imprese hanno continuato a perseguire, stanti le recenti informazioni rese disponibili nell'ambito dei *focus group* in cui emerge come, dopo otto anni di contrazione dei costi, i margini residui di efficientamento siano ridotti.
- 12.10 Sulla base di tali considerazioni per il periodo di regolazione 2008-2011 l'Autorità intende fissare il livello di recupero programmato di produttività con l'obiettivo minimo di trasferire integralmente ai consumatori i recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese fino all'anno 2007.

C13 Anche a prescindere dalla metodologia proposta, quali livelli di recupero di produttività si stima siano realizzabili nei diversi servizi regolati oggetto del presente documento per il prossimo periodo di regolazione ? Per quali motivi?
--

PARTE IV

Regolazione del servizio di trasmissione

13 Premessa

- 13.1 L'attività di trasmissione dell'energia elettrica è riservata allo Stato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99. Il soggetto responsabile della gestione della RTN, oggi Terna, concessionario del servizio, ha il compito di assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, nonché lo sviluppo della rete medesima nel rispetto degli indirizzi del Ministro dello sviluppo economico.
- 13.2 Considerato il carattere monopolistico dell'attività di trasmissione il medesimo decreto legislativo stabilisce che Autorità per l'energia elettrica e il gas fissi le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione.
- 13.3 Ai sensi dell'art. 3, comma 3.10 del medesimo decreto legislativo, per l'accesso e l'uso della RTN è dovuto al gestore un corrispettivo determinato indipendentemente dalla localizzazione geografica degli impianti di produzione e dei clienti finali, e comunque sulla base di criteri non discriminatori.
- 13.4 Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione n. 11/07 (di seguito: TIU), l'attività di trasmissione dell'energia elettrica comprende:
- a) l'esercizio delle singole porzioni della RTN, inteso come l'attuazione delle consegne autonome, il pronto intervento a seguito di guasto o anomalia, le manovre per la messa fuori servizio e in sicurezza degli impianti, il controllo dello stato degli impianti e le ispezioni sugli impianti;
 - b) la manutenzione ordinaria e straordinaria delle infrastrutture;
 - c) lo sviluppo infrastrutturale, inteso come realizzazione di interventi di espansione o di evoluzione delle infrastrutture della RTN, ivi inclusa l'eventuale riduzione della sua capacità di trasporto, con conseguente variazione dello stato di consistenza.

14 Quadro normativo di riferimento

- 14.1 Nel corso del secondo periodo di regolazione l'attività di trasmissione dell'energia elettrica è stata oggetto di interventi di razionalizzazione e di potenziamento della RTN, sia in conseguenza di mutamenti del quadro legislativo e regolatorio, sia del processo di acquisizione di ulteriori porzioni della rete da parte di Terna, già proprietaria di oltre il 90% della stessa. L'Autorità intende tener conto di tali mutamenti, procedendo, ove ritenuto necessario, ad apportare modifiche al sistema tariffario comunque in un'ottica di stabilità regolatoria.

Interventi legislativi

- 14.2 L'articolo 1 del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 ha previsto il trasferimento a Terna delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi, relativi alle attività di trasmissione e di dispacciamento, facenti capo al Gestore della rete. L'Autorità ha provveduto a dare attuazione al decreto, per le parti di

propria competenza, e ad armonizzare il quadro regolatorio con le previsioni del decreto, con deliberazione 31 gennaio 2005, n. 15/05 e con deliberazione 28 ottobre 2005, n. 226/05. Con quest'ultima, in particolare, sono state precisate le funzioni ricomprese nei pubblici servizi di trasmissione e di dispacciamento, a seguito dell'unificazione tra proprietà e gestione, ai fini della loro regolazione e controllo.

- 14.3 Con deliberazione 28 dicembre 2005, n. 290/05 è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la quantificazione per l'anno 2006 dei corrispettivi per il funzionamento di Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. in assetto di unificazione di proprietà e gestione della RTN, nonché per il funzionamento della società Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.A.

Interventi regolatori

- 14.4 Dal punto di vista regolatorio gli interventi di maggior rilievo effettuati con deliberazione n. 5/04 e con successive deliberazioni nel periodo di regolazione 2004-2007 sono stati:
- la più netta definizione dei confini tra attività di trasmissione e dispacciamento;
 - la previsione di un sistema di incentivazione degli investimenti per il potenziamento e lo sviluppo della RTN;
 - la sostituzione dei corrispettivi differenziati per fasce orarie con un corrispettivo indifferenziato.
- 14.5 In merito al perimetro dell'attività di trasmissione, con l'adozione della deliberazione n. 5/04, sono stati espunti dai corrispettivi a remunerazione dei costi riconosciuti relativi al perimetro dell'attività di trasmissione costi che erano, invece, relativi al servizio di dispacciamento.
- 14.6 Sempre con deliberazione n. 5/04, l'Autorità ha ritenuto necessario dare risposta alle straordinarie esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, prevedendo opportune misure destinate a sostenere gli investimenti di sviluppo della rete. A tal fine l'Autorità in sede di revisione annuale delle tariffe, ha applicato un tasso di remunerazione maggiorato di due punti percentuali rispetto al tasso di remunerazione riconosciuto in generale al servizio di trasmissione, agli interventi di sviluppo della RTN approvati dal Ministero dello sviluppo economico (già Ministero delle attività produttive) e portati a termine entro il 30 giugno dell'anno precedente a quello a cui i livelli tariffari si riferiscono. Tra questi sono compresi gli investimenti relativi al finanziamento del Piano di sicurezza per la riduzione del rischio di distacchi di energia elettrica.
- 14.7 Con deliberazione 22 settembre 2006, n. 203/06 (di seguito: deliberazione n. 203/06) l'Autorità ha sostituito i corrispettivi di trasmissione differenziati per fasce orarie con un corrispettivo indifferenziato.

15 Aspetti specifici del servizio di trasmissione per la determinazione del costo riconosciuto

- 15.1 In merito alla determinazione dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione, l'Autorità ritiene che, nonostante gli sforzi già profusi, vi siano ancora esigenze di sviluppo e rafforzamento della capacità ed efficienza del trasporto sulla RTN, sia in ottica di sicurezza del sistema, sia in chiave di sviluppo della concorrenza nel mercato dell'energia elettrica. Per tale ragione, l'Autorità è orientata a:

- a) confermare l'applicazione di una maggiorazione pari al 2% sul *WACC* per gli investimenti di sviluppo della RTN realizzati nel secondo periodo di regolazione, cioè entro il 31 dicembre 2007;
- b) prevedere meccanismi di incentivazione anche per gli investimenti che saranno realizzati nel corso del periodo di regolazione 2008-2011;
- c) prevedere, in linea generale, che la maggior remunerazione, di cui ai due precedenti alinea, possa essere riconosciuta al massimo per dodici anni dovendo contemperare le esigenze di incentivazione con la tutela degli interessi dei clienti finali.

15.2 In relazione ai meccanismi di incentivazione all'investimento per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità intende comunque affinare le disposizioni attualmente previste dalla deliberazione n. 5/04.

15.3 Appare oggi necessario focalizzare maggiormente la finalità di uno sviluppo efficiente del mercato dell'energia elettrica e, per tale ragione, l'Autorità intende sottoporre a consultazione la definizione di incentivi che, ferme restando le esigenze di sicurezza del sistema, garantiscano priorità alla realizzazione degli investimenti che abbiano ricadute positive immediate e prospettive sul livello di efficienza e competitività del mercato dell'energia elettrica (ad esempio attraverso la rimozione delle congestioni di rete). Nell'ambito del procedimento di convergenza dei settori elettricità e gas, in analogia con quanto disposto per il trasporto del gas, il trattamento incentivante degli investimenti di sviluppo, come detto a valere per un arco temporale massimo di dodici anni, verrà articolato in relazione a criteri di efficacia (benefici per il sistema elettrico derivanti dall'investimento), e a criteri di efficienza dell'investimento medesimo (minimizzazione degli oneri associati alla realizzazione del progetto).

La programmazione degli interventi di sviluppo della rete di trasmissione

15.4 L'articolo 9 del decreto di concessione dell'attività di trasmissione e dispacciamento⁸ relativo alla programmazione degli interventi di sviluppo della RTN, dispone l'obbligo in capo al concessionario del servizio di predisporre un piano di sviluppo, nel rispetto degli specifici indirizzi formulati dal Ministero dello sviluppo economico, al fine di assicurare uno sviluppo della RTN in linea con le necessità di copertura della domanda di energia elettrica e di svolgimento del servizio.

15.5 Il comma 9.2 del medesimo decreto prevede tra l'altro che il piano di sviluppo predisposto dal concessionario del servizio contenga un'analisi costi-benefici degli interventi e definisce il criterio rispetto al quale vengono identificati quelli prioritari per il sistema: gli investimenti in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni.

15.6 Sulla base di tali disposizioni Terna svolge l'analisi costi benefici per i principali progetti di breve-medio termine e per i principali progetti di lungo termine: una volta verificata la sostenibilità economica dell'investimento, l'ordine di priorità è legato sostanzialmente all'iter autorizzativo del progetto.

Il trattamento incentivante dei nuovi investimenti previsto nel settore del gas

15.7 A soli fini espositivi si procede di seguito ad una breve disamina degli incentivi riconosciuti ai nuovi investimenti nel settore del gas, che, tenuto conto delle differenze che sussistono tra

⁸ Decreto del Ministero delle attività produttive 20 aprile 2005 "Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale"

i due settori, costituiscono comunque un riferimento per la definizione di un nuovo meccanismo di incentivazione agli investimenti nel settore della trasmissione dell'energia elettrica.

- 15.8 Nel secondo periodo di regolazione dell'attività di trasporto gas, in coerenza con l'obiettivo di garantire un'offerta concorrenziale di gas, l'Autorità ha incentivato⁹ la realizzazione di nuova capacità di trasporto in coerenza con le esigenze di sviluppo del sistema, riconoscendo una componente di ricavo addizionale sui nuovi investimenti realizzati in funzione della tipologia di investimento, calcolata come somma:
- di un incremento del tasso di remunerazione (rispetto al tasso di remunerazione base che per l'attuale periodo di regolazione è pari al 6,7%) per gli investimenti realizzati nell'esercizio precedente, anche se non ancora entrati in esercizio;
 - della quota di ammortamento dei nuovi investimenti realizzati nell'esercizio precedente relativamente ai cespiti entrati in esercizio.
- 15.9 In particolare, l'Autorità ha tenuto conto delle differenze connesse alle tipologie di investimento in relazione al loro diverso grado di rischio e ai contributi apportati in termini di incremento delle fonti di approvvigionamento di gas naturale e ottimizzazione delle infrastrutture esistenti.
- 15.10 Pertanto ai nuovi investimenti, ad eccezione degli investimenti di sostituzione ai quali è riconosciuta la sola remunerazione base, sono riconosciute remunerazioni incrementalmente differenziate in un intervallo di valori compreso tra l'1% e il 3% e per durate superiori al periodo di regolazione, fino ad un massimo di 15 anni.
- 15.11 Per quanto attiene, invece, i costi operativi derivanti dai nuovi investimenti, si è ritenuto che gli investimenti di sostituzione non generano costi incrementalmente, mentre per le altre tipologie di investimento i costi operativi incrementalmente trovano già copertura con riferimento ai maggiori volumi trasportati a seguito dei medesimi potenziamenti. Tuttavia, a fronte degli investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale a nuova capacità di importazione, ovvero di investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, l'impresa di trasporto può richiedere il riconoscimento di una componente di ricavo determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente, come risultanti dal bilancio dell'impresa di trasporto sottoposto a revisione contabile, e il valore dei costi operativi riconosciuti nel primo anno del periodo regolatorio e aggiornati con il meccanismo del *price-cap*.
- 15.12 L'Autorità ha infine previsto la garanzia del 100% dei ricavi addizionali relativi ai nuovi investimenti, indipendentemente dai volumi trasportati. Infatti le componenti di ricavo addizionale, sia relativa ai costi di capitale sia riconducibile ai costi operativi incrementalmente, confluiscono nella determinazione dei ricavi di riferimento per il calcolo dei corrispettivi di capacità il cui gettito è garantito da un fattore correttivo aggiornato annualmente.

Criteria di incentivazione dei nuovi investimenti di trasmissione

- 15.13 In coerenza con quanto indicato nel paragrafo 15.2, l'Autorità intende rivedere il meccanismo di incentivi nel settore della trasmissione elettrica prevedendo una maggiore remunerazione degli investimenti di sviluppo entrati in esercizio entro il 31 dicembre dell'anno precedente, e non più entro il 30 giugno dell'anno in corso. La maggiore remunerazione potrà essere riconosciuta per durate superiori al periodo regolatorio, ma non

⁹ Deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05 "Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale"

oltre i dodici anni. A differenza di quanto avvenuto nel secondo periodo di regolazione, l’Autorità intende abbandonare la logica di riconoscimento indifferenziato degli investimenti di sviluppo nella trasmissione prevedendo modalità di incentivazione differenziate in funzione dei benefici derivanti al sistema dal singolo investimento.

- 15.14 Il riconoscimento del regime incentivante potrebbe avvenire tramite:
- la definizione di un indice di “efficacia” per ciascun progetto rilevante, definito come misura del rapporto tra il valore atteso dei benefici apportati complessivamente al sistema elettrico e gli investimenti necessari alla realizzazione dell’opera;
 - l’associazione di livelli di extra remunerazione crescenti in funzione dei valori assunti da tale indice, comunque entro un tetto massimo del 3%;
 - il riconoscimento della sola remunerazione base nel caso di investimenti di pura sostituzione (ossia senza rilevante aumento di capacità);
 - l’aggiornamento dell’indice in funzione dei riscontri a consuntivo;
 - la remunerazione differenziata per i costi non strettamente pertinenti, come i costi compensativi esogeni e i costi ambientali.
- 15.15 Il riconoscimento dell’extra remunerazione potrebbe essere accordato con durata costante per tutti gli investimenti che partecipano al meccanismo incentivante pari a dodici anni (cioè tre periodi di regolazione) contribuendo quindi ad anticipare il raggiungimento del punto di *break-even* dell’investimento.
- 15.16 L’indice di efficacia dovrebbe rispondere a criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione, mantenendo la rappresentatività in termini di efficacia ed efficienza dell’investimento. Tra i possibili benefici per ciascun investimento potrebbero essere individuati: l’aumento di energia importata dall’estero, la diminuzione delle perdite di rete, l’energia non servita evitata, l’eliminazione di congestioni e di poli limitati, l’incremento del grado di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili, gli investimenti evitati, o eventuali combinazioni di essi.
- 15.17 L’individuazione di un indice di efficacia secondo i criteri sopra esposti permette di:
- selezionare i progetti della RTN che apportano un beneficio al sistema, ad esempio escludendo dall’ambito di applicazione del regime incentivante progetti di sviluppo caratterizzati da costi superiori ai benefici attesi dal sistema;
 - introdurre criteri di efficientamento dei costi di investimento.
- 15.18 In ogni caso, l’Autorità ritiene debba essere monitorato il rischio di “spiazzamento” degli investimenti di sostituzione a favore degli investimenti di sviluppo causati dalla maggiore remunerazione concessa a questi ultimi.
- 15.19 Peraltro, nel valutare le reali esigenze di speciale incentivazione degli investimenti, l’Autorità terrà conto degli effetti attesi dall’introduzione del meccanismo di regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione illustrati nel secondo documento di consultazione sulla qualità, diffuso contestualmente al presente documento.

T1	Quali si ritiene siano le variabili più significative per l’identificazione dei benefici connessi a ciascun investimento, da impiegare come riferimento nella costruzione dell’“indice di efficacia”?
T2	Un tetto massimo di maggior remunerazione del 3% è un livello condivisibile? Se no, per quale motivo?

Riconoscimento dei costi ambientali e compensativi relativi ai nuovi investimenti

15.20 Pertinente alle considerazioni sui criteri di minimizzazione degli oneri di investimento, è anche il tema del riconoscimento dei costi ambientali e/o compensativi, che si propone siano trattati separatamente al fine di applicare meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato, specie sui costi esogeni, anche al fine di disincentivare riconoscimenti eccessivi.

15.21 Si propone pertanto di porre dei vincoli in merito al riconoscimento dei costi di cui al precedente paragrafo, prevedendo di introdurre una componente C_{amb} che riconosca:

- a) i costi compensativi esogeni al servizio e solo nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali;
- b) i maggiori costi ambientali endogeni al servizio se dovuti a disposizioni anche degli enti locali.

15.22 Il tasso di remunerazione complessivo dell'investimento assume la seguente formulazione:

$$Rimunerazione\ investimento = \begin{cases} seK\ C_{amb} \leq \alpha * C_{eff} \Rightarrow (WACC + \Delta WACC) \\ seK\ C_{amb} > \alpha * C_{eff} \Rightarrow (WACC + \Delta WACC) * \frac{C_{eff} * (1 + \alpha)}{C_{eff} + C_{amb}} + \Pi_{prog} * \frac{C_{amb} - C_{eff} * \alpha}{C_{eff} + C_{amb}} \end{cases}$$

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;
- α potrebbe essere fissato pari ad un valore compreso tra 0,05 e 0,10;
- Π_{prog} rappresenta il tasso di inflazione programmata
- $\Delta WACC$ è l'eventuale maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo della RTN.

15.23 L'Autorità ritiene comunque opportuno 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.

T3 Si ritiene efficace il meccanismo proposto per responsabilizzare la società di trasmissione a rendere minimi gli oneri non strettamente connessi all'investimento specifico (costi compensativi e ambientali)? Se sì, quale valore dovrebbe assumere il parametro α ?

15.24 L'Autorità ritiene inoltre che debbano essere affinati criteri che individuino il livello di costo efficiente per soddisfare una determinata esigenza e che l'eventuale remunerazione aggiuntiva debba essere condizionata anche dal livello di scostamento dell'investimento reale da quello efficiente, con metodologie simili a quella appena descritta al comma 15.22. Sempre sul fronte del riconoscimento di investimenti correttamente dimensionati, l'Autorità intende prendere in considerazione sia procedure che favoriscano un confronto concorrenziale di più offerte per la realizzazione di una determinata opera sia sistemi di modellizzazione ottimizzata della rete.

Ambito e gradualità di applicazione del meccanismo di incentivazione dei nuovi investimenti

15.25 Al fine di poter avviare fin dal primo anno del nuovo periodo di regolazione il trattamento incentivante dei nuovi investimenti si ritiene possibile prevedere che:

- l'indice di efficacia faccia riferimento agli strumenti di analisi oggi già utilizzati da Terna, eventualmente apportandone opportune modifiche e semplificazioni;
- i meccanismi di incentivazione sopra descritti siano applicati alla parte degli investimenti di sviluppo per i quali oggi viene calcolato da Terna l'indice di profittabilità, valutando l'opportunità di estenderne successivamente l'applicazione in maniera graduale anche agli altri progetti di sviluppo.

Valutazione del capitale investito riconosciuto relativo a porzioni di rete acquisiti da Terna nel corso del processo di unificazione della proprietà e della gestione della RTN

15.26 Nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 il settore della trasmissione dell'energia elettrica è stata oggetto di operazioni di acquisizioni di porzioni di RTN da parte di Terna, nonché del processo di unificazione della proprietà e della gestione della medesima RTN. Come detto da tali operazioni è possibile attendersi processi di efficientamento che dovrebbero avere impatti sia sulla riduzione dei costi operativi che sulla sicurezza del sistema. In termini di valore del CIR l'Autorità ritiene che tali operazioni debbano essere considerate neutrali.

15.27 Indipendentemente dal prezzo pagato da Terna per le porzioni di RTN, queste continueranno ad essere valutate con il metodo del costo storico rivalutato, applicato al valore di prima acquisizione (o di costruzione nel caso di lavori in economia), infatti, dato che tali *asset* continueranno a svolgere la stessa funzione ai fini dell'espletamento del servizio di trasmissione, non sarebbe logico chiedere agli utenti finali di pagare tariffe più elevate per il loro utilizzo solo perché ne è stata trasferita la proprietà.

16 Attuali criteri di regolazione tariffaria

Contesto normativo di riferimento

16.1 Nell'attuale periodo di regolazione (2004-2007) la regolazione delle condizioni economiche del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIT, si basa su tariffe amministrative fissate direttamente dall'Autorità, applicate a clienti finali, distributori e produttori, integrate con meccanismi di perequazione dei costi rimasti in vigore fino all'anno 2006.

16.2 Di seguito sono brevemente descritte le principali caratteristiche dell'attuale sistema di regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica.

Corrispettivi a carico dei clienti finali

16.3 Sulla base delle disposizioni dell'articolo 5 del TIT ciascuna impresa distributrice, applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a f) del TIT, una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*. Per i clienti domestici, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle tariffe di transizione $D2_T/D3_T$.

16.4 La componente tariffaria *TRAS* attualmente in vigore ha struttura monomia e monoraria.

Corrispettivi per il servizio di trasmissione a carico delle imprese distributrici

- 16.5 L'articolo 17 del TIT prevede che ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla RTN e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN¹⁰ in AT riconosca a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente CTR alla somma dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa dalla RTN e dell'energia elettrica netta immessa nella rete della medesima nei punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, opportunamente corretta per le perdite.
- 16.6 La medesima componente CTR viene applicata ai prelievi di energia elettrica, opportunamente corretti per le perdite, effettuati da imprese di distribuzione in punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.

Corrispettivi per il servizio di trasmissione a carico dei produttori

- 16.7 I soggetti che hanno disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso a una rete con obbligo di connessione di terzi riconoscono a Terna, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per il tramite di linee dirette e di reti interne di utenza, una specifica componente tariffaria determinata dall'Autorità, attualmente fissata dall'articolo 19 del TIT.

Agevolazione per la generazione distribuita

- 16.8 L'attuale disciplina (comma 17.1, lettera b) del TIT) prevede che ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla RTN e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN riconosca al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla RTN in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente CTR all'energia elettrica immessa opportunamente corretta per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.

Remunerazione del servizio di trasmissione

- 16.9 Terna destina alla copertura dei propri costi di funzionamento una quota parte dei ricavi rinvenienti dall'applicazione dei corrispettivi previsti dal comma 17.1 e dal comma 19.1, lettera a) del TIT, fissata pari a 0,0237 centesimi di euro/kWh.
- 16.10 La differenza è destinata alla copertura dei costi dei titolari di porzioni di RTN con le modalità definite dal decreto ministeriale 22 dicembre 2000. Peraltro a seguito dei processi di unificazione della proprietà e gestione della RTN e dalla proprietà delle porzioni di RTN, di fatto tali disposizioni assumono oggi rilevanza marginale.

17 Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione.

Motivazioni alla base delle proposte

- 17.1 La disciplina in vigore nel periodo di regolazione 2004-2007 presenta due principali criticità. Da un lato, essendo i ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio di trasmissione

¹⁰ Ai sensi dell'articolo 1 del TIT, il punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale è definito come un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione.

derivanti dall'applicazione di corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/kWh, il ricavo ammesso è soggetto a una certa variabilità non del tutto collegata all'effettivo andamento dei costi relativi alla rete di trasmissione. Nell'ambito della valutazione degli interventi che mirano alla convergenza della regolazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica con quella del servizio di trasporto gas, va sottolineato che nel settore del trasporto gas si è confermata anche per il secondo periodo di regolazione la ripartizione del vincolo sui ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* già adottata per il primo periodo di regolazione. Il peso della componente *capacity*, non soggetta a variabilità, è preponderante e assicura la copertura di circa il 70% dei costi riconosciuti.

- 17.2 Dall'altro lato, il livello dei ricavi ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione a carico dei produttori è modesto rispetto al gettito complessivo, pari a circa il 7%. L'Autorità ritiene al riguardo che vada valutata l'ipotesi di modificare il grado di incidenza dei costi del servizio di trasmissione posti in capo ai produttori. In tale ipotesi, infatti, parte del costo del servizio di trasmissione sostenuto dal produttore verrebbe trasferito da quest'ultimo sui clienti finali mediante meccanismi di mercato. Nella rimodulazione dell'allocazione dei costi del servizio di trasmissione tra produttori e consumatori, l'Autorità intende comunque tenere conto degli orientamenti espressi dall'*European Regulators Group for Electricity and Gas* (di seguito: *ERREG*), in merito all'esigenza di mantenere condizioni omogenee nell'Europa continentale in materia di condizioni economiche di accesso e uso della rete per i produttori.

Obiettivi specifici da perseguire

- 17.3 L'Autorità nella definizione delle nuove regole per la fissazione dei corrispettivi a copertura dei costi del servizio di trasmissione intende perseguire 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 la trasparenza e semplicità dei meccanismi tariffari per gli utenti della rete.

T4	Si ritiene ci siano altri obiettivi specifici rilevanti da perseguire nella definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione? Se sì, quali?
----	--

Ipotesi proposte

- 17.4 L'Autorità ha individuato tre ipotesi alternative:
- **Ipotesi A.1:** prevede il mantenimento dell'attuale regime di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione.
 - **Ipotesi A.2:** prevede la modifica strutturale della componente CTR, con adozione di una tariffa binomia. In particolare, accanto alla componente espressa in centesimi di euro/kWh, oggi in vigore, si propone l'introduzione di una componente in quota potenza, espressa in centesimi di euro/kW di potenza disponibile. Ai clienti finali continuerebbe ad essere applicata la componente TRAS espressa in centesimi di euro/kWh e monoraria, come avviene attualmente. Ai produttori continuerebbe ad essere applicato un corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh (per ciascun kWh prodotto

e immesso in rete) e dimensionato in coerenza con le modalità adottate nel corrente periodo di regolazione.

- **Ipotesi A.3:** oltre alle soluzioni proprie dell'ipotesi n. A.2, prevede l'aumento del grado di copertura dei costi del servizio di trasmissione a carico dei produttori.

Ipotesi n. A.1

17.5 L'ipotesi A.1 garantisce continuità dei criteri tariffari in vigore nel secondo periodo di regolazione. Le motivazioni alla base della preferenza dell'Autorità per il superamento di detti criteri, sono evidenziate nei paragrafi 17.1 e 17.2.

Ipotesi n. A.2

17.6 Nell'ipotesi A.2 viene mantenuta invariata, sia la struttura del corrispettivo a carico dei clienti finali, sia quella del corrispettivo a carico dei produttori; nel contempo è prevista la modifica della struttura della componente CTR applicata da Terna nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, con l'introduzione di una struttura binomia (potenza/energia).

17.7 A tal fine il costo riconosciuto per il servizio di trasmissione (Crt), al netto del ricavo conseguito dall'applicazione del corrispettivo a carico dei produttori, verrebbe suddiviso in due parti: Crt_{cap} destinata alla remunerazione del CIR e Crt_{coa} , destinata alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.

17.8 In questa ipotesi, la copertura della quota parte del costo riconosciuto per il servizio di trasmissione Crt_{cap} relativo alla copertura dei costi di capitale verrebbe assicurata dall'applicazione di un corrispettivo applicato alla potenza disponibile, espresso in centesimi di euro/kW. Alla copertura della quota parte Crt_{coa} concorrerebbe invece la parte della tariffa espressa in centesimi di euro/kWh.

17.9 L'introduzione di una differenziazione nella struttura dei corrispettivi applicati ai prelievi dei distributori non replicata a livello di tariffa finale, rende necessaria l'introduzione di uno specifico meccanismo di perequazione, tale da garantire la piena copertura dei costi del servizio di trasmissione gravanti sui distributori, nei limiti di perdite standard riconosciute sulle reti di distribuzione.

17.10 L'ipotesi A.2, pertanto, presenta vantaggi in termini di certezza del ricavo a copertura dei costi del servizio di trasmissione, ma pone un certo onere amministrativo a carico delle imprese di distribuzione e del regolatore, relativo alla gestione dei meccanismi di perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione erogato alle imprese di distribuzione.

17.11 Tale ipotesi, inoltre, risulta coerente con il processo di convergenza dei meccanismi tariffari nei settori dell'energia elettrica e del gas, senza introdurre alcun cambiamento per i clienti finali e per i produttori.

Ipotesi n. A.3

17.12 Nell'ipotesi A.3, oltre alla fissazione di una componente CTR binomia come descritto nell'ipotesi A.2, si prevede l'incremento della quota di contribuzione alla copertura dei costi di trasmissione attualmente a carico dei produttori in modo che questi siano chiamati a garantire la copertura dell'equivalente di circa il 50% dei costi di capitale relativi alle infrastrutture della RTN. Nel dimensionamento della componente a carico dei produttori,

comunque, saranno rispettati i limiti disposti dall'EREGG nelle *Guidelines on transmission tariffication*, ossia l'onere posto in capo ai produttori sarà al massimo pari a 0,5 euro/MWh.

17.13 I corrispettivi pagati dai produttori a copertura dei costi di trasmissione continueranno ad essere espressi in centesimi di euro/kWh ed applicati all'energia prodotta e immessa in rete, come avviene attualmente.

17.14 L'Autorità, inoltre, intende mantenere un trattamento specifico per gli impianti di produzione connessi a reti di distribuzione in media e bassa tensione, che non modifichi nella sostanza il trattamento ad essi assicurato dalle regole in vigore nel periodo di regolazione 2004-2007.

T5 Quale delle ipotesi proposte risulta più condivisibile e per quali motivi? Esistono ulteriori ipotesi che potrebbero essere prese in considerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui al precedente comma 17.3?

17.15 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 2: Valutazione delle ipotesi relative alla regolazione dei corrispettivi a copertura dei costi di trasmissione

Obbiettivi	Ipotesi A.1	Ipotesi A.2	Ipotesi A.3
a) Ridurre il grado di incertezza sul volume dei ricavi riconosciuti	BASSO	ALTO	MEDIO
b) Adottare strutture tariffarie maggiormente <i>cost reflective</i>	BASSO	MEDIO/ALTO	MEDIO
c) Garantire semplicità amministrativa	ALTO	MEDIO	MEDIO
d) Garantire trasparenza e semplicità della struttura tariffaria per gli utenti della rete	ALTO	MEDIO	MEDIO

Problematiche tariffarie specifiche per i produttori

17.16 Nell'ambito del presente procedimento l'Autorità intende valutare l'opportunità di introdurre una disciplina specifica per i punti di prelievo nella titolarità di soggetti che hanno la disponibilità di impianti di produzione, che tenga conto del fatto che tali soggetti potrebbero concorrere alla copertura dei costi relativi alle reti di trasmissione in relazione alle immissioni di energia elettrica nella rete e che l'interconnessione potrebbe avere carattere bidirezionale.

17.17 Rispetto a tali soggetti si pone l'ulteriore problematica circa la definizione dei rapporti contrattuali con i gestori di rete. In particolare occorre valutare se i produttori connessi alla RTN, per i propri prelievi di energia elettrica, debbano avere rapporti commerciali con l'esercente il servizio di distribuzione territorialmente competente o direttamente con Terna.

T6 Quali problematiche si ritiene siano più rilevanti per la definizione di una disciplina tariffaria specifica per i produttori? Quali soluzioni si suggeriscono? Perché?

18 Aggiornamento annuale dei corrispettivi

- 18.1 In relazione al recupero programmato di produttività (*X-factor*), occorre evidenziare che l’Autorità con deliberazione 10 aprile 2006, n. 73/06, ha già dato disposizioni circa i recuperi di efficienza derivanti dal processo di unificazione della proprietà della RTN, prevedendo in particolare che il “...50% di detto valore sarà dedotto dal costo riconoscibile per l’erogazione del servizio di trasmissione dell’energia elettrica, a decorrere dal periodo di regolazione successivo a quello in corso” (ossia nel terzo periodo di regolazione).

PARTE V

Regolazione del servizio di distribuzione

19 Premessa

- 19.1 Il servizio di distribuzione è svolto in regime di esclusiva sulla base di concessioni rilasciate dal Ministro dello sviluppo economico (già Ministero delle attività produttive e Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato) ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99 (salvo le deroghe previste dalla normativa primaria per alcune amministrazioni locali). Il carattere monopolistico dell'attività di distribuzione richiede un intervento di regolazione in materia di garanzia di accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, nonché l'introduzione di meccanismi di regolazione delle tariffe incentivanti e che garantiscano prezzi orientati ai costi effettivi dell'attività. Le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di distribuzione sono disciplinate nel sistema tariffario vigente dalle disposizioni del TIT, da provvedimenti del CIP e decreti ministeriali, in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi.
- 19.2 La nozione di servizio di distribuzione dell'energia elettrica, come disciplinato nel TIT, tende a coincidere con la nozione di attività di distribuzione, come definita nella deliberazione dell'Autorità n. 11/07.
- 19.3 Il servizio di distribuzione comprende pertanto le operazioni di gestione, di esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione in un ambito territoriale di competenza all'impresa distributrice titolare della concessione, ovvero in sub-concessione dalla medesima, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione. Non rientrano nell'attività di distribuzione le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle linee dirette.
- 19.4 Il presente documento non affronta le problematiche connesse alle cosiddette reti interne d'utenza. Le valutazioni per la regolazione tariffaria connesse a tale specifica casistica saranno sviluppate in una successiva fase di consultazione.

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 Ai fini della determinazione del costo effettivo per l'anno 2006 (COE₀₆) i ricavi da contributi di allacciamento saranno portati in deduzione dei costi, in coerenza con quanto operato in sede di fissazione dei livelli tariffari iniziali per il periodo 2004-2007.
- 20.2 In relazione alle esigenze di revisione dei criteri di definizione dei contributi di allacciamento, come illustrati nella parte VII del presente documento per la consultazione, l'ammontare dei contributi che sarà portato a riduzione dei costi sarà stimato a partire dai dati disponibili, ipotizzando eventualmente l'applicazione dei nuovi criteri.

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

- 20.3 L'articolo 9, comma 1 della deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito: deliberazione n. 172/07) prevede che il Fondo per eventi eccezionali sia alimentato:
- a) dai clienti finali, attraverso apposita maggiorazione della tariffa di distribuzione in ragione di un'aliquota annua indicata nella Tabella 3 della medesima deliberazione;
 - b) da ciascuna impresa distributrice, attraverso versamenti proporzionali al numero di clienti BT (domestici e non domestici) che subiscono interruzioni di durata superiore a 8 ore, secondo quanto previsto dal successivo articolo 10, della medesima deliberazione.
- 20.4 Nella parte di motivazione della deliberazione n. 172/07, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 208/06 e in particolare della determinazione dei livelli tariffari per il periodo regolatorio 2008-2011, siano inclusi nei costi riconosciuti anche somme equivalenti ai versamenti ragionevolmente prevedibili al Fondo per eventi eccezionali, a livello complessivo nazionale, 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.

Perdite di rete eccedenti le perdite standard

- 20.5 L'Autorità non intende riconoscere alle imprese esercenti costi connessi a livelli di perdite relative alle reti di distribuzione superiori a quelli standard.
- 20.6 Peraltro, nel prosieguo del procedimento, l'Autorità intende valutare l'opportunità di rivedere detti livelli di perdita standard, eventualmente anche al fine di differenziarli per nuove tipologie contrattuali (si veda il successivo par. 23.1).

Determinazione del capitale investito riconosciuto. Trattamento degli incentivi per la qualità del servizio

- 20.7 Coerentemente con le determinazioni assunte per il periodo di regolazione 2004-2007 e considerato che la normativa in materia di qualità del servizio per il medesimo periodo di regolazione 2004-2007 ha riconfermato sostanzialmente l'impostazione del periodo di regolazione precedente, ai fini del calcolo dei livelli tariffari iniziali relativi al servizio di distribuzione per l'anno 2008 dal CIR non sarà dedotto l'ammontare degli incentivi per miglioramenti della qualità del servizio.

Promozione dell'aggregazione degli esercenti il servizio di distribuzione

- 20.8 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica è attualmente garantito nel paese da circa 180 operatori, di diversa dimensione. Questa situazione, a parere dell'Autorità, non è ottimale sotto il profilo dell'efficienza produttiva, sia in ragione di possibili miglioramenti dell'efficienza tecnica nella produzione del servizio conseguibili con l'integrazione, sia in ragione di efficienze legate al conseguimento di economie di scala e/o economie di scopo.
- 20.9 L'attività di distribuzione dell'energia elettrica presenta economie di scala, anche se non c'è convergenza tra gli studiosi circa la dimensione minima ottimali. Un certo consenso sembra emergere sul fatto che oltre 300.000 clienti rappresentino la dimensione per lo svolgimento del servizio in condizioni di sufficiente economicità. Al di sotto di tale soglia il giudizio non è unanime.

- 20.10 Anche in relazione agli obiettivi di convergenza con la regolazione prevista per il servizio di distribuzione del gas, l'Autorità intende pertanto valutare l'ipotesi di promuovere, per quanto possibile, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte.
- 20.11 Un perfetto allineamento con la regolazione del settore gas porterebbe a introdurre modifiche transitorie nei livelli dell'*X-factor*.

D1 Al fine di promuovere l'aggregazione della proprietà delle reti di distribuzione, si ritiene più efficace operare su una diminuzione dell'*X-factor*, in analogia con quanto previsto per la regolazione della distribuzione del gas, oppure si ritiene preferibile stabilire aumenti transitori del tasso di remunerazione del CIR? Quali altri meccanismi regolatori potrebbero favorire tali aggregazioni?

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

- 21.1 La Concessione per lo svolgimento del servizio di distribuzione prevede tra l'altro che nell'espletamento del servizio la Concessionaria debba:
- a) assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità;
 - b) mantenere gli impianti necessari per l'esercizio delle attività oggetto della concessione in perfetto stato di funzionamento, programmando e realizzando l'esecuzione dei necessari interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria;
 - c) promuovere gli interventi volti a migliorare lo sviluppo, l'efficienza e la qualità del proprio sistema di distribuzione di energia elettrica.
- 21.2 In questo contesto una corretta programmazione e realizzazione degli investimenti assume una rilevanza cruciale. Secondo i dati forniti dal principale operatore italiano con riferimento ai dati dell'anno 2005 risulta che circa il 53% degli investimenti realizzati è riconducibile a interventi conseguenti a richieste dei clienti (allacciamenti, aumenti di potenza e spostamenti), circa il 25% degli investimenti è finalizzato a migliorare la qualità del servizio, il 9% è legato a necessità di adeguamento della rete all'aumento del carico e la parte residua (13%) è legato a interventi per sicurezza, ambiente e altro.
- 21.3 In termini monetari il livello degli investimenti in infrastrutture di reti di distribuzione dell'energia elettrica appare allineato a quello del precedente periodo di regolazione e, dato lo stato di maturità del settore, potrebbe apparire ragionevole rispetto alle esigenze di un ordinato sviluppo infrastrutturale.
- 21.4 Come noto, per il servizio di distribuzione, già da due periodi regolatori, è stato sviluppato un sistema di incentivi della qualità del servizio, ma non tutti gli investimenti risultano sufficientemente "trainati" dagli indicatori di qualità del servizio. Sussiste quindi la preoccupazione che la logica di massimizzazione dei profitti di breve periodo possa in qualche modo penalizzare gli investimenti necessari a mantenere in stato di efficienza la rete di distribuzione dell'energia elettrica.
- 21.5 L'Autorità ha già espresso una prima valutazione dell'efficacia, in termini di qualità del servizio, delle attività di mantenimento e sviluppo delle infrastrutture di rete nella *prima consultazione sulla qualità del servizio*, diffusa in data 4 aprile 2007. In questa sede, in relazione alla preoccupazione sopra evidenziata vengono:

- riprese alcune considerazioni circa i limiti dell'efficacia degli strumenti di regolazione della qualità del servizio;
- sviluppate alcune riflessioni sul tema dell'adeguatezza del tasso di remunerazione, necessarie per rispondere a spunti offerti da alcuni operatori, e propedeutiche alla successiva analisi circa l'introduzione di strumenti tariffari specifici che consentano di meglio orientare il comportamento degli operatori;
- effettuate considerazioni sui legami tra le esigenze di ammodernamento, le durate delle vite utili dei cespiti e il trattamento dei cespiti completamente ammortizzati;
- offerti alcuni spunti circa possibili strumenti da sperimentare nel corso del terzo periodo regolatorio.

Meccanismi selettivi di promozione degli investimenti

- 21.6 I vigenti meccanismi di incentivi/penalità legati alla performance in termini di continuità del servizio delle singole imprese hanno orientato le medesime imprese a privilegiare alcuni interventi rispetto ad altri, garantendo di fatto maggiorazioni implicite del tasso di remunerazione di alcune tipologie di investimento nelle infrastrutture di rete.
- 21.7 In questo senso, nella *prima consultazione sulla qualità del servizio* l'Autorità ha richiamato l'esigenza di rivedere gli obiettivi da assegnare alle imprese in termini di qualità tecnica del servizio, anche in modo tale da favorire una revisione dei criteri adottati dalle medesime imprese nella comparazione dei progetti di investimento nelle infrastrutture di rete della distribuzione dell'energia elettrica. In tale contesto va inquadrata la rimodulazione del meccanismo di incentivi/penalità legati alla durata delle interruzioni e l'introduzione di uno specifico indicatore legato al numero di interruzioni.
- 21.8 Nel secondo documento per la consultazione in materia di regolazione della qualità dei servizi elettrici nel terzo periodo di regolazione vengono definiti con maggiore precisione gli strumenti e i meccanismi che l'Autorità intende adottare per perseguire gli obiettivi indicati nella *prima consultazione sulla qualità del servizio*. Si assume che tali decisioni possano modificare il peso che gli schemi incentivanti potranno assumere nell'orientare le scelte di investimento delle imprese esercenti il servizio di distribuzione.
- 21.9 Nella *prima consultazione sulla qualità del servizio* è già stata affrontata la questione relativa al potenziale effetto di "spiazzamento" su alcune tipologie di investimento, causata dalla modalità con cui sono stati definiti gli indicatori di performance della qualità. Dall'analisi svolta risultano in particolare in qualche misura penalizzate le seguenti tipologie di investimento:
- miglioramento della robustezza della rete, in particolare a fronte di eventi meteorologici severi;
 - rimozione delle tratte obsolete di rete, in particolare per le linee in cavo interrato;
 - investimenti necessari a fronteggiare la crescita del picco estivo di potenza;
 - investimenti necessari alla realizzazione di reti MT attive, adeguate allo sviluppo della generazione distribuita.
- 21.10 Nell'ambito della valutazione di possibili interventi volti a integrare gli effetti dei meccanismi di premio/penalità, nella *prima consultazione sulla qualità del servizio* l'Autorità ha prospettato l'ipotesi che, in relazione ad alcune tipologie di investimenti possano essere previste opportune maggiorazioni esplicite del tasso di remunerazione del CIR. Peraltro, come già segnalato nella citata consultazione, "l'introduzione di un meccanismo di incentivazione degli investimenti finalizzati a migliorare aspetti di qualità non strettamente ricompresi nel sistema di standard e incentivi ha carattere innovativo nella

regolazione italiana e, pertanto, richiede di essere trattata con la dovuta attenzione e gradualità. Sono necessari alcuni requisiti:

- una focalizzazione su pochi aspetti critici, per evitare meccanismi di promozione “a pioggia” degli investimenti;
- conseguentemente, un sistema di classificazione degli investimenti e di identificazione ex-ante del perimetro di investimenti da promuovere, in base a indicatori oggettivi e certi;
- meccanismi di controllo sull’effettiva realizzazione degli investimenti con modalità efficienti.

Considerazioni circa l’adeguatezza del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

- 21.11 In assenza di obiettivi precisi, la previsione di maggiorazioni sul tasso di remunerazione potrebbe configurare una vera e propria modifica del livello generale di remunerazione del CIR nelle infrastrutture di rete.
- 21.12 In merito si evidenzia che il principale operatore della distribuzione, nel corso degli incontri dei *focus group* svoltisi nel mese di marzo, ha sottolineato l’inadeguatezza del livello del tasso di remunerazione del CIR. Secondo tale operatore gli attuali livelli del tasso di remunerazione riconosciuto, essendo inferiori al costo del capitale delle aziende, determinano rilevanti criticità. In particolare la redditività, inferiore al costo del capitale, non permetterebbe di effettuare alcune tipologie di investimenti. Sempre secondo quanto riportato dal principale operatore, ci sarebbe una ridotta “attrattività” delle attività di distribuzione per gli investitori, rispetto ad altri settori o altri paesi.
- 21.13 Ma al riguardo si ritiene di dover innanzitutto sottolineare che in linea di principio non possono essere accettate valutazioni sul livello del tasso di remunerazione riconosciuto, da parte di soggetti integrati, operanti in diverse fasi della filiera elettrica e in attività diverse da quella elettrica, sulla base di considerazioni circa impieghi alternativi del capitale in attività aziendali. Le considerazioni sugli investimenti in attività diverse dalla distribuzione dell’energia elettrica, a più alto rischio che, coerentemente con le assunzioni delle teorie finanziarie, richiedono remunerazioni più elevate, non tengono conto del fatto che la proprietà di infrastrutture regolate consente a tali imprese integrate di ottenere finanziamenti a tassi più vantaggiosi di cui beneficia l’intero gruppo societario. Posta la generale adeguatezza del tasso di remunerazione del CIR, tema per il quale si rimanda all’apposita sezione di questo documento, il problema dello “spiazzamento” non si risolve con un generalizzato aumento del tasso di remunerazione di tutte le tipologie di investimento i cui effetti non sono intercettati dagli indicatori di qualità. Questa strada comporterebbe una ingiustificata sovra-remunerazione del CIR a danno del consumatore.
- 21.14 Posto che il livello del tasso di remunerazione del CIR sia adeguato, l’effetto spiazzamento potrebbe efficacemente essere, invece, risolto mediante una differenziazione dei livelli del tasso di remunerazione del CIR. In altri termini questo significherebbe definire differenti *WACC* da applicare selettivamente al CIR nelle infrastrutture di rete (distinguendo per esempio tra *stock* esistente e nuovi investimenti).

Esigenze di ammodernamento e durata della vita utile delle infrastrutture di rete

- 21.15 La preoccupazione dell’Autorità circa l’adeguatezza degli investimenti delle imprese al fine di mantenere una rete affidabile era già stata in qualche modo manifestata in occasione della definizione delle regole per il periodo di regolazione 2004-2007, quando l’ipotesi di allungamento della durata della vita utile dei cespiti richiesto da alcuni degli operatori principali era stato inizialmente accantonata dall’Autorità, in ragione del fatto che “*Tale*

ipotesi implica una riduzione dei costi riconosciuti, riducendo di conseguenza il flusso destinato a finanziare la sostituzione di impianti.” Di conseguenza si precisava che “In relazione alle esigenze di adeguamento e ammodernamento delle reti di trasmissione e distribuzione più volte sottolineate dai medesimi esercenti, l’Autorità per il periodo di regolazione 2004-2007, non ritiene opportuno dare corso a tale ipotesi.”

- 21.16 Le determinazioni conclusive dell’Autorità avevano infine consentito di individuare un punto di equilibrio che salvaguardasse allo stesso tempo la corretta rappresentazione del valore delle infrastrutture di rete e mantenesse un adeguato flusso finanziario, considerando, come esplicitato nel documento per la consultazione diffuso in data 13 gennaio 2004¹¹, che *“la revisione della vita utile dei cespiti e la conseguente riduzione degli ammortamenti riconosciuti in tariffa tende a bilanciare l’aumento del costo riconosciuto a remunerazione del capitale investito. La revisione della vita utile dei cespiti può pertanto essere effettuata senza determinare al tempo stesso riduzioni del flusso delle risorse finanziarie per le imprese, e aumenti degli oneri a carico dei clienti finali.”*
- 21.17 Coerentemente con le scelte operate per la definizione delle regole da applicare nel periodo 2004-2007, quando vennero riviste le durate delle vite utili delle infrastrutture di rete, stabilendone un prolungamento rispetto ai livelli precedentemente assunti ai fini delle determinazioni tariffarie, si ha ragione di ritenere che si sia raggiunto un giusto equilibrio, tale da non compromettere gli investimenti nelle infrastrutture di rete, che sono necessarie per il mantenimento in efficienza dei sistemi e che rientrano nei normali obblighi dei concessionari.
- 21.18 A ciò si deve aggiungere che i meccanismi di riconoscimento dei costi attualmente in vigore dovrebbero garantire un adeguato stimolo alla sostituzione dei cespiti obsoleti, dal momento che, pur con un certo *lag*, al termine della vita utile cessa il riconoscimento di quote di ammortamento e di remunerazione del CIR. Quindi, a meno che non si sostenga che il tasso di remunerazione degli investimenti fissato dal regolatore risulti inadeguato, l’impresa ha interesse a sostituire i cespiti in virtù dei profitti che riesce a conseguire investendo.

Proposte e spunti

- 21.19 Quanto sopra discusso, evidenzia la complessità di utilizzo di strumenti tariffari di carattere generale per rimediare a eventuali effetti di “spiazzamento” dei sistemi di incentivi della qualità del servizio. Di più immediata efficacia potrebbero risultare incentivazioni specifiche, limitate a determinati interventi che non sono intercettati dagli appena ricordati sistemi di incentivazione, ma per i quali si ravvisa una necessità di priorità rispetto agli investimenti rimanenti.
- 21.20 La gestione di meccanismi di riconoscimento di maggiorazioni del tasso di remunerazione del CIR, nell’ipotesi che siano adottati criteri di selezione delle iniziative meritevoli di essere ammesse a particolare incentivazione, come prospettato nella prima *consultazione sulla qualità del servizio* può comportare oneri amministrativi non trascurabili sia in capo alle imprese, sia in capo al regolatore. Occorre quindi vagliare con attenzione costi e benefici collegati all’introduzione di tali eventuali meccanismi premianti per taluni tipi di investimento.
- 21.21 Considerato il generale obiettivo di rafforzare gli investimenti delle imprese in infrastrutture di rete, l’Autorità intende valutare l’ipotesi di introdurre meccanismi semplici e facilmente controllabili.

¹¹ Documento per la consultazione “Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007” del 13 gennaio 2004.

- 21.22 A questo riguardo una prima ipotesi potrebbe prevedere maggiorazioni del tasso di remunerazione a quelle imprese che in ciascun anno effettuano investimenti in misura superiore agli investimenti medi del quinquennio precedente. Quindi nell'anno $n+2$ potrebbe essere riconosciuta una sovra-remunerazione ai maggiori investimenti che le imprese abbiano effettuato nell'anno n , con riferimento alle tipologie di cespiti proprie delle infrastrutture di rete (esclusi, a titolo di esempio, i fabbricati).
- 21.23 Sempre nell'ambito dell'applicazione di logiche semplificate, in alternativa all'ipotesi sopra prospettata, potrebbe essere valutata l'ipotesi di riconoscere una maggiorazione del *WACC* a quelle imprese che migliorino l'indice di vetustà patrimoniale dei cespiti propri delle infrastrutture di rete.
- 21.24 Azioni mirate verso specifiche esigenze si pongono in alternativa ad approcci del tipo semplificato come sopra descritti. In questo ambito potrebbero essere approfondite, ad esempio le tematiche che riguardano investimenti:
- a) nelle reti di distribuzione in alta tensione con la realizzazione di cabine primarie in grado di consentire la riduzione della lunghezza delle dorsali in media tensione (e pertanto la riduzione del raggio di influenza del guasto), previa una valutazione di priorità da effettuare attraverso indicatori di "infrastrutturazione" (ad esempio numero di trasformatori AT/MT per 100.000 clienti BT sottesi);
 - b) sulle reti di distribuzione per favorire la sostituzione di linee aeree con nuove linee costruite con criteri di progetto conformi alle nuove norme tecniche e alla nuova mappatura dei rischi per carico da ghiaccio o da vento, nei casi in cui sia massimo il *gap* tra i requisiti progettuali considerati ai tempi della realizzazione della linea in esame e i requisiti applicabili in relazione alla nuova normativa;
 - c) per ridurre le perdite sulle reti di distribuzione, per sostituzione di componenti con nuovi elementi più efficienti sotto questo profilo (per esempio trasformatori a basse perdite);
 - d) per lo sviluppo delle reti attive di distribuzione;
 - e) per sostituire tratte di rete di distribuzione, anche BT, in contesti storici, agendo ad esempio in via prioritaria sulle reti esercite a livelli di tensione in via di scomparsa, anche in modo da aumentare la capacità di distribuzione a fronte di picchi di domanda e in situazioni di esercizio difficili (es. elevate temperature).

D2 Si preferisce un approccio di tipo semplificato come quelli descritti ai punti 21.22 e 21.23 o si preferisce una selezione mirata? In questo secondo caso quale degli interventi descritti appare prioritario? Quali ulteriori tematiche potrebbero essere prese in considerazione?

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

Considerazioni preliminari

- 22.1 Il servizio di distribuzione dell'energia elettrica comprende anche le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del medesimo servizio di distribuzione.
- 22.2 L'individuazione dei costi relativi a tali 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 congiuntamente alle attività di natura commerciale connesse al servizio di vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

- 22.3 Per i clienti forniti sul mercato vincolato i servizi di trasporto e di vendita, fino al 30 giugno 2007, erano di norma erogati congiuntamente. Gli operatori, in via esemplificativa, si trovavano a gestire di fatto per entrambe i servizi un solo contratto, un solo partitario commerciale dei clienti, un solo programma di fatturazione e incasso dei crediti, un solo *call center*.
- 22.4 Sulla base delle disposizioni del decreto-legge n. 73/07 a decorrere dall'1 luglio 2007 l'attività di distribuzione di energia elettrica per le imprese le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali è svolta in regime di separazione societaria rispetto all'attività di vendita. Le imprese di distribuzione, che svolgano alla data del 30 giugno 2007 l'attività di vendita di energia elettrica in forma integrata, devono costituire entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto-legge n. 73/07, una o più società per azioni alle quali trasferiscono i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi all'attività di vendita.
- 22.5 Nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 sarà attuato, almeno dalle imprese principali, uno scorporo delle attività di tipo commerciale relative alla vendita dalle attività di natura commerciale proprie del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Solo successivamente a tale scorporo saranno disponibili informazioni puntuali circa i costi delle attività di natura commerciale proprie del servizio di distribuzione gestite in modo completamente autonomo (*stand alone costs*).

Considerazioni di tipo funzionale

- 22.6 L'Autorità al fine di determinare i corrispettivi a copertura delle attività di natura commerciale proprie del servizio di distribuzione intende effettuare un'analisi di tipo operativo-funzionale con gli operatori, anche mediante questionari mirati.
- 22.7 In prima analisi sul piano funzionale-operativo le attività commerciali proprie delle imprese di distribuzione nell'assetto in vigore fino al 30 giugno 2007 possono essere suddivise nelle seguenti macro aree:
- a) gestione del servizio di trasporto per clienti finali del mercato libero;
 - b) gestione del servizio di vendita a clienti finali vincolati;
 - c) altre attività proprie dell'impresa distributrice (es. gestione ritiro energia elettrica da produttori, gestione rapporti contrattuali e regolazione partite con altri distributori e con Terna, adempimenti verso Cassa conguaglio per il settore elettrico, predisposizione opzioni tariffarie).
- 22.8 Mentre i costi delle attività indicate alle lettere a) e c) sono di sicura pertinenza del servizio di distribuzione, le principali criticità in ordine alla disaggregazione dei costi per funzione svolta nel nuovo assetto, vanno ricercati nell'ambito della macro-area *Gestione servizio di vendita a clienti finali vincolati*, dove di fatto venivano erogati congiuntamente il servizio di distribuzione e il servizio di vendita. In relazione a tale macro-area si potevano individuare le seguenti attività specifiche:
- a) gestione contratti di vendita dell'energia elettrica a clienti finali vincolati;
 - b) servizi di informazione a clienti finali;
 - c) gestione richieste clienti;
 - d) gestione del partitario clienti (anagrafiche tecnico-commerciali dei punti di prelievo);
 - e) predisposizione anagrafiche tariffarie;
 - f) fatturazione del servizio di vendita ai clienti finali;
 - g) gestione degli incassi relativi al servizio di vendita ai clienti finali
- 22.9 A seguito delle modifiche di assetto, le attività commerciali proprie dell'esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica dovranno focalizzarsi su:
- a) gestione contratti di trasporto;

- 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).

- 22.10 Permangono tuttavia numerose incertezze circa il concreto assetto che assumeranno le attività operative che faranno capo ai distributori.
- 22.11 E' prevedibile, inoltre, come sottolineato peraltro da alcuni operatori, che l'evoluzione verso nuovi assetti di mercato possa comportare nuovi oneri sui distributori. E' difficile però dimensionarne l'onere ex ante, come ad esempio quello derivante dalla gestione dello *switching*, essendo difficile valutare quale sarà la numerosità e la distribuzione di tali richieste. Ma è anche altrettanto prevedibile che altri costi saranno in diminuzione come ad esempio quelli relativi alla gestione dei contratti, i servizi informativi, le fatturazioni, la riscossione dei crediti.
- 22.12 Sul livello dei costi delle attività commerciali proprie dei distributori dell'energia elettrica potranno incidere anche, ad esempio, la gestione della nuova tariffa sociale che dovrà essere definita dall'Autorità o gli obblighi informativi previsti dal decreto-legge n. 73/07. Non ci sono elementi che consentano una valutazione puntuale di tali maggiori oneri.

D3 Si condivide l'elencazione delle attività commerciali sulle quali dovrà focalizzarsi il servizio di distribuzione dell'energia elettrica? Quale altra attività dovrebbe essere inclusa in tale elenco?

Primi orientamenti per la determinazione dei costi riconosciuti delle attività di natura commerciale proprie del servizio di distribuzione.

- 22.13 L'Autorità si troverà a dover fissare i corrispettivi a copertura delle attività commerciali proprie dell'impresa distributrice avendo a disposizione costi riferiti allo svolgimento congiunto della commercializzazione dei servizi di distribuzione e vendita, situazione analoga a quella che si era presentata per la fissazione dei parametri tariffari per il periodo di regolazione 2004-2007.
- 22.14 In esito all'analisi delle informazioni rese disponibili e tenuto conto delle indicazioni emerse in sede di consultazione, l'Autorità aveva proceduto ad attribuire alla commercializzazione del servizio di vendita il 10% dei costi operativi (inclusi gli ammortamenti) riconosciuti alla commercializzazione nel suo complesso, mentre per gli aspetti relativi alla remunerazione del CIR, l'Autorità ha attribuito al servizio di vendita i 2/3 del CIR relativo alla commercializzazione nel suo complesso, composto principalmente dal capitale circolante netto.
- 22.15 In linea generale e senza considerare i nuovi costi che potranno emergere a seguito della liberalizzazione dei mercati, l'Autorità si attende che il costo relativo alla commercializzazione del servizio di distribuzione, per le considerazioni sopra svolte, possa collocarsi a un livello inferiore rispetto a quello assunto per il periodo di regolazione 2004-2007.

22.16 In linea di massima pertanto, per quanto riguarda il livello dei costi operativi, l'Autorità ritiene che la percentuale dei costi totali di commercializzazione, come desunta dai bilanci delle imprese redatti ai sensi della deliberazione n. 310/01, non possa essere fissata a livelli superiori a quelli già assunti come base per il periodo di regolazione 2004-2007, anzi si ritiene ragionevole che possa essere ridotta rispetto a tali valori.

D4 Si condivide tale affermazione? Tenendo presente che alcuni maggiori oneri indotti dal diverso assetto del mercato elettrico saranno riconosciuti come aggiuntivi, e considerando che alla commercializzazione del trasporto, nel precedente periodo regolatorio, era stato assegnato il 90% dei costi operativi riconosciuti alla commercializzazione nel suo complesso, quale percentuale si ritiene sia corretto riconoscere a tale attività per il prossimo periodo di regolazione?

22.17 Come già detto in altra parte del presente documento, l'Autorità terrà conto dei maggiori costi che saranno posti in capo ai distributori a seguito della liberalizzazione dei mercati e di modifiche normative, incrementando i valori definiti al punto precedente sulla base della disponibilità di dati relativi ai nuovi oneri, ottenuta prevedendo anche separata evidenza dei costi da parte delle imprese di distribuzione.

D5 Fra i maggiori oneri individuati dall'Autorità come meritevoli di essere presi in considerazione per una futura maggiorazione dei costi riconosciuti in capo alla commercializzazione del servizio di trasporto ci sono quelli conseguenti all'eventuale introduzione del nuovo meccanismo della tariffa sociale e quelle dovute ai maggiori obblighi informativi (decreto-legge n. 73/07). Ne esistono altri? Quali?

Tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

22.18 Per quanto riguarda, infine, il tasso di remunerazione del CIR, l'Autorità ritiene che non sussistano più le condizioni per prevedere il livello di differenziazione rispetto alla remunerazione del CIR in infrastrutture di rete della distribuzione dell'energia elettrica previsto nel secondo periodo di regolazione, quando la rischiosità venne valutata per le attività commerciali nel loro complesso (inclusa la vendita ai clienti vincolati).

D6 Si condivide l'ipotesi di rivedere il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto relativo alle attività commerciali di distribuzione? Se no, per quali motivi?

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

Copertura dei costi delle infrastrutture di rete

23.1 In merito all'attribuzione dei costi alle tipologie di contratto l'Autorità intende preliminarmente valutare l'ipotesi di introdurre una modifica dell'assetto delle attuali tipologie di contratto, prevedendo un'apposita tipologia di contratto per le connessioni in altissima tensione. Questa ipotesi si fonda principalmente sulla considerazione che i clienti connessi in altissima tensione di fatto non utilizzano le reti di distribuzioni in alta tensione e quindi, l'individuazione di un'ulteriore tipologia cui applicare corrispettivi destinati alla sola

remunerazione del servizio di trasmissione, di misura e alla copertura dei costi commerciali del servizio di distribuzione, risponde in linea di principio all'esigenza di predisporre tariffe che riflettono i costi.

D7 Si condivide l'ipotesi di inserire una tariffa "Altri usi altissima tensione"? Tale tipologia dovrebbe essere limitata alle sole connessioni a tensione di 380 kV o dovrebbe comprendere anche quelle a tensione di 220 kV?

- 23.2 Ciò premesso, con riferimento all'attribuzione alle tipologie di contratto dei costi delle infrastrutture di rete di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità per il periodo di regolazione 2008-2011 intende mantenere invariato, rispetto al periodo precedente, il grado di contribuzione delle singole tipologie di contratto alla copertura dei costi riconosciuti relativi alle singole fasi in cui si articola il servizio di distribuzione.
- 23.3 L'Autorità ritiene la stabilità sia un obiettivo rilevante che, favorendo la certezza del flusso di ricavi per gli esercenti, contribuisce a mantenere basso il grado del c.d. rischio regolatorio per gli investitori e di conseguenza il costo del capitale, con beneficio per i consumatori.
- 23.4 L'Autorità ritiene peraltro necessario prevedere una periodica revisione dei criteri di allocazione dei costi delle infrastrutture tra le differenti tipologie. La cadenza di tale revisione, ad avviso dell'Autorità non deve essere troppo frequente. L'Autorità orientativamente valuta necessaria una stabilità per almeno tre periodi di regolazione, salvo intervengano discontinuità rilevanti nella struttura della clientela e nelle modalità di prelievo.
- 23.5 In merito giova tra l'altro ricordare che ci sono grosse attese riferite allo sviluppo della telegestione e alla diffusione anche presso la clientela di massa di misuratori in grado di rilevare i prelievi orari di ciascun cliente. Al riguardo si ritiene che quando sarà molto avanzata la posa dei gruppi di misura elettronici telegestiti potranno essere progettate specifiche campagne mirate per una puntuale verifica delle curve aggregate di prelievo delle singole tipologie di contratto, con grado di precisione di assoluta novità, rispetto alle tradizionali modalità di stima del carico prelevato per tipologia.
- 23.6 Il completamento della posa dei gruppi di misura telegestiti è prevista per il 2011. L'Autorità ritiene pertanto opportuno rimandare alle determinazioni relative al periodo di regolazione 2012-2015 la revisione complessiva dei criteri di allocazione dei costi tra le tipologie, salvo interventi limitati che si rendessero necessari in relazione alla problematica del passaggio obbligato alla bassa tensione di clienti oggi in media tensione con potenza inferiore a 100 kW.

Copertura dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di distribuzione

- 23.7 Per quanto riguarda l'attribuzione dei costi di commercializzazione alle tipologie di contratto, pur considerando l'evoluzione dell'assetto di settore e gli effetti dell'ampliamento della liberalizzazione, l'Autorità ritiene che i criteri adottati per l'allocazione dei costi di commercializzazione del servizio di vendita e del servizio di trasporto nell'ambito del calcolo dei parametri tariffari per il periodo di regolazione 2004-2007 possano essere adottati anche per il periodo di regolazione 2008-2011 per la fissazione dei parametri relativi alla copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione.
- 23.8 L'Autorità ritiene che i costi di commercializzazione dipendano in parte dalle caratteristiche della domanda e in parte dalla complessità del rapporto contrattuale, legate alla dimensione del cliente. In coerenza con le determinazioni del periodo di regolazione 2004-2007, di conseguenza l'Autorità intende attribuire i costi relativi all'erogazione della

commercializzazione del servizio di distribuzione, per il 50% in modo identico per tutte le di contratto e per il 50% in funzione della potenza impegnata dal cliente, in quanto si ritiene che un possibile indicatore della complessità del contratto sia rappresentato dalla potenza media impegnata per cliente.

- 23.9 La componente tariffaria $\rho_1(COT)$, a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di trasporto, per le tipologie di contratto diverse da quelle per utenze in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è stata calcolata come:

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

dove:

- c sono le tipologie contrattuali;
- C è il costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio di distribuzione;
- kW_{imp} e kW_{imp}^c sono rispettivamente la somma della potenza impegnata da tutte le tipologie contrattuali e quella impegnata dalla tipologia di utenza c ;
- N ed N^c sono rispettivamente il numero totale dei punti di prelievo e il numero totale dei punti di prelievo della tipologia di contratto c .

- 23.10 La componente tariffaria $\rho_3(COT)$, a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di trasporto, per le utenze in media e bassa tensione per usi di illuminazione pubblica, espressa in centesimi di euro per kWh, è stata calcolata come:

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

dove:

- c sono le tipologie contrattuali;
- C è il costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio di distribuzione;
- kW_{imp} e kW_{imp}^c sono rispettivamente la somma della potenza impegnata da tutte le tipologie contrattuali e quella impegnata dalla tipologia di utenza c ;
- N ed N^c sono rispettivamente il numero totale dei punti di prelievo e il numero totale dei punti di prelievo della tipologia di contratto c ;
- kWh^c è il consumo annuo della tipologia di contratto c .

- 23.11 Infine, la componente tariffaria $\sigma_1(COT)$, a copertura dei costi di commercializzazione della distribuzione, per le utenze in bassa tensione per usi domestici, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, è stata calcolata come:

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

dove:

- c sono le tipologie contrattuali;
- C è il costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio di distribuzione;

- kW_{imp} e kW^c_{imp} sono rispettivamente la somma della potenza impegnata da tutte le tipologie contrattuali e quella impegnata dalla tipologia di utenza c ;
- N ed N^c sono rispettivamente il numero totale dei punti di prelievo e il numero totale dei punti di prelievo della tipologia di contratto c .

D8 Si concorda con l'ipotesi di mantenere anche per il periodo regolatorio 2008-2011 gli stessi criteri adottati nel corrente periodo di regolazione per l'allocazione dei costi relativi alla commercializzazione del servizio di distribuzione?

24 Attuali criteri di regolazione tariffaria

- 24.1 Nell'attuale periodo 2004-2007 la regolazione delle condizioni economiche del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai produttori (per l'energia elettrica da questi prelevata dalla rete di distribuzione) ed ai clienti finali diversi da quelli con contratti per utenze domestiche in bassa tensione si basa su un sistema di opzioni tariffarie che le imprese distributrici fissano e offrono ai propri clienti, previa autorizzazione dell'Autorità, e di vincoli tariffari che le medesime imprese sono tenute a rispettare. Con riferimento, invece, all'erogazione del servizio di distribuzione ad altre imprese di distribuzione, le condizioni economiche sono fissate in via amministrativa dall'Autorità.
- 24.2 Di seguito sono brevemente descritte le principali caratteristiche dell'attuale sistema di regolazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per i clienti diversi dai clienti domestici. Per questi ultimi è in vigore un regime tariffario, di cui alla deliberazione 13 giugno 2007, n. 135/07, la cui possibile evoluzione futura è stata descritta nel documento per la consultazione 21 maggio 2007, Atto n. 22/07.

Opzioni tariffarie

- 24.3 Entro il 15 ottobre di ogni anno ciascuna impresa distributtrice comunica all'Autorità le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione che intende offrire l'anno successivo ai propri clienti finali. La loro verifica ed approvazione è riservata all'Autorità.
- 24.4 L'impresa distributtrice è tenuta ad offrire almeno una opzione tariffaria base per ciascuna tipologia contrattuale servita, esclusi i clienti domestici, mentre ha la possibilità di offrire opzioni tariffarie speciali¹².
- 24.5 Tutte le opzioni tariffarie, base e speciali, devono essere offerte dalle imprese distributtrici ai clienti finali in maniera non discriminatoria. Nell'ambito di una stessa tipologia contrattuale l'offerta delle opzioni tariffarie può pertanto essere limitata esclusivamente in funzione di parametri elettrici oggettivamente definibili quali, ad esempio, la potenza disponibile.

Vincoli V1 e V2

- 24.6 Il vincolo V1 rappresenta il vincolo al ricavo massimo annuo conseguibile da ciascuna impresa distributtrice con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazioni di opzioni tariffarie base e speciali ai propri clienti finali. Il vincolo V1 è determinate sulla base dell'applicazione dell'opzione tariffaria TV1 composta dalle componenti:

¹² Le opzioni tariffarie base devono rispettare il vincolo V2 di cui si parlerà nei paragrafi successivi. Le opzioni tariffarie speciali invece non devono necessariamente rispettare tale vincolo.

- $\rho 1$, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, formata dalle componenti $\rho 1(disMT)$, $\rho 1(disBT)$ e $\rho 1(cot)$;
 - $\rho 3$, espressa in centesimi di euro per kWh, formata dalle componenti $\rho 3(disAT)$, $\rho 3(disMT)$, $\rho 3(disBT)$ e $\rho 3(cot)$.
- 24.7 Il TIT fissa le modalità di verifica del rispetto del vincolo V1 disponendo in particolare che ciascuna impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, con riferimento all'insieme dei contratti appartenenti a ciascuna tipologia diverse dall'utenza domestica, dichiari, relativamente all'anno solare precedente a quello in cui avviene la dichiarazione, l'ammontare dei ricavi ammessi dal vincolo V1, l'ammontare dei ricavi effettivi e l'ammontare dei ricavi eccedentari, essendo questi ultimi pari alla differenza, se positiva, tra i ricavi effettivi e i ricavi ammessi.
- 24.8 Nel caso l'impresa distributrice abbia conseguito ricavi eccedentari è tenuta a procedere alla restituzione ai clienti, secondo le modalità descritte dal TIT, solo nel caso in cui i ricavi eccedentari siano superiori al 3% del ricavo ammesso.
- 24.9 Nel caso di ricavi eccedentari pari o inferiori al 3%, ai sensi del comma 9.6 del TIT, detti ricavi eccedentari dovranno essere accantonati dall'impresa distributrice e, nell'anno successivo, dovranno essere sommati ai ricavi effettivi rilevanti per la verifica del vincolo V1.
- 24.10 Il vincolo V2 identifica per ciascuna tipologia contrattuale c una tariffa di riferimento TV2^c e richiede che nessuna opzione tariffaria base possa comportare per il cliente, per qualsiasi livello di consumo di energia elettrica e di potenza impegnata, un esborso superiore a quello risultante da tale tariffa. La tariffa TV2 ha una struttura trinomica e prevede una componente $\alpha 1$, espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno; una componente $\alpha 2$, espressa in centesimi di euro per kW per anno e in una componente $\alpha 3$, espressa in centesimi di euro per kWh.
- 24.11 A differenza del vincolo V1 che regola i ricavi che l'impresa distributrice può ottenere dal complesso dei clienti di ciascuna tipologia contrattuale e il cui rispetto, per sua natura, può essere verificato solamente *ex post*, ossia l'anno successivo a quello in cui le opzioni sono state offerte dall'impresa distributrice ed applicate ai clienti finali, il rispetto del vincolo V2 è sottoposto ad una verifica *ex ante*, ossia è condizione necessaria affinché l'Autorità approvi le opzioni tariffarie base proposte dall'impresa distributrice.
- 24.12 La disciplina vigente prevede che l'Autorità possa riconoscere, su istanza del singolo esercente, maggiorazioni dei ricavi ammessi, connesse alla presentazione di opzioni tariffarie speciali e riferite ai maggiori costi che l'esercente deve sostenere per l'erogazione di servizi a condizioni diverse da quelle associate alle opzioni tariffarie base.

Regime tariffario semplificato

- 24.13 Le imprese distributrici sulla cui rete sono presenti meno di 5.000 punti di prelievo, anziché proporre opzioni tariffarie, possono optare per un regime tariffario semplificato che prevede l'applicazione ai propri clienti della tariffa TV2, con la possibilità di prevedere sconti rispetto a tale tariffa.
- 24.14 Le imprese ammesse al regime semplificato sono esentate dalla verifica del rispetto del vincolo V1. Per contro, le medesime imprese non possono partecipare ai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione.

Meccanismi di perequazione generale

- 24.15 Il vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, previsto dalla legge n. 481/95, comporta la definizione dei corrispettivi tariffari sulla base delle caratteristiche medie dell'utenza e del territorio serviti dai distributori mentre i costi del servizio sostenuti dai distributori sono influenzati dalle specifiche caratteristiche della clientela servita e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa. La tutela dell'economicità e la redditività degli esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica richiedono pertanto la definizione di sistemi di perequazione dei costi.
- 24.16 I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione, in particolare, hanno la finalità di compensare gli scostamenti nei ricavi conseguiti o nei costi sostenuti rispetto alla media nazionale, che non dipendono da scelte organizzative dei distributori, ma sono imputabili a fattori esogeni, quali le differenze delle caratteristiche delle aree o della clientela servita. I meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione comprendono:
- a) la perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
 - b) la perequazione dei costi distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica da livello di alta al livello di media tensione;
 - c) la perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione.
- 24.17 I meccanismi di cui alle lettere a) e b) del precedente punto sono destinati a perequare le differenze tra i costi standard riconosciuti per l'erogazione di questi servizi ed i ricavi ammessi. Il meccanismo di cui alla lettera c), invece, si basa sull'assunto che la determinante più rilevante dei costi di distribuzione è la densità dei clienti serviti. Di conseguenza l'ammontare di perequazione deriva dalla correzione del ricavo ammesso dai vincoli tariffari (V1 per i clienti non domestici e D1 ai clienti domestici) a copertura dei costi diretti di distribuzione in media e bassa tensione tramite un indicatore del grado di concentrazione della clientela, che esprime pertanto la differenza dei costi che l'impresa distributrice deve sostenere in relazione alle differenti caratteristiche del territorio servito.

Il meccanismo di perequazione specifico aziendale

- 24.18 Qualora le imprese distributrici ritengano che i propri costi di distribuzione siano superiori ai ricavi ammessi dai vincoli tariffari a causa di variabili fuori dal controllo dell'impresa e non catturabili mediante analisi statistiche ed econometriche e, di conseguenza, non siano perequati tramite il regime generale, possono richiedere all'Autorità il riconoscimento di tali maggiori costi.
- 24.19 Il regime di perequazione specifico aziendale viene sviluppato mediante opportune istruttorie specifiche impresa per impresa, volte ad accertare il livello dei costi di distribuzione sostenuti da ciascuna impresa con riferimento ad un anno test che è il 2003, escludendo dalla ricostruzione dei costi effettivi per l'attività di distribuzione i maggiori costi dovuti ad inefficienze dell'impresa nell'impiego di fattori produttivi.
- 24.20 Per ciascuna impresa, l'ammontare di perequazione del regime specifico aziendale viene calcolato come differenza tra il costo effettivo per l'attività di distribuzione e il ricavo ammesso dai vincoli tariffari e dalla tariffa D1 e corretto con gli ammontari di perequazione dei costi di distribuzione del regime generale.

Integrazione a V1

- 24.21 Le imprese distributrici ammesse al regime tariffario semplificato, ad esclusione delle imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge n. 10/91, possono richiedere l'integrazione dei ricavi a V1

24.22 Se l'impresa distributrice, pur avendo applicato con riferimento alle singole tipologie contrattuali la tariffa massima consentita TV2, non ha ottenuto un ricavo pari a quello previsto nel caso di applicazione dell'opzione tariffaria TV1, ha diritto ad una integrazione ai ricavi dell'impresa fino a concorrenza del livello consentito dal vincolo V1.

Componenti tariffarie UC3 e UC6

24.23 I corrispettivi per il servizio di distribuzione sono maggiorati delle componenti tariffarie ulteriori UC₃ e UC₆, (il cui livello è aggiornato dall'Autorità, normalmente con cadenza annuale). La prima è finalizzata alla copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione, compresi quelli relativi alla perequazione specifica aziendale, e dal meccanismo di integrazione dei ricavi a V1. La seconda, invece, è necessaria alla copertura degli oneri relativi ai costi riconosciuti per recuperi di qualità del servizio.

24.24 Nel regime vigente il finanziamento del *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica* è finanziato mediante una quota di prezzo compresa nei parametri della tariffa TV1. L'Autorità intende valutare l'ipotesi di predisporre un'apposita componente tariffaria destinata alla copertura dei costi relativi a misure e interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia elettrica.

Componenti tariffaria a copertura del Fondo istituito con deliberazione n. 172/07

24.25 La deliberazione n. 172/07 ha previsto l'introduzione di un'apposita maggiorazione della tariffa di distribuzione destinata al finanziamento del "Fondo per eventi eccezionali", istituito con la medesima deliberazione. Anche in questo caso si prevede l'istituzione di una specifica componente il cui gettito sia destinato al finanziamento del Fondo per eventi eccezionali.

D9	Al fine di fornire un'informativa sempre più chiara e dettagliata ai clienti del servizio, che sempre di più saranno rappresentati dai venditori, si reputa utile dare separata evidenza a tutte le componenti che concorrono a definire la tariffa? Oppure si ritiene preferibile inglobarle secondo raggruppamenti omogenei?
----	--

25 Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione

Motivazioni alla base del superamento del sistema di opzioni tariffarie

25.1 Il sistema di vincoli e opzioni tariffarie in vigore nel periodo di regolazione 2004-2007 discende dalle scelte operate in sede di definizione dei criteri di regolazione per il primo periodo regolatorio.

25.2 Nel primo periodo, l'Autorità aveva introdotto nella regolazione del segmento della distribuzione il sistema delle opzioni tariffarie al fine di consentire alle imprese di modulare l'offerta, con riferimento alla tariffa a copertura dei costi sostenuti per la distribuzione, e dare segnali di prezzo ai clienti finali relativamente all'utilizzo della rete. L'Autorità, inoltre, riteneva che la probabile pluralità di offerta di opzioni di distribuzione (ancorché non imposta alle imprese), coniugata con l'imposizione del rispetto del vincolo V2 (tariffa massima applicabile al singolo cliente), avrebbe consentito, se non a tutti, a molti clienti

finali di poter scegliere, tra diverse strutture tariffarie, quella più conveniente sulla base del proprio profilo di consumo.

- 25.3 Di fatto con il passaggio dal primo al secondo periodo di regolazione una larga parte degli introiti è stata sottratta dall'ambito della flessibilità propria del meccanismo delle opzioni tariffarie e dei vincoli (in particolare sono state definite tariffe amministrate a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, trasmissione, misura e commercializzazione della vendita). La struttura dei vincoli tariffari lascia peraltro margini di flessibilità nel complesso ridotti alle imprese nella formulazione delle opzioni.
- 25.4 In ragione di ciò, come già annunciato nella deliberazione n. 208/06 e ribadito in occasione dei *focus group*, l'Autorità è orientata a proporre soluzioni alternative rispetto al sistema di opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione attualmente vigente.
- 25.5 Il superamento delle opzioni tariffarie è coerente con gli obiettivi di carattere generale del presente documento ed è ritenuto particolarmente opportuno 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.
- 25.6 Nel corso dei *focus group*, peraltro, le imprese distributrici, ed in particolare l'operatore principale, si sono dimostrate d'accordo con gli orientamenti dell'Autorità, concordando sul fatto che l'onere amministrativo relativo alla proposta ed alla gestione delle opzioni tariffarie è troppo consistente se messo in relazione ai limitati vantaggi che genera per il sistema e al peso limitato della quota di tariffa coperta attraverso le opzioni tariffarie rispetto al totale del costo del servizio elettrico per un utente in regime di maggior tutela. Le imprese distributrici hanno menzionato proprio la complessità gestionale come l'elemento principale che ha indotto molte di loro a ridurre il numero di opzioni tariffarie offerte nel tempo. Hanno sottolineato, inoltre come il numero di clienti ad aver scelto opzioni speciali, nei casi in cui le imprese distributrici le abbiano rese disponibili, sia sempre stato limitato.
- 25.7 I venditori di energia elettrica sul mercato libero, peraltro, a fronte della molteplicità di opzioni tariffarie differenziate per ciascuna impresa distributtrice, hanno lamentato difficoltà nel "ribaltare" correttamente e "tempestivamente" gli effettivi oneri di distribuzione nell'ambito della fatturazione ai propri clienti finali con conseguenti ritardi nell'emissione delle fatture e necessità di adottare sistemi di acconto/conguaglio. Tali problemi comportano un aumento degli oneri amministrativi per i venditori ed una riduzione della trasparenza delle fatture per i clienti finali.
- 25.8 Inoltre, anche se la formulazione delle offerte dei venditori relative alla quota parte di tariffa a copertura di costi di approvvigionamento dovrebbe prescindere dalle condizioni economiche relative al servizio di distribuzione, non si esclude del tutto che le tempistiche con cui sono previste la proposta delle opzioni tariffarie da parte delle imprese distributrici e l'approvazione delle medesime da parte dell'Autorità (l'approvazione delle opzioni avviene generalmente nel mese di dicembre, ossia pochi giorni prima della loro entrata in vigore) possa costituire un elemento di complicazione per i venditori nella fase di formulazione delle offerte ai propri clienti finali.
- 25.9 Per i clienti finali rappresentati nell'ambito dei *focus group* dalle associazioni di consumatori, le opzioni tariffarie paiono spesso di difficile comprensione e, data la facoltà lasciata alle imprese distributrici di modificare annualmente il set di opzioni tariffarie proposte (pur nel rispetto dei vincoli descritti nel capitolo precedente) generano incertezza sull'ammontare complessivo della tariffa da pagare per la fornitura di energia elettrica.

Obiettivi specifici da perseguire

- 25.10 I meccanismi di copertura dei costi di distribuzione, in sostituzione del sistema di opzioni tariffarie attualmente vigente, dovranno rispondere ai seguenti obiettivi specifici:
- 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.
- 25.11 Al fine di effettuare le valutazioni di tipo quantitativo con riferimento all'impatto delle varie ipotesi proposte sulla spesa dei clienti finali, l'Autorità si riserva la facoltà di richiedere dati e informazioni specifiche alle principali imprese distributrici nell'ambito della raccolta dati che sarà attivata successivamente alla pubblicazione del presente documento per la consultazione.

Ipotesi proposte

- 25.12 L'Autorità ha individuato quattro ipotesi alternative, ciascuna con un diverso grado di flessibilità nella scelta della struttura tariffaria e dei corrispettivi lasciata alle imprese distributrici.
- **Ipotesi B.1:** prevede il mantenimento dell'attuale sistema di opzioni tariffarie proposte dalle imprese distributrici e sottoposte all'approvazione dell'Autorità. Le motivazioni a sostegno del superamento di tale impostazione sono state ampiamente descritte nei paragrafi 25.1 e seguenti.
 - **Ipotesi B.2:** prevede la fissazione da parte dell'Autorità della struttura delle opzioni tariffarie, con identificazione di eventuali sottotipologie contrattuali, la definizione della nozione di potenza rilevante e di eventuali scaglioni di consumo o di potenza, rilevanti ai fini dell'applicazione dei corrispettivi unitari. L'impresa distributtrice ha il compito di fissare i corrispettivi delle opzioni sulla base delle caratteristiche della clientela servita.
 - **Ipotesi B.3:** prevede che tutte le imprese distributrici adottino opzioni tariffarie strutturate come l'opzione tariffaria TV2 fissata dall'Autorità, con facoltà di applicare sconti sui corrispettivi e di scegliere se applicare i corrispettivi di potenza alla potenza massima impegnata annua o mensile. Si tratta di un'estensione a tutte le imprese distributrici dell'attuale regime tariffario semplificato.
 - **Ipotesi B.4:** prevede la definizione di un regime di tariffe amministrate da parte dell'Autorità, con perequazione dei ricavi al vincolo V1.
- 25.13 Sia l'ipotesi B.2 che l'ipotesi B.3 prevedono che l'Autorità fissi la struttura delle opzioni tariffarie offerte ai clienti finali, mentre alle imprese è lasciata la possibilità di fissare i corrispettivi. Nell'ipotesi B.2, però, si ipotizza di prevedere una pluralità di strutture tariffarie da offrire alla stessa tipologia/sottotipologia di contratto, mantenendo così una certa flessibilità di scelta tra più opzioni da parte del cliente. L'opzione B.3, invece, è caratterizzata da una struttura imposta, unica per tipologia di contratto e coincidente con la tariffa TV2, rispetto alla quale l'impresa distributtrice può prevedere eventuali sconti sui corrispettivi unitari.
- 25.14 In entrambi i casi si ridurrebbe la complessità del sistema attualmente in vigore, semplificando le attività di gestione e riducendo gli oneri amministrativi delle imprese distributrici e, soprattutto, delle imprese operanti nel settore della vendita dell'energia elettrica. Queste ultime, in particolare, pur dovendo continuare a trattare corrispettivi per il

servizio di distribuzione differenziati per ciascuna impresa distributrice, conoscerebbero con anticipo le strutture tariffarie che sarebbero, tra l'altro, ridotte nel numero rispetto alla situazione attuale e omogenee su tutto il territorio nazionale.

- 25.15 Sempre con riferimento alle due ipotesi B.2 e B.3, dal momento che le imprese distributrici conservano la facoltà di fissare i corrispettivi applicati ai clienti finali, il sistema di vincoli V1 e V2 verrebbe mantenuto sostanzialmente invariato rispetto a quello esistente. Continuerebbe ad essere prevista una verifica *ex ante* del rispetto del vincolo V2 (verifica implicita nel caso dell'ipotesi B.3 che prevede al massimo sconti rispetto all'opzione TV2) ed una verifica *ex post* del rispetto del ricavo massimo consentito, con meccanismi di restituzione da parte delle imprese distributrici ai clienti finali nel caso in cui i ricavi effettivi derivanti dall'applicazione delle opzioni si rivelassero superiori a quelli ammessi.
- 25.16 Va rilevato, però, che nel caso di scelta dell'ipotesi B.2, le imprese distributrici rientranti attualmente nel regime tariffario semplificato, che nel vigente periodo di regolazione già applicano a tutti i propri clienti una tariffa (la TV2) con struttura e valori fissati dall'Autorità (a meno di qualcuna che si avvale della possibilità di applicare sconti rispetto al TV2) andrebbero incontro ad un aumento di oneri amministrativi dovendo ricominciare a fissare corrispettivi per i clienti finali.
- 25.17 Sintetizzando, con riferimento all'ipotesi B.2, il grado di raggiungimento degli obiettivi di contenimento degli oneri amministrativi, di semplificazione della struttura tariffaria e di promozione della concorrenza dipenderà dall'articolazione delle strutture delle opzioni tariffarie che l'Autorità definirà. Per contro un restringimento delle possibilità di scelta nell'ambito dei menù tariffari potrebbe comportare variazioni, anche in aumento, nei livelli di spesa per alcune classi di consumatori. Gli oneri amministrativi di verifica e controllo da parte del regolatore resterebbero pressoché invariati rispetto ad oggi.
- 25.18 L'ipotesi B.3, ancorché migliore dal punto di vista della semplificazione, prevedendo strutture tariffarie meno articolate rispetto all'ipotesi B.2 potrebbe avere un maggiore impatto sulla spesa sostenuta dai clienti finali. Relativamente a questo punto particolarmente delicato, l'Autorità prima di definire una proposta di articolazione delle strutture e dei corrispettivi procederà ad una attenta analisi degli impatti sulle singole classi di consumatori. Va in ogni caso segnalato che, data l'elevata varietà di opzioni tariffarie oggi esistenti sul territorio nazionale, difficilmente potranno trovarsi soluzioni del tutto neutrali in termini di impatto sui clienti finali anche adottando l'ipotesi B.2.
- 25.19 La scelta di una delle due soluzioni previste dalle ipotesi B.2 e B.3, risponderebbe anche all'obiettivo di allineamento dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'elettricità e del gas: anche nel settore gas, infatti, esiste un sistema di tariffe per il trasporto sulle reti di distribuzione caratterizzato da una struttura unica ma con corrispettivi differenziati per ambiti territoriali.
- 25.20 L'adozione dell'ipotesi B.4, non lascia alcuna libertà di scelta all'impresa distributrice con riferimento ai corrispettivi da applicare ai clienti finali e, conseguentemente, presuppone l'abbandono del sistema di vincoli attualmente esistente. La verifica del vincolo V1 rimarrebbe ancora necessaria, ma potrebbe essere sostituita da un sistema periodico di perequazione. Tale ipotesi implica l'attivazione di flussi periodici di dati circa i volumi distribuiti ai clienti finali tra esercenti il servizio e regolatore.
- 25.21 L'ipotesi B.4 da un lato consente un forte risparmio in capo alle imprese, dall'altro modifica l'onere amministrativo in capo all'Autorità. L'ipotesi B.4 che si sostanzia nell'applicazione di una vera e propria tariffa unica nazionale, dovrebbe costituire la soluzione preferibile in un'ottica di semplificazione degli oneri amministrativi delle imprese operanti nel segmento della vendita dell'energia. L'impatto sulla spesa dei consumatori dipende dalla struttura

tariffaria adottata, in particolare dal numero di sottotipologie contrattuali previste nella costruzione del set di opzioni tariffarie e dal livello dei corrispettivi fissati dall'Autorità.

- 25.22 Tutte le ipotesi proposte presuppongono il mantenimento del sistema di perequazione generale dei costi di distribuzione, mentre verrebbe eliminato il meccanismo di integrazione dei ricavi a V1.

D10	Quale, tra le ipotesi proposte, si ritiene preferibile per il terzo periodo regolatorio e per quali motivi? Proporre eventuali ipotesi ulteriori che si ritengono migliori, spiegandone il perché.
D11	In una prospettiva di ampliamento delle tipologie contrattuali, quali tipologie omogenee, si ritiene, sia utile considerare ai fini della differenziazione tariffaria?

- 25.23 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 3: Valutazione delle ipotesi relative alla regolazione dei corrispettivi a copertura dei costi di distribuzione per le utenze non domestiche

Obbiettivi	Ipotesi B1	Ipotesi B.2	Ipotesi B.3	Ipotesi B.4
a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore	BASSO	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO
b) Semplificare la struttura tariffaria a beneficio dei clienti finali e in favore della concorrenza	BASSO	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO
c) Minimizzare l'impatto sulla spesa dei clienti finali	ALTO	MEDIO/ALTO	MEDIO	MEDIO

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

- 25.24 L'Autorità intende mantenere sostanzialmente invariata la struttura dei corrispettivi previsti per la regolazione economica del servizio di distribuzione dell'energia elettrica fornito da imprese di distribuzione ad altre imprese di distribuzione nei punti di interconnessione.
- 25.25 In particolare l'Autorità intende prevedere l'applicazione di una tariffa binomia, differenziata per livelli di tensione, con corrispettivi unitari pari a quelli previsti dalla tariffa TV1 per le tipologie di contratto per altri usi.
- 25.26 L'Autorità intende mantenere l'esenzione dall'applicazione del corrispettivo fisso espresso in centesimi di euro per punto di prelievo per i punti di interconnessione di emergenza.
- 25.27 In parziale modifica delle disposizioni oggi in vigore, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di rendere obbligatoria l'applicazione di specifici corrispettivi per i prelievi di energia reattiva.

Perequazione generale e perequazione specifica aziendale

- 25.28 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.
- 25.29 Per quanto riguarda il meccanismo di perequazione specifica aziendale, al fine di limitare l'onere amministrativo di gestione di tale meccanismo, l'Autorità intende prevedere, per le imprese per le quali nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 è stato fissato il fattore

di correzione specifico aziendale *Csa*, l'applicazione del coefficiente al livello di ricavi ammessi perequati che le imprese potranno conseguire nel periodo di regolazione 2008 – 2011, in coerenza con le regole di aggiornamento previste dalla deliberazione 22 giugno 2004, n. 96/04.

- 25.30 Per le altre imprese che hanno presentato istanza di partecipazione al meccanismo di perequazione specifica aziendale, per le quali non si è giunti alla definizione dell'ammontare di perequazione PSA, di cui al comma 49.3 del TIT, l'Autorità procederà alla sua definizione nel corso del periodo di regolazione 2008-2011. Non si ritiene invece di riaprire i 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.¹³
- 25.31 Al fine di incentivare l'aggregazione tra le imprese di distribuzione, l'Autorità è orientata a riconoscere alle imprese che si aggregano, per un massimo di otto anni, un ammontare di perequazione specifica aziendale pari alla somma di quello stabilito per le singole imprese, e non sulla base di una nuova istruttoria che tenga conto della situazione economica e patrimoniale della nuova impresa. D'altra parte l'Autorità intende evitare che la presenza di istituti perequativi di salvaguardia come la perequazione specifica aziendale, abbia il paradossale effetto di incentivare il proliferare di imprese di distribuzione, con il conseguente venir meno degli effetti positivi legati alle economie di scala. In nessun caso, dunque, potrà essere ammessa alla perequazione specifica aziendale un esercente il servizio di distribuzione dell'energia elettrica che sia il risultato di scorporo da un esercente di maggiori dimensioni.
- 25.32 In alternativa, ai fini della determinazione dell'ammontare di perequazione PSA per le imprese di cui al paragrafo 25.30, in considerazione dell'elevato onere amministrativo che la conduzione delle singole istruttorie comporta, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre formule semplificate di perequazione specifica aziendale, basate su indicatori oggettivi ponderati di maggiorazione del ricavo ammesso perequato. A questo fine possono essere considerati appositi coefficienti che esprimano sinteticamente l'effetto composizione della clientela o l'incidenza delle principali variabili esogene che hanno effetto sui costi del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, quali la presenza di territorio montano o collinare o la maggior incidenza di linee interrate.
- 25.33 A questo scopo l'Autorità intende utilizzare le risultanze delle istruttorie già concluse, eventualmente integrate da specifiche raccolte di dati. Lo svolgimento di istruttorie individuali in questo contesto assumerebbe carattere residuale.

D12 Come si valuta l'ipotesi di introdurre una formula semplificata di perequazione specifica aziendale, secondo quanto proposto al paragrafo 25.32?
--

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

- 26.1 Esistono altri temi rispetto ai quali l'Autorità sta valutando l'opportunità di rivedere l'impostazione prevista dall'attuale normativa per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

¹³ Si veda in merito la parte IX del presente documento.

Nozione di potenza

- 26.2 Nei precedenti periodi di regolazione si è ritenuto che il riferimento alla nozione della potenza massima prelevata nell'anno rendesse le strutture tariffarie a copertura dei costi di distribuzione maggiormente *cost reflective* in quanto ritenuta maggiormente idonea a esprimere l'effettivo impegno causato dal comportamento del cliente sulla rete di distribuzione. La normativa in vigore, peraltro ha sempre previsto che l'impresa distributrice potesse scegliere se fare riferimento alla potenza massima prelevata nell'anno o nel mese.
- 26.3 Per il nuovo periodo di regolazione, l'Autorità sta valutando l'opportunità che i corrispettivi espressi in quota potenza, nel caso sia applicabile la nozione di potenza massima prelevata, vengano sempre applicati alla potenza massima mensile. Nell'ottica di superamento dell'attuale sistema di opzioni tariffarie, per esigenze applicative, si ritiene che tale riforma delle modalità di fatturazione dei corrispettivi in quota potenza 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 potrebbero non essere previste.
- 26.4 L'applicazione della nozione di potenza massima mensile non dovrebbe rivelarsi particolarmente critica per le imprese distributrici in termini di impatto sui sistemi di fatturazione in quanto, di recente, l'Autorità, con deliberazione n. 76/07 ha disposto che la fatturazione della componente tariffaria A_6 avvenga sulla base della potenza massima prelevata nel mese.
- 26.5 In alternativa all'applicazione di corrispettivi di potenza commisurati al livello della potenza massima mensile, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di prevedere corrispettivi da applicare tenendo conto della "potenza prenotata contrattualmente". La nozione di potenza prenotata differisce da quella di potenza disponibile. La potenza prenotata può essere definita come il livello di potenza che il cliente in condizioni normali di esercizio ritiene di poter assorbire dalla rete e può differire talora anche sensibilmente dal livello della potenza disponibile, la cui nozione resta coerente con la definizione contenuta nel TIT.
- 26.6 Nell'ipotesi di introduzione della nozione di potenza prenotata i corrispettivi tariffari di potenza potrebbero essere applicati per ogni periodo di fatturazione al massimo tra il livello assunto dalla potenza effettivamente prelevata nel periodo e il livello della potenza prenotata. Per evitare comportamenti opportunistici il livello della potenza prenotata dovrebbe comportare l'adeguamento automatico per assorbimenti di potenza con scarti positivi rispetto alla potenza prenotata maggiori del 10%, in almeno due periodi di fatturazione nell'arco di dodici mesi.

D13 Quali livelli di difficoltà vengono riscontrati nel considerare, ai fini tariffari, la potenza massima mensile? E quali rispetto alla potenza prenotata?
--

Energia reattiva

- 26.7 Nel sistema di regolazione vigente, l'impresa distributrice ha facoltà di applicare o meno ai propri clienti finali corrispettivi per prelievi di energia reattiva (previa dichiarazione all'Autorità per la loro approvazione). I ricavi derivanti dall'applicazione di tali corrispettivi è parte dei ricavi di distribuzione dell'impresa e rientrano, pertanto, nel calcolo dei ricavi effettivi ai fini del controllo del rispetto del vincolo V1. Di conseguenza nel caso in cui l'impresa distributrice decida di applicare ai propri clienti corrispettivi per prelievi di energia reattiva, per evitare il superamento dei ricavi ammessi, dovrà elaborare un set di opzioni tariffarie con corrispettivi mediamente più bassi, rispetto al caso in cui decida di non applicare corrispettivi ai prelievi di energia reattiva.

- 26.8 L'applicazione di questi corrispettivi può essere prevista dall'impresa distributrice nel caso di differenze positive tra il valore di 0,90 e il valore medio mensile del fattore di potenza del cliente finale. I corrispettivi, pertanto, presentano le caratteristiche di una penale nel caso in cui i clienti finali contribuiscano a cadute di tensione sulla rete dell'esercente l'attività di distribuzione.
- 26.9 Durante gli incontri tematici organizzati con alcune associazioni imprenditoriali che raggruppano imprese produttive di diverse dimensioni, è emerso come questo tipo di corrispettivi dovrebbe costituire un preciso incentivo da parte di tutti i distributori ai propri clienti finali (principalmente non domestici) a ridurre le suddette cadute di tensione attraverso l'impiego di rifasatori. Una maggiore diffusione di rifasatori, peraltro, concorrerebbe anche alla riduzione delle perdite complessive di rete.
- 26.10 Fino ad ora l'Autorità ha ritenuto opportuno che fosse l'impresa distributrice che, nel rispetto del suo vincolo ai ricavi, decidesse se dare i segnali sopra menzionati ai propri clienti, in base allo stato della propria rete di distribuzione. A tale proposito, comunque, l'Autorità sta valutando l'opportunità di rendere obbligatoria l'applicazione dei corrispettivi per prelievi di energia reattiva in modo tale che tutti i clienti siano incentivati a prevenire cadute di tensione sulla rete e ridurre le perdite.
- 26.11 In particolare l'Autorità intende studiare l'ipotesi di introdurre tariffe amministrate da applicare in caso di assorbimenti con basso fattore di potenza nei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, obbligatori per tutti i punti di prelievo con potenza disponibile maggiore di 30 kW. Nelle intenzioni dell'Autorità gli introiti derivanti dall'applicazione di tali corrispettivi andrebbero destinati ad alimentare il *Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*.
- 26.12 L'Autorità, come evidenziato nel paragrafo 25.27, intende introdurre parallelamente l'applicazione obbligatoria di corrispettivi per prelievi di energia reattiva 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.
- 26.13 L'adozione di questi meccanismi tariffari che penalizzano gli assorbimenti di energia reattiva dalle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica dovrebbe dare un sufficiente impulso al miglioramento dell'efficienza energetica delle reti.

- | | |
|-----|---|
| D14 | Si concorda con la previsione di applicare obbligatoriamente un corrispettivo per i prelievi di energia reattiva, definito dall'Autorità sia per i clienti finali, sia per le interconnessioni tra reti? Al fine di obbligare i clienti finali ad intervenire sui propri impianti e le imprese distributrici sulle proprie reti, si concorda di non includere tali ricavi/costi nei vincoli delle imprese distributrici e nei meccanismi perequativi? |
| D15 | Quale potrebbe essere il criterio di dimensionamento della tariffa "energia reattiva"? Motivare la risposta. |

27 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari

- 27.1 Con riferimento al recupero programmato di produttività (*X-factor*), l'Autorità rileva come la diversa dimensione delle imprese di distribuzione che operano nel settore renda difficile una puntuale valutazione comparata dei costi che consenta di isolare le inefficienze. L'Autorità peraltro ha ragione di ritenere che il grado di efficienza nella produzione del servizio presenti grosse variazioni tra imprese. Conferma di questa ipotesi è venuta dalle istruttorie condotte

in applicazione delle disposizioni sulla perequazione specifica aziendale, che hanno evidenziato scostamenti elevati tra costi effettivi di impresa e ricavi ammessi perequati, solo parzialmente giustificati in termini di effetti prodotti da variabili esogene rispetto al controllo dell'impresa.

- 27.2 Anche alla luce di tali elementi, l'Autorità non ritiene ottimale il mantenimento di un obiettivo unico di recupero di efficienza da applicare a tutte le imprese del settore senza distinzioni. Al fine di verificare l'ipotesi di introduzione di differenziazioni negli obiettivi di recupero di produttività, l'Autorità ha avviato appositi studi da condurre sia con metodi parametrici, sia con metodi non parametrici, in particolare con uso della *Data Envelopment Analysis* (DEA), volti a stimare i differenti livelli di efficienza nella produzione del servizio.
- 27.3 In esito a tale analisi, l'Autorità intende valutare la possibilità di differenziare per impresa l'obiettivo di recupero di produttività (*X-factor*), in aumento o in diminuzione, rispetto al recupero programmato definito a livello nazionale coerentemente con quanto previsto ai precedente capitolo 12, ed utilizzato per l'aggiornamento annuale dei parametri tariffari.
- 27.4 Per la differenziazione dell'*X-factor* l'Autorità intende individuare un indicatore sintetico dell'efficienza produttiva delle imprese, in funzione del quale graduare la maggiorazione/diminuzione dell'obiettivo di recupero.
- 27.5 Del diverso obiettivo di recupero, proprio di ciascuna impresa, si potrebbe tener conto in sede di verifica annuale del ricavo ammesso.

D16	Si condivide l'ipotesi di prevedere <i>X-factor</i> differenziati per impresa? Quale potrebbe essere l'indicatore sintetico da prendere in considerazione per differenziare, in termini relativi, i recuperi di produttività tra le diverse imprese?
-----	--

PARTE VI

Contributi di allacciamento e diritti fissi

28 Premessa

- 28.1 La disciplina delle condizioni economiche per la connessione di clienti finali alle reti elettriche oggi in vigore deve il suo impianto a provvedimenti emanati dal Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: CIP), in particolare al provvedimento CIP n. 42/86. L'Autorità ha sin qui operato modifiche di alcuni punti specifici della normativa pre-vigente e ha adeguato i livelli dei corrispettivi. In particolare, a partire dall'anno 2004, ha proceduto ad aggiornare i livelli dei corrispettivi per le connessioni parallelamente agli aggiornamenti dei parametri dei vincoli e della tariffa di distribuzione dell'energia elettrica.
- 28.2 Come accennato nella Parte V, i contributi di allacciamento e i diritti fissi hanno fino ad oggi concorso a garantire la copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione e delle attività commerciali per la vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.
- 28.3 La presente Parte propone per la consultazione alcune alternative per la revisione della disciplina dei corrispettivi per la connessione dei clienti finali alle reti elettriche. La proposta non riguarda i corrispettivi per la connessione degli impianti di produzione dell'energia elettrica, recentemente disciplinati con deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07 (di seguito: deliberazione n. 89/07), recante le Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.
- 28.4 Coerentemente con il proprio mandato istituzionale e con gli obiettivi generali sopra richiamati, nella revisione della disciplina dei corrispettivi per le connessioni l'Autorità intende:
- migliorare la trasparenza delle condizioni applicate dagli esercenti per la connessione dei clienti finali alle reti di trasmissione e di distribuzione;
 - disporre un quadro normativo che favorisca la rimozione di eventuali barriere allo sviluppo dei mercati al dettaglio della vendita dell'energia elettrica;
 - promuovere, laddove possibile, lo sviluppo della concorrenza anche nell'ambito delle attività attualmente regolate;
 - 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;
 - mantenere un quadro di regolazione il più possibile stabile e certo.
- 28.5 Dal punto di vista terminologico, per maggiore semplicità, nella presente Parte si farà riferimento in maniera indifferenziata a “allacciamento”, termine utilizzato nei provvedimenti CIP, e a “connessione”, termine utilizzato nei più recenti provvedimenti dell'Autorità.

29 Quadro normativo di riferimento

Recenti sviluppi normativi a livello europeo

- 29.1 La direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006 (di seguito: direttiva 2006/32/CE) concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio stabilisce che gli Stati membri assicurano la soppressione di quegli incentivi, nelle tariffe per la trasmissione e la distribuzione, che aumentano inutilmente il volume di energia distribuita o trasmessa.
- 29.2 La medesima direttiva 2006/32/CE prevede che gli Stati membri possono consentire che taluni elementi dei sistemi e delle strutture tariffarie abbiano finalità sociale, purché eventuali effetti negativi sul sistema di trasmissione e di distribuzione siano mantenuti al minimo necessario e non siano sproporzionati rispetto alla finalità sociale.
- 29.3 Il Regolamento (CE) N. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica (di seguito: Regolamento (CE) N. 1228/2003) prevede che i corrispettivi applicati dai gestori per l'accesso alla rete sono trasparenti, tengono conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e danno riscontro ai costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio. Tali corrispettivi non sono calcolati in funzione della distanza.
- 29.4 Il medesimo Regolamento (CE) N. 1228/2003 prevede che ai produttori e ai consumatori («carico») può essere imposto il pagamento di un corrispettivo per l'accesso alle reti. Se opportuno, il livello delle tariffe applicate ai produttori e/o ai consumatori prevede segnali differenziati per località a livello europeo e tiene conto dell'entità delle perdite di rete e della congestione causate e dei costi di investimento dell'infrastruttura. Ciò non impedisce agli Stati membri di prevedere segnali differenziati per località nel loro territorio né di applicare meccanismi per assicurare che i corrispettivi di accesso alla rete posti a carico dei consumatori siano uniformi nel loro territorio.

Normativa nazionale

- 29.5 L'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità definisca le condizioni tecniche ed economiche di accesso e di interconnessione alle reti. La medesima legge n. 481/95, all'articolo 2, comma 12, lettera h), prevede che l'Autorità emani direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte degli esercenti.
- 29.6 L'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che il Gestore della rete ha l'obbligo di connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche di cui al comma 6 del medesimo articolo e le condizioni tecnico economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità; e che l'eventuale rifiuto di accesso alla rete debba essere debitamente motivato dal medesimo gestore.
- 29.7 L'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, stabilisce che le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio, purché siano rispettate le regole tecniche, nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità in materia.

Disciplina di settore

- 29.8 La struttura e le modalità di applicazione dei corrispettivi previsti per la connessione dei clienti finali alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica sono regolate dalle disposizioni contenute nel provvedimento CIP n. 42/86 che ha riformato le disposizioni precedentemente definite con il provvedimento CIP n. 949/61. Le disposizioni del provvedimento CIP n. 42/86 sono state successivamente modificate e integrate con le norme del provvedimento CIP n. 15/93 e del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 luglio 1996.
- 29.9 Con deliberazione 8 settembre 1999, n. 133/99 (di seguito: deliberazione n. 133/99) l'Autorità ha dato disposizioni in materia di Determinazione dei contributi di allacciamento per gli aumenti di potenza delle utenze particolari di cui al titolo V punti 1 e 2 del provvedimento del CIP n. 42/86.
- 29.10 Con deliberazione 13 settembre 2000, n. 170/00 l'Autorità ha proceduto ad alcune modificazioni e integrazioni del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 luglio 1996 in materia di modifiche contrattuali per la fornitura di energia elettrica.
- 29.11 Con deliberazione 5 luglio 2001, n. 150/01 (di seguito: deliberazione n. 150/01) l'Autorità ha dato prescrizione alla società Enel Distribuzione S.p.A. di modalità di determinazione degli oneri di allacciamento degli impianti di produzione alla rete elettrica.
- 29.12 Con deliberazione 26 marzo 2002, n. 50/02, l'Autorità ha stabilito condizioni di carattere procedurale per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi rimandando ad un successivo provvedimento la determinazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di connessione, unitamente alla determinazione dell'ammontare della fidejussione a garanzia finanziaria da parte dei soggetti richiedenti la connessione, nonché del corrispettivo a copertura delle attività di analisi tecnica relative all'elaborazione di una soluzione per la connessione.
- 29.13 Con deliberazione 30 gennaio 2004, n. 6/04 (di seguito: deliberazione n. 6/04) l'Autorità ha avviato una indagine conoscitiva sui costi di connessione di clienti finali e su altri aspetti economici relativi alle reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale inferiore ad 1 kV
- 29.14 Con deliberazione n. 136/04, l'Autorità ha, altresì, avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti di cui all'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge n. 481/95 ed all'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica tra cui rientra la definizione di condizioni per l'adozione, da parte delle imprese distributrici, di regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione in alta e media tensione.
- 29.15 Con deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05 (di seguito: deliberazione n. 281/05), l'Autorità ha definito le condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV per tutti gli utenti definendo, in particolare, le condizioni economiche per la connessione alle predette reti degli impianti di produzione di energia elettrica.
- 29.16 Con deliberazione 26 febbraio 2007, n. 40/07, l'Autorità ha avviato un procedimento in materia di valutazione dell'impatto sul sistema elettrico della generazione distribuita ai fini dell'aggiornamento del relativo quadro regolatorio per quanto di pertinenza dell'Autorità rilevando la necessità di urgente completamento della disciplina afferente, tra l'altro, alla

connessione degli impianti di generazione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in bassa tensione.

- 29.17 Con deliberazione n. 89/07 l'Autorità ha espresso i propri orientamenti dell'Autorità in materia di condizioni tecnico-economiche per la connessione dei soli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV.

30 Analisi della disciplina vigente

- 30.1 Il provvedimento CIP n. 42/86 fornisce regole generali e distingue diversi regimi in materia di applicazione di contributi di allacciamento e diritti fissi. Il regime generale per le utenze a carattere continuativo o ricorrente, disciplinato dalle norme del Titolo II; il regime per le connessioni temporanee alla rete (utenze temporanee non ricorrenti), disciplinato dalle norme del Titolo III; il regime per i casi particolari di connessione e per gli spostamenti di impianti elettrici (utenze particolari e spostamenti di impianti elettrici), disciplinato dalle norme del Titolo V (di seguito anche richiamate come: connessioni a titolo V).
- 30.2 Completano le disposizioni del provvedimento CIP n. 42/86 alcune norme, riportate sotto il titolo IV (Riallacciamento di utenze stagionali, modifiche contrattuali, subentri, voltture), dove sono disciplinati i riallacciamenti di utenze stagionali e i corrispettivi per modifiche contrattuali, subentri¹⁴ e voltture¹⁵.
- 30.3 Il provvedimento CIP n. 15/93 disciplina le connessioni in alta tensione, introduce norme specifiche per le connessioni temporanee di spettacoli viaggianti e fissa regole per le connessioni a Titolo V.
- 30.4 A partire dalla deliberazione n. 5/04 gli importi per contributi di allacciamento e diritti fissi sono aggiornati annualmente dall'Autorità con l'applicazione del metodo del *price-cap*. In ultimo la deliberazione n. 203/06 ha fissato i valori per l'anno 2007.

Le logiche della disciplina vigente per le connessioni di clienti finali in media e bassa tensione

- 30.5 La disciplina vigente in materia di corrispettivi per la connessione dei clienti finali alle reti elettriche riflette, nei suoi criteri-base, recepiti dai provvedimenti CIP n. 949/61 e n. 42/86, le condizioni e gli obiettivi propri di un paese che doveva ancora completare il processo di elettrificazione, con un'industria elettrica gestita nella forma dell'impresa pubblica.
- 30.6 La normativa vigente si sviluppa pertanto sulla base dei seguenti rapporti di solidarietà tra i clienti:
- a) quello tra clienti esistenti e clienti nuovi, in quanto i corrispettivi tariffari includevano la parte del costo dell'allacciamento non coperta dai contributi;
 - b) quello tra clienti nuovi che si vanno ad insediare nei centri abitati o vicino agli impianti esistenti e quelli con insediamenti nelle zone meno dotate di impianti elettrici, prevedendo a carico dei primi oneri che mediamente sono superiori ai costi.
- 30.7 Entrambi detti rapporti traggono base dall'obiettivo, di carattere sociale, di favorire quanto più possibile l'accesso al servizio elettrico e dalla considerazione, di carattere tecnico ed

¹⁴ In relazione al singolo punto di prelievo, per subentro si intende l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto.

¹⁵ In relazione ad un singolo punto di prelievo, per voltura si intende la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto ad un nuovo cliente.

economico, che qualsiasi opera elettrica, anche quando viene realizzata per soddisfare una specifica nuova esigenza, determina sempre una maggior integrazione della rete, con un beneficio del servizi, anche per i clienti già serviti.

- 30.8 Il ricorso a contributi fissati in via forfetaria consente di rendere indipendente il corrispettivo richiesto al cliente che si connette dalla soluzione tecnica adottata dall'impresa. Questo effetto appare del tutto giustificato nel contesto in cui si è sviluppato, con la presenza di un'impresa pubblica cui è assegnato l'obiettivo di elettrificare il paese. Il disaccoppiamento tra costo addebitato al cliente e soluzione tecnica, infatti, permette all'impresa di adottare la soluzione che ritiene preferibile sul piano tecnico e lascia gradi di libertà per effettuare valutazioni economiche circa l'anticipazione di investimenti in relazione alle aspettative di sviluppo delle diverse aree da cui provengono richieste di connessione da parte di clienti finali.
- 30.9 La scelta della soluzione tecnica spetta unicamente alle decisioni dell'impresa, che dovrà ricercare il giusto equilibrio tra il costo dell'anticipazione di opere eccedenti quelle strettamente necessarie all'effettuazione della fornitura richiesta e il beneficio di soddisfare i futuri, prevedibili fabbisogni dello stesso cliente e di altri potenziali clienti, senza dover procedere a successivi rifacimenti o potenziamenti delle reti.
- 30.10 Coerentemente con le finalità perseguite, la disciplina dei contributi di allacciamento prevista dal provvedimento CIP n. 42/86 non fornisce, nella maggior parte dei casi, segnali di prezzo di tipo localizzativo. Si ha ragione di ritenere che tale impostazione abbia favorito e possa favorire una tendenza al sovrainvestimento.

Soluzione tecnica della connessione

- 30.11 L'impresa esercente (Titolo I, del provvedimento CIP n. 42/86) determina in base alla situazione degli impianti esistenti nella zona e all'entità della potenza massima richiesta dal cliente:
- la soluzione tecnica della connessione;
 - la tensione di alimentazione;
 - l'ubicazione dei punti di consegna e di misura.
- 30.12 Sulla scelta del livello della tensione di alimentazione il provvedimento CIP n. 42/86 pone un limite alla discrezionalità delle imprese esercenti. Le connessioni permanenti alla rete con potenza massima a disposizione non superiore a 33 kW in ogni caso si effettuano con consegna in bassa tensione, salvo esplicita e motivata diversa richiesta dell'utenza. Come già ricordato in precedenza, su tale aspetto vale la pena segnalare anche che la recente proposta di regola-tipo per la connessione a reti MT elaborata dal Gruppo di lavoro CEI 136¹⁶ prevede che nuovi clienti con potenza inferiore a 100 kW siano connessi in bassa tensione.

Il regime a forfait per i clienti in media e bassa tensione

- 30.13 Nel caso di applicazione del regime a *forfait* (Titolo II, del provvedimento CIP n. 42/86) i due parametri rilevanti per la determinazione del corrispettivo dovuto dal cliente finale sono:
- a) la potenza massima a disposizione richiesta;
 - b) la distanza minima, in linea d'aria, dalla più vicina cabina di trasformazione.
- 30.14 Le distanze rilevanti per la determinazione dei contributi devono essere rilevate su planimetrie contenenti l'ubicazione delle cabine MT/BT e delle cabine AT/MT e sono

¹⁶ Cfr. par. 14.6 e successivi del documento per la consultazione sulla qualità dei servizi elettrici del 4 aprile 2007, atto n. 16/07.

misurate in linea retta dal baricentro della cabina di riferimento fino al punto di consegna dell'energia.

- 30.15 Nei casi in cui la posizione dell'utenza risulti di incerta determinazione, l'interessato è tenuto a esibire all'impresa esercente una planimetria sulla quale sia riportata l'esatta localizzazione dell'utenza stessa.
- 30.16 Le planimetrie utilizzate per la determinazione delle distanze sono predisposte dall'impresa distributrice e devono riportare le cabine, il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio. Per le connessioni in bassa tensione si considera la distanza dalla più vicina cabina M/B in servizio da almeno cinque anni.

Il regime generale in vigore per le utenze con connessioni permanenti in bassa tensione

- 30.17 Per le connessioni in bassa tensione i corrispettivi legati alla distanza sono i seguenti:

Distanza tra il punto di consegna e la cabina di riferimento MT/BT	Corrispettivo (in vigore nell'anno 2007)
fino a 200 metri	185,65 euro
oltre 200 e fino a 700 metri	185,65 euro per i primi 200 metri + 93,06 euro ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri;
oltre 700 e fino a 1.200 metri	650,03 euro per i primi 700 metri + 185,65 euro ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri
oltre 1.200 metri	1.578,29 euro per i primi 1200 metri + 371,30 euro ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri

- 30.18 Il corrispettivo previsto per ogni kW di potenza messo a disposizione con la connessione è pari a 69,7981 euro.
- 30.19 Per i clienti con contratto per utenze domestiche in bassa tensione per le abitazioni di residenza anagrafica con potenza a disposizione fino a 3,3 kW, il corrispettivo funzione della distanza è sempre pari a 185,65 euro. E' fatta salva all'esercente la facoltà di recuperare la differenza tra il corrispettivo relativo alla distanza e quello addebitato (calcolato in funzione della distanza minima convenzionale di 200 m) in occasione di successive richieste di aumenti di potenza che comportino il superamento del limite di 3,3 kW.

Il regime generale in vigore per le utenze con connessioni permanenti in media tensione (fino a 50 kV)

- 30.20 La struttura dei corrispettivi dei contributi di allacciamento per le connessioni in media tensione è analoga a quella prevista per la bassa tensione. La distanza presa in considerazione fa riferimento alla cabina di trasformazione alta/media tensione in servizio da almeno cinque anni.

Distanza tra il punto di consegna e la cabina di riferimento AT/MT	Corrispettivo (in vigore nell'anno 2007)
fino a 1.000 metri	465,31 euro
oltre 1.000 metri	465,53 euro + 46,53 euro per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri

30.21 Il corrispettivo unitario di potenza è pari a 55,5535 euro per ogni kW disponibile.

Prescrizioni al cliente connesso in media tensione

30.22 L'utente è tenuto a realizzare la propria cabina di trasformazione media/bassa tensione sulla base delle prescrizioni dell'impresa esercente. Deve inoltre mettere a disposizione dell'impresa esercente un idoneo locale, di agevole accesso da strada aperta al pubblico, per l'installazione delle apparecchiature di consegna dell'energia e dei trasformatori di misura. Il gruppo di misura sarà allocato in altro idoneo locale, confinante con il primo e accessibile sia all'impresa che all'utente.

Disposizioni in materia di elettrificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali (bassa e media tensione)

30.23 E' prevista l'applicazione del regime a *forfait* per le elettrificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali, quando l'alimentazione delle utenze è prevista in bassa tensione, anche se è necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria. Se è richiesto che l'elettrificazione venga realizzata anteriormente all'allacciamento delle singole utenze, il richiedente è tenuto a corrispondere all'impresa esercente, per ciascuna utenza prevista, gli importi relativi alla quota distanza. All'atto della connessione delle singole utenze sarà versato l'importo relativo alla quota potenza, per utenza. Ciascuna unità immobiliare aggiuntiva è equiparata, ad ogni effetto, ad un nuovo allacciamento.

I passaggi dalla bassa alla media tensione

30.24 Per le utenze già servite in bassa tensione per le quali, a seguito di richiesta di aumento della potenza massima a disposizione, si renda necessario il passaggio all'alimentazione in media tensione, il contributo viene determinato, indipendentemente dalla distanza dell'utenza dalla cabina AT/MT di riferimento, sulla base di specifici corrispettivi.

Le disposizioni per le connessioni temporanee

30.25 Sono ricomprese nelle connessioni temporanee alla rete i casi delle connessioni relative a cantieri, nonché altre connessioni a carattere straordinario o provvisorio.

30.26 La caratteristica di tali connessioni, al di là della durata, che può anche essere pluriennale, è di essere non permanenti.

30.27 La disciplina del provvedimento CIP n. 42/86 in relazione alle connessioni non permanenti alla rete prevede l'addebito di un corrispettivo, differenziato in funzione del livello di tensione e della potenza massima resa disponibile al cliente. Per le connessioni in bassa tensione il corrispettivo unitario dipende dal tipo di lavoro che deve essere eseguito per la connessione. Nel caso in cui sia necessaria la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione è prevista una maggiorazione del corrispettivo base.

Le connessioni temporanee di tipo particolare

30.28 Per gli allacciamenti in bassa tensione:

- a) relativi a spettacoli viaggianti e simili,
- b) realizzati in occasioni di manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali e simili,
- c) relativi a riprese cinematografiche, televisive e simili,

quando gli allacciamenti stessi non comportino realizzazioni di nuovi impianti o il potenziamento di quelli esistenti, si applicano specifici corrispettivi fissati in funzione della potenza contrattualmente impegnata. (Capitolo IV del provvedimento CIP n. 15/93)

30.29 Per ciascuna operazione di allacciamento e di distacco richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunta ai contributi predetti l'utente è tenuto a corrispondere uno specifico corrispettivo aggiuntivo.

Alimentazione aerea e alimentazione interrata. Maggiori costi derivanti da richieste di autorità competenti

30.30 Il provvedimento CIP n. 42/86 prevede che l'allacciamento a monte della presa d'utente si realizzi con linee aeree o sotterranee a seconda del sistema di distribuzione adottato dall'impresa esercente nella zona. Qualora nelle zone dove la distribuzione è effettuata con linee aeree, l'allacciamento debba essere realizzato per vincoli o disposizioni delle competenti autorità, in cavo interrato o con modalità costruttive diverse, gli importi per le distanze dalle cabine sono raddoppiati. (Titolo I del provvedimento CIP n. 42/86).

Il regime dei contributi basato sulla spesa per i clienti in media e bassa tensione

30.31 Il Titolo V del provvedimento CIP n. 42/86 disciplina alcune fattispecie di connessione in media e bassa tensione, di rilevanza nel complesso marginale, dove in luogo della determinazione a *forfait* dei contributi di allacciamento è previsto l'addebito di un contributo pari al 70% o al 100% della spesa relativa.

30.32 Per spesa relativa si intende il costo documentato dei materiali a piè d'opera e della mano d'opera, oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti. (Titolo I del provvedimento CIP n. 42/86).

30.33 Per i seguenti casi (Titolo V del provvedimento CIP n. 42/86) è previsto che il corrispettivo per la connessione sia pari al 70% della spesa:

- a) installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati (impianti segnaletici stradali, ripetitori radiotelevisivi, impianti di protezione catodica, radiotelefonici, di teletrasmissione dati, impianti di sollevamento acqua, case di transumanza e ricoveri per il bestiame, depositi per attrezzi e simili);
- b) 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.

30.34 Per i seguenti casi è previsto che il corrispettivo per la connessione sia pari alla spesa relativa:

- a) insegne luminose e pubblicitarie;
- b) impianti di illuminazione di monumenti e simili;
- c) impianti di risalita e simili;
- d) installazioni mobili o precarie (*roulottes* e simili);
- e) singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situate a oltre 2.000 metri dalla cabina M/B di riferimento.

- 30.35 Ai sensi delle disposizioni del Capitolo IV del provvedimento CIP n. 15/93 gli allacciamenti in bassa tensione di installazioni mobili o precarie di cui al provvedimento CIP n. 42/86, titolo V, punto 2, quando situate nei centri abitati e provviste di concessione di occupazione di suolo pubblico, rientrano tra quelli da realizzarsi con i contributi di cui al titolo II del provvedimento CIP n. 42/86. Negli altri casi si applicano le disposizioni contenute nel suddetto titolo V, punto 2 (100% della spesa).
- 30.36 Le imprese esercenti, nei casi di allacciamenti rientranti nella normativa di cui al titolo V del provvedimento CIP n. 42/86, hanno la facoltà di effettuare la fornitura richiesta tramite un impianto di generazione locale, utilizzando, laddove possibile, impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questi casi il contributo a carico del richiedente vengono applicati specifici corrispettivi.(Capitolo IV del Provvedimento CIP n. 15/93).

Spostamento di impianti elettrici e gruppi di misura

- 30.37 Gli spostamenti di impianti elettrici sono disciplinati dal Regio Decreto n. 1775 dell'11 dicembre 1933, recante il Testo unico disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (di seguito: RD n. 1775/1933).
- 30.38 Le disposizioni del RD n. 1775/1933 determinano i casi in cui gli spostamenti debbano essere effettuati a carico dell'esercente e quando invece debbano essere a carico dei soggetti che ne fanno richiesta.
- 30.39 Il provvedimento CIP n. 42/86 in merito si limita a stabilire che per gli spostamenti, con oneri a carico del richiedente, di impianti elettrici e gruppi di misura dell'impresa esercente, è dovuto il rimborso della spesa.

Il regime generale in vigore per le utenze con connessioni permanenti in alta tensione

- 30.40 Nei casi di connessioni di clienti finali in alta tensione il corrispettivo è fissato nella misura del 50% della spesa relativa. La spesa comprende tutte le opere necessarie alla connessione, anche quelle già anticipate dall'impresa esercente, da imputare pro-quota in proporzione alla potenza massima a disposizione del richiedente, purché relative ad impianti allo stesso valore di tensione al quale viene effettuata la fornitura. (Titolo IV del provvedimento CIP n. 15/93).
- 30.41 L'Autorità con deliberazione n. 150/01 ha stabilito che non potessero applicarsi i cosiddetti oneri pregressi limitatamente al caso di connessione di impianti di produzione alla rete di distribuzione.

Richieste di aumento della potenza a disposizione

- 30.42 Per richieste di aumento della potenza massima a disposizione il regime a *forfait* prevede, oltre all'addebito del diritto fisso, l'applicazione del solo corrispettivo di potenza. (Titolo II del provvedimento CIP n. 42/86).
- 30.43 L'Autorità con deliberazione n. 133/99 ha stabilito che, in caso di aumenti di potenza di clienti con connessione regolata originariamente dalla disciplina del titolo V del provvedimento CIP n. 42/86, si applichino comunque le regole per le connessioni a *forfait*.

Applicazione di diritti fissi

- 30.44 La normativa vigente prevede che sia applicato un importo in somma fissa (diritto fisso) per nuove forniture, subentri, volture e modifiche contrattuali. L'importo è attualmente pari a 46,53 euro.(Titolo IV del provvedimento CIP n. 42/86).

Ulteriori interventi non tariffati

- 30.45 Accanto agli interventi i cui costi sono stati codificati nei provvedimenti del CIP, ci sono talune fattispecie di prestazioni fornite dalle imprese di distribuzione, strettamente connesse allo svolgimento del proprio servizio, che non sono tariffate. A tale categoria di servizi con oneri a carico dell'utente appartengono:
- a) le verifiche di tensione;
 - b) le verifiche del gruppo di misura.
- 30.46 Per quel che riguarda i costi relativi a disattivazione e riattivazione per morosità, l'Autorità con deliberazione n. 200/99 e successive modifiche e integrazioni ha previsto che l'esercente può richiedere al cliente il pagamento del contributo per disattivazione e riattivazione della fornitura di energia elettrica, nel limite del costo sostenuto per tali operazioni.

31 Elementi di valutazione della disciplina vigente e prime ipotesi di revisione

Agevolazioni per le connessioni di clienti con contratto per utenze domestiche in bassa tensione nelle abitazioni di residenza anagrafica

- 31.1 Nella disciplina vigente, per le connessioni di clienti con contratto per utenze domestiche in bassa tensione nelle abitazioni di residenza anagrafica, è prevista un'agevolazione nell'addebito della quota distanza. Indipendentemente dalla distanza effettiva si applica il corrispettivo minimo previsto per la quota distanza. Questa norma aveva lo scopo di favorire l'elettrificazione delle case sparse sede di abitazione principale.
- 31.2 Sul piano economico si tratta di un uso dello strumento tariffario per finalità "sociali". Ancorché si abbia ragione di ritenere che l'opera di elettrificazione del Paese, quanto meno per quel che riguarda l'elettrificazione delle abitazioni di residenza principale si sia sostanzialmente completato, la rimozione di tale condizione di favore appare particolarmente delicato, incrociandosi anche con considerazioni circa la garanzia del servizio universale.
- 31.3 Questa norma, peraltro, può in qualche misura indurre, insieme all'articolazione delle tariffe per le utenze domestiche, comportamenti opportunistici da parte dei clienti finali che hanno fatto apparire come abitazioni di residenza quel che di fatto è una seconda casa.
- 31.4 La rimozione del sussidio incrociato previsto dall'attuale disciplina richiederebbe il passaggio a determinazione del contributo sulla base del costo effettivo o stimato o standard; tale ipotesi appare comunque difficilmente percorribile in assenza di ulteriori approfondimenti che potrebbero essere condotti parallelamente alle attività istruttorie relative alla revisione del sistema di tutela sociale di cui ai documenti per la consultazione del 18 gennaio 2007, Atto n. 3/07 e del 21 maggio 2007, Atto n. 22/07.

Determinazione della distanza /quota distanza vs quota potenza

- 31.5 Nell'attuale disciplina dei contributi di allacciamento il peso dei corrispettivi riferiti alla potenza risulta preponderante rispetto a quello dei corrispettivi legati alla distanza. Tale impostazione sembra privilegiare il segnale di prezzo teso al contenimento della potenza richiesta e, in ultima analisi, al contenimento delle esigenze di adeguamento delle reti.
- 31.6 Peraltro, la distanza influisce sul costo dell'intervento molto probabilmente in misura maggiore del peso che a tale variabile è attribuito dall'attuale strutturazione dei corrispettivi per le connessioni dei clienti finali in media e bassa tensione.

31.7 Tale aspetto dell'attuale regolazione, secondo l'Autorità, merita di essere ulteriormente indagato in vista di una sua eventuale riforma anche in una prospettiva di accresciuta coerenza dei corrispettivi con i costi sottostanti.

Costo per le connessioni non forfetarie

31.8 Per le connessioni ove non è prevista l'applicazione di un contributo forfetario, la disciplina vigente prevede che i costi da addebitare al cliente siano calcolati a preventivo e siano esposti secondo la loro natura (materiali, prestazioni di terzi, costo del personale).

31.9 In luogo di tale modalità espositiva, sembra opportuno valutare la possibilità di prevedere l'adozione di costi standard per componente di rete della connessione. Sia gli schemi tipo per la connessione, sia i costi standard relativi alle singole componenti di rete dovrebbero essere pubblicati dall'impresa, così come avviene per le connessioni dei produttori ai sensi della deliberazione n. 281/05.

31.10 Tale modalità avrebbe il vantaggio di aumentare la trasparenza dei preventivi e potrebbe consentire, in prospettiva, lo sviluppo della concorrenza nella realizzazione delle connessioni.

Problemi legati all'interpretazione del Titolo V

31.11 Come ricordato, per le connessioni in media e bassa tensione sono previsti due distinti regimi, quello a *forfait* e quello a preventivo. Di norma l'attribuzione dei casi ai due regimi non risulta problematica. In questi anni, tuttavia, l'Autorità ha ricevuto segnalazione di situazioni "di confine" dove possono evidenziarsi spazi interpretativi e di discrezionalità da parte dell'impresa distributrice.

31.12 In particolare il riferimento a "centro abitato", "installazione non presidiata in permanenza" e "strada percorribile con automezzo", sembrano aver dato luogo nel tempo ad applicazioni non sempre omogenee tra le imprese.

31.13 D'altro canto anche applicazioni lasche della disciplina del Titolo V che portino ad applicare criteri forfetari in luogo del costo a preventivo risulterebbero incoerenti con l'impianto normativo vigente, che individua un'area in cui è previsto che i costi siano socializzati e alcune fattispecie dove invece il costo deve essere attribuito al singolo cliente.

31.14 Nell'ambito della revisione della disciplina l'Autorità intende valutare l'opportunità di rivedere l'impostazione del titolo V, con l'obiettivo prioritario di limitare il più possibile lo spazio discrezionale in capo alle imprese esercenti.

Costi amministrativi per richieste e autorizzazioni

31.15 La disciplina vigente prevede che i costi tecnico-amministrativi relativi al disbrigo delle pratiche, all'esecuzione di sopralluoghi, alla preventivazione, all'ottenimento di atti autorizzativi, servitù, ecc., trovi copertura nel contributo a *forfait* oppure nella maggiorazione del 20% prevista per tenere conto delle spese generali.

31.16 Non è infrequente il caso di richieste formulate dal cliente in seguito alle quali l'esercente effettua sopralluoghi, progetti e richieste di autorizzazioni, cui non viene dato seguito dal cliente.

31.17 I costi connessi a tali attività, qualora alla richiesta non venga dato seguito, sono per forza di cose socializzati e trovano remunerazione nelle tariffe previste per l'attività di distribuzione. In linea di principio, dunque, una più corretta attribuzione dei costi richiederebbe l'introduzione di disposizioni che comportino l'applicazione di un corrispettivo a copertura

dei costi amministrativi connessi a sopralluoghi e preventivazioni che non abbiano poi seguiti.

31.18 In merito l'Autorità intende acquisire maggiori informazioni circa la numerosità media annua di tali casi ed i costi associati, onde valutare l'opportunità di 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 sopra richiamati che in ogni caso vengono sostenuti indipendentemente dalla realizzazione dell'intervento ipotizzato.

Regolazione di prestazioni oggi non tariffate

31.19 In linea generale tutte le richieste formulate dai clienti generano un costo all'impresa esercente. Buona parte dei costi generati dalle richieste dei clienti viene socializzato e trova copertura nelle tariffe.

31.20 Nell'ambito della revisione dei corrispettivi per le connessioni l'Autorità sta valutando la possibilità di estendere il novero delle prestazioni regolate, al fine di ridurre il grado di socializzazione dei relativi costi.

31.21 Anche in questo caso, l'ipotesi di introduzione di specifici corrispettivi tariffati, in ogni caso, richiede la disponibilità di un'adeguata serie storica di informazioni circa la numerosità degli interventi in questione e del costo mediamente ad essi associato.

A1 Quali servizi, attualmente non regolati da disposizioni tariffarie, potrebbero essere considerati al fine di definire corrispettivi tariffati per la loro fornitura? Indicare a quali condizioni attualmente vengono offerti e la numerosità di prestazioni fornite nel corso degli ultimi 3 anni (2004, 2005 e 2006).

Connessioni temporanee

31.22 La disciplina vigente sopra richiamata, prevede differenziazioni in base alla destinazione d'uso dei contributi richiesti nel caso di connessioni temporanee.

31.23 Tale impostazione risulta sostanzialmente incoerente con i criteri di raggruppamento per tipologie al fine dell'attribuzione dei costi adottati fin dalla riforma dell'anno 2000.

31.24 In merito a tale aspetto l'Autorità intende approfondire l'opportunità di intervento, nella prospettiva di maggior coerenza tra contributo richiesto e costo sottostante.

Applicazione dei diritti fissi

31.25 In relazione all'applicazione dei diritti fissi, l'Autorità ha individuato fundamentalmente due profili problematici che si ritiene debbano essere approfonditi al fine di valutare esigenze di revisione e/o chiarimento della disciplina vigente. Il primo riguarda la natura forfetaria del contributo che, per sua natura, comporta una sussidiazione tra clienti nel momento in cui prevede l'applicazione del medesimo corrispettivo a fronte di prestazioni con caratteristiche e, dunque, costi sottostanti diversi. Il secondo riguarda l'individuazione delle prestazioni che danno luogo all'applicazione del diritto fisso.

31.26 Con la revisione in corso, come indicato in precedenza, l'Autorità intende istituire una disciplina che possa il più possibile riflettere il costo prodotto da richieste specifiche dei clienti. Tali costi hanno natura tecnico-commerciale e riguardano sia gli adeguamenti delle anagrafiche commerciali, necessarie per la gestione dei processi di fatturazione, sia le

anagrafiche tecniche, che afferiscono la connessione fisica del cliente alla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

- 31.27 In questo senso l'Autorità, per le richieste dei clienti che non comportano una modifica fisica della connessione alla rete, intende valutare l'introduzione di una differenziazione dei corrispettivi applicati quale diritto fisso in relazione al servizio prestato.
- 31.28 In relazione alle esigenze di promozione della concorrenza, tuttavia, l'Autorità intende valutare l'introduzione di deroghe a questo principio generale, prevedendo che nel caso di cambio di fornitore (ovvero di passaggio al servizio di maggior tutela), che pur comporta un onere in termini amministrativi anche in capo all'esercente il servizio di distribuzione, non siano applicati diritti fissi. Tale deroga, onde disincentivare comportamenti opportunistici, qualora introdotta si ritiene dovrebbe essere comunque prevista per un solo cambio di fornitore ogni 12 mesi.

A2	L'Autorità, nel presente capitolo 31, ha presentato alcune criticità dell'attuale normativa che potrebbero prefigurare degli interventi di tipo regolatorio per modificarne la portata. Si condividono le considerazioni riportate? Esistono altre criticità che dovrebbero essere prese in considerazione? Quali soluzioni alternative si reputano più incisive?
----	---

32 Esiti dell'indagine condotta a seguito della deliberazione n. 6/04

- 32.1 L'Autorità con deliberazione n. 6/04 ha avviato un'indagine conoscitiva sui costi di connessione di clienti finali e su altri aspetti economici relativi alle reti con obbligo di connessione di terzi con tensione nominale inferiore a 1 kV.
- 32.2 Durante l'indagine sono stati forniti dai principali distributori dati relativi ai costi sostenuti per le connessioni. In generale è emersa una forte variabilità dei costi. Come evidenziato da un operatore che ha partecipato all'indagine diversi elementi concorrono a determinare il livello del costo del singolo intervento:
- la connessione alle reti di bassa tensione può doversi effettuare in area già servita da rete con adeguato margine di riserva, oppure può ricadere in aree di nuova edificazione o in aree con rete insufficiente e quindi da potenziare;
 - relativamente all'utenza domestica, la connessione può essere singola (utente isolato) o multipla (quadro centralizzato);
 - la rete può essere, dal punto di vista costruttivo, aerea o interrata (benché le connessioni siano ormai quasi tutte su rete interrata);
 - la connessione può richiedere o meno la posa di cavi o conduttori elettrici;
 - i lavori da eseguire, con particolare riferimento agli scavi stradali per la posa dei cavi elettrici, possono essere più o meno complessi ed onerosi in funzione dello stato dei luoghi (altri servizi preesistenti, reperti archeologici, attraversamenti di opere o corsi d'acqua, ecc).
- 32.3 Gli operatori distinguono i lavori secondo la loro complessità. Il principale operatore nazionale distingue i lavori in tre classi:
- interventi che richiedono lavori sulla sola presa (per presa si intende la condotta in bassa tensione, in partenza da un nodo esistente – punto del circuito cui è connesso un numero di condutture maggiore o uguale a tre – che, indipendentemente dalla lunghezza, alimenta un singolo cliente o un insieme di clienti i cui gruppi di misura siano affiancati e direttamente cablati tra di loro;
 - interventi che richiedono lavori anche sulla linea in bassa tensione;

- c) interventi che richiedono lavori anche sulla rete di media tensione (costruzione o adeguamento cabina secondaria o di linea MT).

32.4 In ogni caso, la variabilità dei dati forniti dai diversi operatori evidenziano la necessità di procedere ad ulteriori approfondimenti, anche tramite uno specifico gruppo di lavoro informale con gli operatori stessi.

33 Aspetti regolatori rilevanti per la definizione delle condizioni economiche di connessione e dei diritti fissi

33.1 La regolazione dei corrispettivi per il servizio di connessione è strettamente interrelata con la regolazione dei corrispettivi tariffari intesi in senso stretto. Come ricordato anche in precedenza, nel processo di fissazione dei corrispettivi tariffari, i ricavi che gli esercenti il servizio conseguono dall'applicazione dei corrispettivi per le connessioni sono portati in deduzione dall'ammontare dei costi riconosciuti che costituiscono la base per la fissazione dei parametri e dei vincoli tariffari.

33.2 In particolare nel processo di fissazione dei parametri e dei vincoli tariffari operato per il periodo di regolazione 2004-2007 i ricavi derivanti dall'applicazione dei diritti fissi sono stati portati in deduzione dei costi commerciali, rilevanti per la fissazione dei parametri COT e COV, mentre i ricavi rinvenienti dall'applicazione dei cosiddetti contributi di allacciamento sono stati sottratti dall'ammontare dei costi di distribuzione, rilevanti per la fissazione dei parametri DIS.

33.3 Una modifica dei livelli dei corrispettivi per le connessioni comporta di conseguenza una modifica dei livelli dei corrispettivi tariffari.

33.4 I costi sostenuti dalle imprese per le connessioni possono essere in parte capitalizzati. E' noto, tuttavia, che le politiche di capitalizzazione dei costi possono essere differenti da impresa a impresa, e modificarsi nel tempo.

33.5 L'Autorità, per il terzo periodo di regolazione è orientata a confermare l'approccio utilizzato nel periodo 2004-2007, ossia, intende utilizzare il dato relativo ai ricavi da contributi di allacciamento (connessione) quale rettifica dei costi operativi riconosciuti al servizio di distribuzione.

33.6 Con riferimento ai diritti fissi, invece, l'Autorità è orientata a prevedere che essi siano portati a deduzione dei costi operativi connessi con le attività commerciali del servizio di distribuzione.

34 Proposte di intervento per il terzo periodo di regolazione

34.1 In questa sezione vengono descritte le principali ipotesi che l'Autorità intende prospettare per la consultazione in relazione a interventi relativi alla materia delle connessioni dei clienti finali alle reti di distribuzione e trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011.

Obiettivi specifici da perseguire

34.2 L'Autorità intervenendo sulla materia relativa ad allacciamenti e diritti fissi si pone i seguenti obiettivi specifici:

- a) garantire semplicità amministrativa per gli operatori (sia di distribuzione che di vendita) e per il regolatore;
- b) semplificare e rendere maggiormente trasparente la normativa tariffaria specifica;
- c) adottare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective*;

Ipotesi proposte

34.3 L'Autorità, anche sulla base dell'analisi svolta nei paragrafi precedenti, ritiene di individuare quattro ipotesi alternative:

- **Ipotesi C.1** – Mantenimento dell'attuale disciplina.
- **Ipotesi C.2**- Redazione di un Testo unico senza revisione della disciplina.
- **Ipotesi C.3** - Redazione di un Testo unico con revisione della disciplina.
- **Ipotesi C.4**: Redazione di un Testo unico con revisione della disciplina e avvio di sperimentazioni della liberalizzazione dei lavori per le connessioni.

Ipotesi C.1

34.4 La prima alternativa analizzata, puramente formale, è l'ipotesi di mantenere lo stato attuale.

34.5 La materia dei contributi di allacciamento disciplinata dalla normativa in vigore non è vasta, ma risulta frammentata in provvedimenti successivi. Il permanere di una tale frammentazione non risulta in effetti di ostacolo in senso stretto all'apertura della concorrenza nel settore della vendita dell'energia elettrica, in quanto in ogni caso il servizio di connessione è prestato dai concessionari. In una qualche misura, tuttavia, si può affermare che la frammentazione può favorire gli operatori che hanno più lunga esperienza di settore, che meglio possono interloquire con i propri clienti, anche interpretando la disciplina vigente.

Ipotesi C.2

34.6 La prima ipotesi che l'Autorità in concreto intende proporre è la predisposizione di un *Testo integrato delle condizioni economiche per la connessione dei clienti finali alle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica* (di seguito: *Testo integrato delle connessioni*).

34.7 Questa opzione prevede la mera raccolta e sistematizzazione delle norme oggi in vigore in un *Testo integrato delle connessioni*, senza modifiche radicali rispetto all'esistente.

34.8 Principali vantaggi di questa opzione:

- continuità applicativa;
- minor onere amministrativo in capo agli esercenti;
- miglioramento della trasparenza.

Ipotesi C.3

34.9 In una logica evolutiva rispetto all'ipotesi C.2, la presente opzione prevede che la normativa sia non solo raccolta in un provvedimento unico, ma venga anche rivista nei suoi contenuti.

34.10 In particolare l'Autorità intende valutare esigenze di modifica quanto meno in relazione agli aspetti della normativa discussi nel precedente capitolo 31.

34.11 Rispetto all'ipotesi C.2, questa alternativa presenta i seguenti vantaggi:

- limita i sussidi incrociati tra clienti;
- migliora la trasparenza nell'applicazione dei corrispettivi di connessione soprattutto per i regimi a preventivo;
- favorisce la corretta allocazione di costi e ricavi alle attività e quindi limita i sussidi impropri tra attività.

Ipotesi C.4

- 34.12 L'ultima delle alternative in esame prevede rispetto all'ipotesi C.3 alcune misure aggiuntive volte a favorire la liberalizzazione dei lavori di connessione.
- 34.13 In particolare l'Autorità in questa opzione intende proporre, oltre a quanto previsto nell'ipotesi C.3:
- superamento del regime a forfait per le connessioni in media tensione;
 - liberalizzazione dei lavori di connessione per le connessioni in media, alta e altissima tensione e per le connessioni a preventivo in bassa tensione.
- 34.14 I principali vantaggi di questa alternativa, oltre quelli indicati per l'ipotesi C.3, sono da ricondursi alla prospettiva di riduzione dei costi del servizio per i clienti, sia a vantaggio dei clienti che richiedono nuove connessioni, sia per la generalità della clientela.

Scelta tra le alternative

- 34.15 L'Autorità esprime sin da ora la propria preferenza per le ipotesi C.3 e C.4.
- 34.16 L'ipotesi C.3 costituisce un obiettivo realistico da rendere concreto in tempi relativamente rapidi, anche se una sua completa attuazione già entro l'1 gennaio 2008 potrebbe non essere fattibile. In tal caso dovrebbero essere introdotte meccanismi di garanzia circa il livello dei ricavi tariffari qualora in corso di periodo venissero modificati alcuni corrispettivi.
- 34.17 In ogni caso la realizzazione dell'ipotesi C.3 potrebbe essere considerata come un primo passo di un processo volto a raggiungere gli obiettivi propri dell'ipotesi C.4.
- 34.18 Si precisa fin d'ora che il Testo integrato delle connessioni includerà non solo la regolazione delle connessioni per le utenze passive, ma anche quella per le utenze attive.

A3	Quale delle ipotesi proposte si ritiene preferibile e per quali motivi?
A4	Nel caso non fosse possibile una sua implementazione contestuale alla definizione delle componenti tariffarie per il prossimo periodo regolatorio, quali meccanismi di garanzia potrebbero essere presi in considerazione per assicurare, comunque, il livello dei ricavi tariffari?

- 34.19 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 4: Valutazione delle ipotesi relative alla revisione della disciplina degli allacciamenti e dei diritti fissi

Obbiettivi	Ipotesi C.1	Ipotesi C.2	Ipotesi C.3	Ipotesi C.4
a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore	MEDIO	ALTO	ALTO	MEDIO
b) Semplificare e rendere maggiormente trasparente la normativa	BASSO	MEDIO	ALTO	ALTO
c) Adottare strutture tariffarie maggiormente <i>cost reflective</i>	MEDIO/BASSO	MEDIO/BASSO	MEDIO/ALTO	ALTO

35 Approfondimenti in relazione all'ipotesi di introduzione della concorrenza nella realizzazione delle connessioni

Aspetti introduttivi

- 35.1 L'esperienza maturata nel Regno Unito mostra che è possibile sottrarre dall'ambito delle attività svolte in monopolio dai concessionari il servizio di distribuzione la realizzazione degli impianti per la connessione o una parte di essi.
- 35.2 Ciò peraltro era previsto anche in Italia nella disciplina vigente prima della riforma introdotta dal provvedimento CIP n. 42/86. Il punto 6) delle disposizioni generali del provvedimento CIP n. 949/61 stabiliva che: "E' data facoltà agli utenti di provvedere all'allacciamento a loro cura e spese, salva l'osservanza delle condizioni tecniche che regolano gli impianti delle imprese fornitrici ed il controllo tecnico da parte di queste ultime".
- 35.3 Anche le disposizioni della deliberazione n. 281/05 prevedono che il gestore di rete individui le tipologie degli impianti di rete per la connessione che possono essere progettate e realizzate dai soggetti richiedenti la connessione (alle condizioni economiche fissate dall'Autorità).
- 35.4 Essendo lo sviluppo della concorrenza una delle finalità istituzionali dell'Autorità, la stessa intende sottoporre alla consultazione l'ipotesi di avviare anche in Italia un processo di liberalizzazione delle attività relative alla realizzazione delle opere di connessione per le utenze passive.
- 35.5 Di fatto tali attività sempre più spesso, per ragioni di economicità, non sono svolte in proprio dalle imprese di distribuzione, ma vengono realizzate mediante il ricorso a prestazioni di terzi.
- 35.6 Il ruolo delle imprese esercenti in questo contesto spesso si configura come quello di stazione appaltante. Le imprese esercenti definiscono le specifiche e i capitolati che devono essere poi realizzati da imprese terze. Le imprese esercenti vigilano sullo svolgimento dei lavori e collaudano gli impianti realizzati dalle imprese terze. In questa ipotesi gli impianti per la connessione realizzati dai clienti finali verrebbero poi acquisiti dalle imprese di distribuzione ed entrerebbero a far parte dei loro *asset* a costo.
- 35.7 Sul piano sostanziale già oggi quindi si può dire che non siano le imprese esercenti a svolgere tali attività con il proprio personale. Quindi sembra ragionevole sostenere che non ci siano forti ragioni per escludere che imprese terze possano essere impegnate nello svolgimento di tali attività.

- 35.8 Il problema è dunque la definizione di un opportuno disegno di governo dei rapporti tra i soggetti interessati che possa produrre esiti soddisfacenti in termini di efficienza ed economicità del servizio. La valutazione dell'esito di tali interventi potrà essere definito come soddisfacente se il costo sostenuto dai clienti finali del servizio elettrico risulterà inferiore rispetto all'ipotesi di conduzione delle attività come avviene oggi.
- 35.9 L'esperienza del Regno Unito mostra che la liberalizzazione delle connessioni ha dato buoni esiti nel settore del gas, mentre nel settore elettrico il numero di connessioni svolto da imprese diverse dalla distributrici è tutto sommato modesto (circa il 5%).

L'individuazione dei lavori che possono essere oggetto di liberalizzazione

- 35.10 Sul piano pratico-operativo, la liberalizzazione delle attività di connessione richiede innanzitutto l'individuazione della parte dei lavori che possono essere svolti da terzi.
- 35.11 Il regolatore britannico *ofgem* nell'ambito dei servizi di connessione, distingue tra *contestable works* (lavori liberalizzabili) e *non contestable works* (lavori non liberalizzabili), secondo il seguente schema:

<i>Contestable works</i>	<i>Non contestable works</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Progetto delle estensioni di rete • Acquisizione di permessi, autorizzazioni, imposizione di servitù di elettrodotto • Acquisizione e fornitura di materiali • Preparazione del sito, incluso il tracciato dei circuiti tra il punto di consegna previsto e l'impianto di distribuzione esistente • Realizzazione dell'estensione • Registrazione del lavoro e individuazione del tracciato dei cavi e delle apparecchiature, e fornitura di queste informazioni all'impresa distributrice • Ripristino del sito • Fornitura per l'installazione degli apparecchi di misura 	<ul style="list-style-type: none"> • Acquisizione ed esame delle richieste di connessione e valutazione del loro impatto sul sistema dell'impresa distributrice • Determinazione del punto di consegna/punto di prelievo al sistema dell'impresa distributrice • Progetto, specifiche ed esecuzione di lavori di rinforzo della rete dell'impresa distributrice che richiedano accesso fisico al sistema esistente • Connessione dell'impianto di rete per la connessione alla rete esistente • Rimozione o spostamento di impianti e apparecchi dell'impresa distributrice • Approvazione del progetto per i <i>contestable works</i> • Approvazione di acquisizione di terreni, servitù di elettrodotto • Esercizio, manutenzione e riparazione degli <i>asset</i> di estensione • Ispezione, monitoraggio e verifica dei <i>contestable works</i>

Aspetti procedurali

- 35.12 Lo svolgimento delle attività da parte di terzi richiede poi che siano definiti i passaggi procedurali che ne rendano possibile la realizzazione.

- 35.13 In primo luogo l'impresa distributrice deve:
- fornire una serie di informazioni circa il punto della rete dove deve essere operata la connessione;
 - fornire le specifiche tecniche;
 - approvare il progetto di connessione;
 - collaudare le opere realizzate per verificarne la corrispondenza ai propri standard.
- 35.14 In merito a questi aspetti si possono ipotizzare varie soluzioni:
- lasciare alla libera iniziativa delle parti la definizione delle informazioni da fornire;
 - intervenire regolando contenuti e tempi.

Misure propedeutiche allo sviluppo della concorrenza nelle connessioni

- 35.15 Lo sviluppo della concorrenza nelle connessioni richiede che siano create alcune condizioni di base.
- 35.16 Sul piano della normativa, dove l'intervento dell'Autorità può essere più incisivo, occorre che siano adottate strutture dei corrispettivi per le connessioni che siano *cost reflective*.
- 35.17 Ciò richiede che sia eliminata ogni forma di sussidio incrociato e quindi di determinazione a *forfait* dei contributi.
- 35.18 L'Autorità in merito ritiene opportuno, qualora si giunga a decidere di aprire le connessioni alla concorrenza, che sia definito un percorso graduale che garantisca continuità per i clienti finali e favorisca uno sviluppo ordinato della concorrenza.
- 35.19 L'Autorità ritiene, anche sulla scorta delle esperienze straniere, che si possano identificare ambiti dove la concorrenza possa essere introdotta senza indugi e ambiti dove invece l'apertura alla concorrenza non appaia come prioritaria.
- 35.20 In questo contesto l'Autorità ritiene che possa essere prevista l'immediata apertura alla concorrenza delle connessioni attualmente non a *forfait*, mentre per le connessioni a *forfait* propende per il rinvio dell'apertura a una fase successiva. Ciò soprattutto in ragione dell'esigenza di graduare l'allineamento dei corrispettivi a strutture *cost reflective* con rimozione dell'area a determinazione forfetaria.

A5 Quali considerazioni sia di principio sia di carattere pratico si ritiene utile enunciare, ai fini di un approfondimento del tema inerente l'introduzione della concorrenza nella realizzazione delle connessioni?

PARTE VII

Regolazione del servizio di misura

36 Premessa ed inquadramento normativo

Assetto di settore

- 36.1 Secondo le definizioni contenute nel TIU, approvato con deliberazione dell'Autorità n. 11/07, l'attività di misura comprende le operazioni organizzative, di elaborazione, informatiche e telematiche, finalizzate alla determinazione, alla rilevazione, alla messa disposizione e all'archiviazione del dato di misura validato dell'energia elettrica immessa e prelevata dalle reti di distribuzione e trasmissione, sia laddove la sorgente di tale dato è un dispositivo di misura, sia laddove la determinazione di tale dato è ottenuta anche convenzionalmente tramite l'applicazione di algoritmi numerici; inoltre comprende le operazioni connesse agli interventi sui misuratori conseguenti a modifiche contrattuali o gestioni del rapporto commerciale, che non richiedono la sostituzione del misuratore. Di fatto la nozione di *servizio di misura* e *attività di misura* tendono a coincidere. Nel prosieguo del testo si farà uso della locuzione servizio di misura.
- 36.2 Secondo il TIU, per quel che riguarda il settore dell'energia elettrica, l'impresa verticalmente integrata che gestisce congiuntamente le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, è esentata dall'obbligo di separare funzionalmente, tra loro, tali attività fino a tutto l'anno 2009. A far data dal 1 gennaio 2010 è fatto obbligo per tali imprese di separare funzionalmente l'attività di distribuzione dall'attività di misura, almeno con riferimento alla struttura organizzativa prevista per lo svolgimento delle funzioni di rilevazione e registrazione dei dati di misura.
- 36.3 Allo stato attuale si può ipotizzare che almeno per tutto il prossimo periodo regolatorio le imprese integrate che sono attive nella distribuzione potranno gestire unitariamente le attività di distribuzione e le attività di misura, per la parte diversa dalla rilevazione e registrazione dei dati.
- 36.4 Rispetto alle condizioni presenti al momento della definizione dei corrispettivi per il periodo di regolazione 2004-2007, dunque, si sono modificate le attese circa l'assetto in cui viene svolto il servizio di misura. Mentre nel 2003 era prevista una evoluzione complessiva verso soluzioni di tipo competitivo, gli ambiti esposti ad un'evoluzione di tipo concorrenziale appaiono ristretti eventualmente alle fasi connesse alla rilevazione e gestione dell'informazione di misura.
- 36.5 Ciò si ritiene possa avere riflessi, come si vedrà in dettaglio nelle parti successive, sulle decisioni regolatorie sia in materia di aggiornamento dei corrispettivi nel corso del periodo di regolazione, sia in relazione alla valutazione della rischiosità degli investimenti e quindi nella fissazione del valore del parametro β .

Disposizioni in materia di misuratori

- 36.6 La direttiva 2005/89/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 gennaio 2006, concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture, all'articolo 5 prevede che ai fini dell'adozione di misure idonee al mantenimento dell'equilibrio tra la domanda di elettricità e la capacità di generazione disponibile, gli Stati membri incoraggino a stabilire per il mercato all'ingrosso

un quadro che fornisca opportuni segnali di prezzo per la generazione e il consumo, potendo adottare altresì misure aggiuntive quali:

- a) misure per incoraggiare l'introduzione di tecnologie di gestione della domanda in tempo reale, quali i sistemi di contatori avanzati;
- b) misure per favorire azioni a favore del risparmio energetico.

36.7 La direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici all'articolo 13 prevede che:

- a) gli Stati membri provvedono affinché, nella misura in cui sia tecnicamente possibile, finanziariamente ragionevole e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali, i clienti finali di energia elettrica (...), ricevano a prezzi concorrenziali contatori individuali che riflettano con precisione il loro consumo effettivo e forniscano informazioni sul tempo effettivo d'uso;
- b) gli Stati membri provvedono affinché, laddove opportuno, le fatture emesse dai distributori di energia, dai gestori del sistema di distribuzione e dalle società di vendita di energia al dettaglio si basino sul consumo effettivo di energia, e si presentino in modo chiaro e comprensibile. Insieme alla fattura sono fornite adeguate informazioni per presentare al cliente finale un resoconto globale dei costi energetici attuali. Le fatture, basate sul consumo effettivo, sono emesse con una frequenza tale da permettere ai clienti di regolare il loro consumo energetico.

36.8 L'Autorità con deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06) ha reso obbligatoria, secondo una pianificazione temporale graduale, l'installazione in tutti i punti di prelievo in bassa tensione del territorio nazionale di misuratori elettronici con predisposizione a essere gestiti, programmati, potenziati funzionalmente e a rendere disponibili ai soggetti aventi titolo i dati di misura rilevanti con modalità telematiche.

36.9 Le citate disposizioni relative ai punti in bassa tensione rappresentano il complemento alle disposizioni del TIT che, regolando in generale l'erogazione del servizio, già a partire dal 2007, hanno imposto l'installazione di misuratori orari a tutti i punti di prelievo in media e alta/altissima tensione.

Disposizioni della deliberazione n. 292/06 per il terzo periodo di regolazione

36.10 La deliberazione n. 292/06 ha previsto che per il periodo di regolazione 2008-2011 la remunerazione connessa al servizio di misura garantisca il riconoscimento degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione, esclusivamente ai soggetti responsabili del servizio di misura che abbiano effettivamente realizzato detti investimenti.

36.11 Sempre la deliberazione n. 292/06 prevede che il ricavo ammesso per il servizio di misura sia definito tenendo conto degli obblighi e dei tempi di installazione previsti, in particolare ai fini della fissazione della remunerazione del CIR e del livello degli ammortamenti riconosciuti. La deliberazione n. 292/06 stabilisce poi che siano previste forme di penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi di installazione.

36.12 Inoltre, la deliberazione n. 292/06 prevede che gli obiettivi di recupero di efficienza per il servizio di misura nel periodo 2008-2011 tengano conto delle potenzialità offerte dai sistemi di telegestione in termini di riduzione dei costi operativi.

36.13 L'articolo 12 della deliberazione n. 292/06, infine, contiene disposizioni relative a incentivi per le imprese distributrici che utilizzano i misuratori elettronici per la registrazione dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico.

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

37.1 La determinazione del costo riconosciuto per il servizio di misura viene fissato con modalità coerenti con quelle descritte nella Parte III del presente documento, con le specificità di seguito esplicitate.

Vita utile dei misuratori

37.2 Nella determinazione del costo riconosciuto del servizio, la vita utile dei cespiti riconosciuta ai fini regolatori impatta, da un lato sulla valorizzazione del CIR e, dall'altro, sul livello di ammortamenti riconosciuti in tariffa.

37.3 In relazione al servizio di misura, il principale operatore della distribuzione ha segnalato come il diffondersi dei misuratori elettronici in bassa tensione imponga una revisione della vita utile riconosciuta dal regolatore sugli strumenti di misura, attualmente fissata pari a 20 anni.

37.4 L'Autorità, in merito, intende acquisire ulteriori informazioni e documentazioni ma, in linea di principio è orientata a rivedere la vita utile rilevante ai fini regolatori, quanto meno per gli strumenti di misura in bassa tensione elettronici, fissandola compresa tra 12 e 15 anni, in linea con i dati già trasmessi all'Autorità e con la durata delle omologazioni che sarà definita dal ministero competente.

Fissazione del livello del parametro β e tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

37.5 Con riferimento ai parametri rilevanti per la fissazione del tasso di remunerazione del CIR, per il servizio di misura si ritiene possa essere prevista una differenziazione rispetto ai parametri utilizzati per il servizio di distribuzione, esclusivamente con riferimento al parametro β .

37.6 Nel corrente periodo di regolazione, tale parametro era stato fissato pari a 1 (dunque ad un livello decisamente superiore a quello previsto per la distribuzione) anche in considerazione delle incertezze di assetto del servizio ancora presenti.

37.7 Come ricordato in precedenza (par. 36.3 e seguenti), tali incertezze, quanto meno con riferimento alle attività connesse con l'installazione e manutenzione degli *asset*, appare considerevolmente ridotta.

37.8 Alla luce di tale considerazione l'Autorità ritiene esistano i presupposti per procedere ad una riduzione del parametro β riconosciuto sull'attività di misura, su un livello che, comunque, potrebbe continuare a restare superiore a quello previsto per la distribuzione, essendo il servizio di misura, almeno in parte, potenzialmente contendibile ed essendo altresì tale fase della filiera esposta ad una più rapida evoluzione tecnologica rispetto ad altri segmenti.

M1	Si condivide l'ipotesi di posizionare il livello del parametro β a un livello intermedio tra quello riconosciuto per la distribuzione e 1? Si condivide che tale livello sia definito considerando il peso dei costi ascrivibili all'installazione-manutenzione-rilevazione da una parte ed alla validazione-registrazione dall'altra? Se no, per quali motivi?
----	---

38 Attuali criteri di regolazione tariffaria

- 38.1 Sul piano della regolazione tariffaria, i corrispettivi per lo svolgimento del servizio di misura sono attualmente disciplinati dal TIT e dalla deliberazione 11 aprile 2007, n. 88/07. Tale regolazione è applicabile tanto all'erogazione del servizio di misura ai clienti finali quanto, alla regolazione economica connessa a tale servizio nei punti di interconnessione tra reti e nei punti di immissione.
- 38.2 La struttura dei corrispettivi di misura è stata definita con deliberazione n. 5/04, di approvazione del TIT per il periodo di regolazione 2004-2007, a seguito della disaggregazione degli elementi della tariffa TV1 $\rho 1(ven)$ e $\rho 3(ven)$ del primo periodo di regolazione (2000-2003).
- 38.3 In particolare, è oggi prevista l'applicazione di corrispettivi in misura (MIS) in quota fissa per tutte le tipologie di contratto, fatta eccezione per i contratti per usi di illuminazione pubblica, che prevedono corrispettivi fissati in funzione del consumo di energia elettrica, in continuità con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione.
- 38.4 Il TIT dà altresì indicazione circa la ripartizione del corrispettivo (articolo 40 del TIT) tra la quota destinata alla copertura dei costi di installazione e manutenzione (46%) ed i costi di rilevazione e registrazione delle misure (54%).
- 38.5 I corrispettivi a copertura dei costi del servizio di misura nel corrente periodo di regolazione non sono stati inizialmente sottoposti ad aggiornamento annuale con il metodo del *price-cap*. Modifiche ai livelli dei corrispettivi sono state apportate in una sola occasione, con deliberazione 5 dicembre 2006, n. 275/06 (di seguito: deliberazione n. 275/06). L'aggiornamento dei corrispettivi è stato effettuato tenendo conto degli investimenti netti effettuati nel corso degli anni 2002, 2003, 2004 e 2005, eccedenti quelli già precedentemente riconosciuti, nonché di un recupero di efficienza (su costi operativi e ammortamenti) allineato con quanto previsto per la distribuzione nel medesimo periodo.
- 38.6 Con deliberazione n. 275/06 è stato anche avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di perequazione della remunerazione riconosciuta al servizio di misura dell'energia elettrica nell'anno 2007. Il sistema di perequazione della misura, a beneficio degli esercenti che hanno realizzato investimenti in misuratori digitali e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione nel periodo fino al 31 dicembre 2005, è alimentato da quote di prezzo dei corrispettivi di misura che sono state definite con la medesima deliberazione n. 275/06.
- 38.7 Il procedimento avviato con deliberazione n. 275/06, con il quale saranno definiti i criteri per la determinazione degli importi di perequazione da riconoscere ai soggetti aventi diritto, non è ancora stato portato a termine.

39 Criteri di attribuzione alle tipologie di contratto dei costi del servizio di misura

- 39.1 I costi del servizio di misura possono essere a grandi linee suddivisi in quattro categorie:
- a) costi direttamente assegnabili a singoli gruppi di misura (CDIRGM): costi di capitale (inteso come ammortamento e remunerazione del capitale investito riconosciuto) relativi ai singoli misuratori installati, compresi i costi dei trasformatori di corrente e tensione;
 - b) costi direttamente assegnabili a singoli sistemi di rilevazione a distanza delle misure (CDIRST): costi di capitale relativi ai sistemi di telelettura e telegestione,

per la parte imputabile al servizio di misura; costo del personale e delle risorse esterne necessario per la manutenzione e l'esercizio dei sistemi di telelettura e telegestione;

- c) costi di validazione e registrazione del dato allocabili a specifiche tipologie di contratto (CDIRTC);
- d) altri costi propri del servizio di misura (CINDIR).

- 39.2 In merito alla classe di costi CDIRST, per quanto riguarda il sistema di telegestione per i clienti connessi in bassa tensione, si pone un problema relativo alla corretta disaggregazione dei costi per attività. Tali sistemi di telegestione consentono infatti lo svolgimento di funzioni proprie sia dell'attività di distribuzione (esempio: interventi a distanza per la riduzione del carico disponibile in caso di morosità), sia dell'attività di misura. La disaggregazione dei costi di tali sistemi tra le due attività non appare agevole e richiede il ricorso a criteri di tipo convenzionale. Peraltro nell'attuale contesto l'attività di distribuzione e l'attività di misura sono svolti nell'ambito di servizi regolati e quindi la questione assume più rilevanza nominalistica che di sostanza.
- 39.3 Nell'ipotesi che in futuro si possano realizzare variazioni di assetto con separazione del servizio di misura (in particolare in relazione a rilevazione e registrazione delle misure) rispetto al servizio di distribuzione, anche per la parte che riguarda la gestione dei misuratori e dei sistemi di rilevazione a distanza dei dati, la corretta disaggregazione dei costi e la corretta stima dei parametri a copertura dei costi di distribuzione e di misura assumerebbe maggiore rilevanza.

Criteri di allocazione dei costi alle tipologie di contratto

- 39.4 Da parte di più soggetti, anche nell'ambito dei *focus group*, è stata segnalata la necessità di riponderare l'attuale formulazione della componente MIS, sia in termini di differenziazione tra tipologie sia in termini di rapporto tra quota tariffaria associata alla proprietà e manutenzione del misuratore e quota legata alle attività connesse con la rilevazione e registrazione delle misure.
- 39.5 Alla luce di tali richieste e considerata la diversa base informativa oggi disponibile presso le maggiori imprese di distribuzione, l'Autorità ritiene opportuno valutare l'opportunità di procedere a una revisione integrale delle modalità di allocazione dei costi alle tipologie di contratto.
- 39.6 Al fine di favorire la determinazione di singoli corrispettivi tariffari del servizio di misura il più possibile coerenti con i costi del servizio, sembra opportuno identificare classi di punti di prelievo che presentino caratteristiche il più possibile omogenee in termini di tipologie di gruppi di misura installati.
- 39.7 Nell'allocazione dei costi l'Autorità intende adottare i seguenti criteri:
- a) allocazione diretta dei costi di capitale specifici dei gruppi di misura per classe di punti di prelievo;
 - b) 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) 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) allocazione 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) 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.

39.8 A ciascuna classe di punti di prelievo viene attribuito il costo $CP^{c,p}$, secondo la seguente formula:

$$CP^{c,p} = CDIRGM^{c,p} + \alpha_t^{c,\bar{p}} * (CDIRST^t + CDIRTC^t) + \beta^{c,p} * CINDIR$$

dove

- $CP^{c,p}$ è il costo per il servizio di misura per la classe di punti di prelievo p della tipologia di contratto c ;
- $CDIRGM^{c,p}$ sono i costi di capitale relativi ai gruppi di misura installati presso la classe di punti di prelievo p della tipologia di contratto c ;
- $CDIRST^t$ sono i costi di capitale, del personale e delle risorse esterne relativo al sistema di rilevazione a distanza delle misure t , con t che esprime il livello di tensione a cui viene effettuata la misura e può valere BT, MT o AT;
- $CDIRTC^t$ è il costo riconosciuto per la validazione e la registrazione delle misure suddiviso per livello di tensione t , con t che può valere BT, MT o AT;
- $CINDIR$ sono i restanti costi riconosciuti per il servizio di misura principalmente a riconoscimento dei relativi costi operativi;

- $$\alpha_t^{c,\bar{p}} = \frac{N^{c,\bar{p}}}{\sum_c \sum_p N^{c,\bar{p}}}$$

con

- $N^{c,\bar{p}}$ è il numero dei punti di prelievo appartenenti alla classe di punti di prelievo \bar{p} con misura dei consumi della tipologia di contratto c , del livello di tensione t , con t che può valere BT, MT o AT;

- $$\beta^{c,p} = 0,5 * \frac{N^{c,p}}{\sum_c \sum_p N^{c,p}} + 0,5 * \frac{P^{c,p}}{\sum_c \sum_p P^{c,p}}$$

con

- $P^{c,p}$ è la potenza impegnata dei punti di prelievo appartenenti alla classe di punti di prelievo p della tipologia di contratto c .

40 Indirizzi per la revisione della normativa in materia di obblighi relativi al servizio di misura

- 40.1 Nel corso del secondo periodo di regolazione sono emerse alcune criticità in relazione all'applicazione delle disposizioni del TIT in materia di servizio di misura, che hanno reso necessari interventi successivi.
- 40.2 L'Autorità con il terzo periodo di regolazione intende consolidare la normativa in materia di servizio di misura arrivando a definire un apposito Testo integrato della misura. Tale testo integrato potrà prevedere una razionalizzazione della normativa attualmente vigente così da individuare in maniera chiara e funzionale le diverse responsabilità nelle distinte fasi del servizio di misura.
- 40.3 Particolare attenzione sarà posta alla definizione degli obblighi relativi a punti di immissione e a punti di interconnessione. Sul piano della regolazione economica l'Autorità in ogni caso, in continuità di criteri con il presente periodo di regolazione, è orientata a non prevedere una disciplina specifica per punti di immissione e punti di interconnessione, procedendo invece a inquadrare tali fattispecie all'interno della disciplina generale. In questo senso si ritiene che l'articolazione dei costi del servizio di misura secondo le categorie in precedenza individuate permetta di gestire le problematiche che emergono in presenza di distinzioni tra soggetti responsabili di installazione e manutenzione, rilevazione e validazione delle misure e loro messa a disposizione ai soggetti aventi diritto.
- 40.4 Per quanto riguarda i punti di prelievo direttamente connessi alla rete di trasmissione nazionale, l'Autorità intende mantenere continuità con l'attuale assetto che prevede la gestione del contratto e la fatturazione facenti capo alle imprese esercenti il servizio di distribuzione.

M2	Si condivide l'ipotesi prospettata di mantenere invariata la gestione dei rapporti contrattuali e della fatturazione del servizio di misura per i punti di prelievo connessi alla rete di trasmissione nazionale? Se no, quali alternative si propongono e perché?
----	--

41 Proposte di nuovi criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione

- 41.1 L'Autorità intende proseguire per il periodo di regolazione 2008-2011 con la definizione di tariffe amministrative (applicate per punto di prelievo e per kWh in continuità con la normativa oggi vigente)¹⁷ a copertura dei costi previsti per il servizio di misura in continuità con quanto previsto nel periodo di regolazione 2004-2007.
- 41.2 Le tariffe, saranno fissate in coerenza con i criteri di attribuzione dei costi sopra delineati e, in una logica di affinamento di quanto già previsto nel secondo periodo di regolazione potrebbero prevedere al proprio interno la distinzione della quota parte a copertura di:
- a) costi di capitale relativi ai gruppi di misura, inclusa una quota parte dei costi di misura CINDIR;

¹⁷ L'Autorità con documento per la consultazione 18 giugno 2007, Atto n. 24/07, ha tra l'altro ipotizzato di definire in maniera univoca i punti di prelievo di illuminazione pubblica. Se tali definizioni verranno adottate, anche per tali punti i corrispettivi per la misura potrebbero essere applicati in quota fissa.

- b) costi di capitale, del personale e delle risorse esterne relativo al sistema di rilevazione a distanza delle misure, inclusa una quota parte dei costi di misura CINDIR;
- c) costo riconosciuto per la validazione, la registrazione e la messa a disposizione delle misure, inclusa una quota parte dei costi di misura CINDIR.

41.3 Tale impostazione appare compatibile con la possibilità, in prospettiva, di consentire uno sviluppo concorrenziale del segmento relativo alla registrazione e validazione delle misure.

41.4 Per quanto riguarda i servizi che gli operatori forniscono a venditori e clienti l'Autorità ritiene che in linea di massima tali richieste, se riferite ai dati correnti necessari per la fatturazione, siano comprese nei costi riconosciuti posti alla base della definizione dei corrispettivi tariffari. Per eventuali prestazioni di carattere non ricorrente e diverse da quelle relative al trasferimento dei dati necessari alla fatturazione dei corrispettivi, quali ad esempio richieste di serie storiche di consumi, l'Autorità intende prevedere specifici corrispettivi regolati.

M3 Quali servizi sono attualmente offerti dalle imprese di distribuzione, al di fuori delle attività coperte dal corrispettivo MIS? A quali condizioni? Quali ulteriori servizi potrebbero essere offerti e a quali condizioni?

Motivazioni alla base della modifica dell'articolazione dei corrispettivi e obiettivi specifici

41.5 Il servizio di misura è svolto in regime di tariffe amministrative fissate dall'Autorità. L'Autorità, analizzando i dati relativi ai costi dei gruppi di misura di nuova generazione installati presso i punti di prelievo, ha rilevato che all'interno di una stessa tipologia di contratto si riscontrano differenze non trascurabili.

41.6 In relazioni a tali differenze in termini di costo, per quanto riguarda l'articolazione dei corrispettivi per tipologie, l'Autorità ritiene opportuno rivedere l'attuale impostazione passando da un'articolazione per tipologie ad una differenziazione per sub-tipologie.

41.7 L'Autorità intervenendo nel rivedere la tariffazione del servizio di misura si pone i seguenti obiettivi specifici:

- a) garantire semplicità amministrativa per gli operatori (sia di distribuzione che di vendita) e per il regolatore;
- b) adottare strutture tariffarie maggiormente *cost reflective*;
- c) consentire un eventuale sviluppo concorrenziale del segmento relativo alla registrazione e validazione delle misure.

Ipotesi proposte

41.8 In merito all'articolazione dei corrispettivi tariffari previsti per il servizio di misura l'Autorità ha individuato quattro opzioni alternative:

- **Ipotesi D.1.** L'ipotesi D.1 prevede il mantenimento dell'attuale articolazione dei corrispettivi per tipologia di contratto, con assegnazione del 46% dei ricavi al soggetto che provvede a installazione e manutenzione del misuratore e 54% dei ricavi al soggetto che provvede alla rilevazione e registrazione delle misure.
- **Ipotesi D.2.** L'ipotesi D.2 prevede il mantenimento dell'attuale articolazione dei corrispettivi per tipologia di contratto, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione.

- **Ipotesi D.3.** L'ipotesi D.3 prevede l'articolazione dei corrispettivi per sub-tipologia di contratto, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione. Nell'ambito dell'applicazione dell'opzione D.3 di fatto, sono identificate sub-tipologie di contratto che consentano di distinguere i punti di prelievo in funzione della presenza/assenza di misuratore e in funzione del tipo di rilevazione delle misure effettuata (orario/per fasce).
- **Ipotesi D.4.** L'ipotesi D.4 prevede l'articolazione dei corrispettivi per sub-tipologia di contratto, con nuova ripartizione dei ricavi tra le attività di installazione-manutenzione-rilevazione e validazione-registrazione. Nell'ambito dell'applicazione dell'ipotesi D.4 oltre ai criteri per l'individuazione delle sub-tipologie previste per l'ipotesi D.3, per le tipologie di contratto in bassa tensione si distingue tra punti di prelievo con alimentazione monofase e punti di prelievo con alimentazione trifase, in funzione del tipo di alimentazione (monofase/trifase) e delle modalità di inserzione del misuratore (diretta/semidiretta).

M4	Quale delle ipotesi descritte si ritiene preferibile rispetto all'obiettivo di rendere i corrispettivi maggiormente <i>cost reflective</i> , limitando nel contempo le complicazioni gestionali? Nelle ipotesi D.3 e D.4, le sottotipologie elencate sono esaustive? Quale altra suddivisione risulterebbe più opportuna?
M5	Sono tuttora presenti situazioni dove il punto di prelievo dalla rete di distribuzione è situato a livello di media tensione, mentre il rilievo dei consumi è effettuato in bassa tensione. L'Autorità intende prevedere in tali casi l'applicazione dei corrispettivi di misura previsti per le tipologie di contratto connesse in bassa tensione. Si condivide tale ipotesi?

41.9 La tabella riportata di seguito sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 5: Valutazione delle ipotesi relative alla revisione delle tariffe di misura

	Ipotesi D.1	Ipotesi D.2	Ipotesi D.3	Ipotesi D.4
a) Garantire semplicità amministrativa per gli operatori e per il regolatore	ALTO	ALTO	BASSO	BASSO
b) Adottare strutture tariffarie maggiormente <i>cost reflective</i>	BASSO	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO
c) Consentire un eventuale sviluppo della concorrenza nella registrazione e validazione	BASSO	BASSO	ALTO	ALTO

Meccanismi di perequazione

41.10 La deliberazione n. 292/06 prevede che siano garantiti riconoscimenti degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione, esclusivamente ai soggetti responsabili del servizio di misura che hanno effettivamente realizzato detti investimenti.

41.11 I meccanismi di regolazione che l'Autorità intende adottare per il periodo 2008-2011 prevedono che in sede di aggiornamento annuale dei corrispettivi tariffari si tenga conto ai fini della determinazione della remunerazione del e degli ammortamenti, degli investimenti effettuati all'interno del periodo regolatorio. Questa regola vale anche per il servizio di misura.

- 41.12 Al fine di rendere operative le disposizioni previste nella deliberazione n. 292/06 in materia di riconoscimento degli investimenti in misuratori elettronici e sistemi di telegestione per le utenze in bassa tensione, l'Autorità introdurrà un opportuno meccanismo di perequazione, che garantisca la ripartizione dei ricavi a copertura dei costi di capitale coerentemente con gli investimenti effettivamente realizzati, in linea con quanto già previsto con deliberazione n. 275/06 per l'anno 2007.
- 41.13 Il meccanismo di perequazione introdotto a partire dal 2008 si potrà differenziare da quello per l'anno 2007 per dare attuazione alle penalità, previste con deliberazione n. 292/06 (comma 11.2), in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi di installazione.

42 Aggiornamento annuale dei corrispettivi

- 42.1 In relazione alla fissazione dell'*X-factor*, come ricordato in precedenza, la deliberazione n. 292/06 prevede che gli obiettivi di recupero di efficienza per il servizio di misura nel periodo 2008-2011 tengano conto delle potenzialità offerte dai sistemi di telegestione in termini di riduzione dei costi operativi.
- 42.2 In effetti si ha ragione di ritenere che lo sviluppo dei sistemi di tele-gestione possa produrre significativi risparmi in termini di costi operativi, di cui è necessario prevedere un graduale trasferimento ai consumatori finali, pur preservando gli obiettivi di equilibrio economico-finanziario delle imprese.

M6 Quali risparmi operativi si ritiene possano derivare dall'installazione dei nuovi contatori idonei alla telemisura ed alla telegestione? In che tempi questi risparmi potenziali potrebbero tradursi in risparmi effettivi?
--

PARTE VIII

Oneri generali di sistema e revisione dei meccanismi di deroga

43 Premessa

- 43.1 L'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo n. 79/99, prevede che alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (di seguito: oneri generali), individuati su proposta dell'Autorità dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, si proceda mediante un adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della RTN, di cui all'articolo 3, comma 3.10, del medesimo decreto legislativo n. 79/99.
- 43.2 Il medesimo decreto legislativo n. 79/99 prevede che la quota parte del corrispettivo a copertura degli oneri generali a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, sia definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.
- 43.3 Il TIT fissa le seguenti componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali:
- a) A_2 , per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti;
 - b) A_3 , per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
 - c) A_4 , per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali;
 - d) A_5 , per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico;
 - e) A_6 , per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione (*stranded costs*).
- A queste va aggiunta la componente *MCT* a copertura delle compensazioni riconosciute ai comuni che sono sede di depositi di rifiuti nucleari, ma che non ha rilevanza agli effetti di quanto di seguito trattato.
- 43.4 Il comma 72.1 del TIT prevede che le aliquote delle componenti tariffarie A dovute da soggetti parti di contratti per utenze di media e alta/altissima tensione, per i consumi mensili eccedenti gli 8 GWh, sono pari a 0.
- 43.5 La degressività prevista dal legislatore nel decreto legislativo n. 79/99 è pertanto ottenuta con due soli scaglioni di consumo, l'uno che prevede l'applicazione dell'aliquota piena, l'altro completamente esente. Questa previsione, comportando una netta discontinuità del valore delle aliquote applicate, non consente una modulazione graduale delle agevolazioni.
- 43.6 In ottemperanza a indicazioni della Commissione europea, il Governo, con il decreto 22 giugno 2005, ha disposto che l'Autorità attui una riforma del sistema di copertura dei costi non recuperabili (*componente A₆*) attraverso l'individuazione di una componente tariffaria basata su "parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti" anziché commisurata ai consumi di energia elettrica.
- 43.7 Al fine di dare attuazione alle disposizioni del decreto 22 giugno 2005, con deliberazione n. 163/05, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di riforma della copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica. Nell'ambito del medesimo provvedimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno valutare la possibilità di armonizzare le modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie a copertura

degli oneri generali e di rivedere i meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 del TIT (di seguito: meccanismi di deroga).

- 43.8 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 163/05, sono stati diffusi i seguenti documenti per la consultazione:
- a) documento per la consultazione 2 agosto 2006 avente ad oggetto "Riforma della modalità di esazione della componente tariffaria A_6 di cui al comma 52.2, lettera e) dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04", Atto n. 24/06;
 - b) documento per la consultazione 27 febbraio 2007 avente ad oggetto "Ipotesi per la revisione dei meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 dell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificato e integrato", Atto n. 12/07 (di seguito: documento per la consultazione 27 febbraio 2007).
- 43.9 Con deliberazione n. 76/07 l'Autorità ha previsto che, con decorrenza 1 luglio 2007, ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere a), c), e) ed f), del TIT la componente tariffaria A_6 è applicata con aliquote espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza. Con deliberazione 27 giugno 2007, n. 159/07 l'Autorità ha fissato, tra l'altro, le aliquote della componente A_6 per il trimestre luglio – settembre 2007.

Documento per la consultazione 27 febbraio 2007

- 43.10 Con il documento per la consultazione 27 febbraio 2007 l'Autorità ha inteso presentare i propri orientamenti relativamente all'adozione di interventi mirati a correggere gli effetti prodotti dalle deroghe attualmente previste dal comma 72.1 del TIT, in attesa di un intervento più organico volto a dare attuazione a quanto previsto nella deliberazione n. 163/05 in relazione alla possibilità di armonizzare la modalità di esazione di tutte le componenti tariffarie A .
- 43.11 Le proposte dell'Autorità prevedevano di estendere l'applicazione dei meccanismi di deroga a tutti i clienti i cui consumi eccedono la soglia di 4 GWh/mese, con due soglie di consumi, pari a 4 GWh/mese e 12 GWh/mese. L'Autorità ha proposto due ipotesi alternative, che si differenziano per lo sconto applicato ai consumi tra i 4 e 12 GWh/mese e per l'identificazione delle tipologie di contratto su cui vanno a gravare gli oneri derivanti dall'eventuale estensione dei meccanismi di deroga. In particolare:
- a) l'ipotesi 1, che prevede uno sconto pari al 32% sulle aliquote unitarie espresse in centesimi di euro/kWh, da applicare in misura uguale su tutti i consumi che eccedono la soglia di 4 GWh/mese e fino a 12 GWh al mese, e la completa esenzione per i consumi eccedenti quest'ultima soglia; detta ipotesi non comporta alcun aumento per la clientela in regime ordinario;
 - b) l'ipotesi 2, che prevede uno sconto pari al 50% sulle aliquote unitarie espresse in centesimi di euro/kWh, da applicare in misura uguale su tutti i consumi che eccedono la soglia di 4 GWh/mese e fino a 12 GWh al mese, e la completa esenzione per i consumi eccedenti quest'ultima soglia; detta ipotesi comporta un aumento delle aliquote unitarie delle componenti tariffarie A del regime ordinario, stimabili in 0,80-1,00%.
- 43.12 L'Autorità ha altresì proposto di applicare le modifiche ai meccanismi di deroga con gradualità, al fine di attenuarne l'impatto sui clienti finali. In particolare, nel documento per la consultazione si propone di procedere ad un assorbimento graduale della differenza tra l'aliquota prevista dalla nuova disciplina ("*Articolazione tariffaria obiettivo*") e quella

prevista dalla disciplina tariffaria attualmente vigente. L'assorbimento dovrebbe essere attuato in occasione di aumenti o diminuzioni dei livelli tariffari delle componenti A , come disposti dall'Autorità in sede di aggiornamento trimestrale delle tariffe, concentrando gli aumenti sui consumi per le quali detta differenza è positiva e le diminuzioni sui consumi per le quali detta differenza è negativa.

- 43.13 La quasi totalità dei soggetti interessati hanno condiviso gli obiettivi dichiarati dall'Autorità nel documento per la consultazione 27 febbraio 2007, sebbene in alcuni casi sia stata evidenziata l'opportunità di prevedere il trasferimento degli oneri generali a carico della fiscalità generale.
- 43.14 Associazioni di categoria dei piccoli consumatori, inoltre, hanno sottolineato come l'applicazione del principio di degressività degli oneri generali sia ingiustamente penalizzante per alcune classi di consumatori (clienti domestici e piccole e medie imprese) e incentivante per altre classi di consumo, che già beneficiano di vantaggi in termini di riduzioni fiscali e di approvvigionamenti di gas e energia elettrica.
- 43.15 Quasi tutti i soggetti interessati hanno altresì condiviso l'ipotesi di estendere l'area di applicazione dei meccanismi di deroga a tutti i clienti finali i cui consumi sono maggiori di 4 GWh/mese. Alcuni soggetti hanno suggerito di estendere ulteriormente l'area di applicazione ai consumi superiori i 2 GWh/mese, mentre i distributori hanno fatto notare che l'introduzione di un ulteriore scaglione rispetto a quelli ipotizzati nel documento per la consultazione comporterebbe oneri aggiuntivi.
- 43.16 Relativamente alle due ipotesi formulate nel documento per la consultazione, i pareri dei soggetti interessati sono discordi. Soggetti grandi consumatori di energia e loro associazioni di categoria hanno espresso quasi unanimemente la loro preferenza per l'ipotesi 2, mentre associazioni di categoria dei piccoli consumatori e imprese distributrici hanno rilevato che l'ipotesi 2 aumenterebbe in modo ingiustificato il sussidio incrociato tra i grandi e piccoli consumatori di energia elettrica, esprimendo quindi la loro preferenza per l'ipotesi 1.
- 43.17 La proposta di applicare le modifiche ai meccanismi di deroga con gradualità è condivisa dalla maggioranza dei soggetti interessati, con l'eccezione di alcuni distributori o società di vendita che evidenziano come ciò comporterebbe scarsa chiarezza e complicazioni nell'adeguamento nei sistemi informativi e di fatturazione.

44 Orientamenti dell'Autorità

- 44.1 Le attività di consultazione ai fini della modifica del meccanismo di esazione della componente tariffaria A_6 hanno messo in evidenza alcune difficoltà tecniche e amministrative conseguenti alla scelta di commisurare le aliquote delle componenti tariffarie A alla potenza. Dopo le modifiche introdotte per la componente A_6 con deliberazione n. 76/07, ai sensi di quanto previsto dalla normativa vigente e in ottemperanza alle decisioni della Commissione europea, l'Autorità intende valutare con cautela l'ipotesi di procedere all'armonizzazione delle modalità di esazione di tutte le altre componenti tariffarie a copertura degli oneri generali, salvo l'emergere di nuove esigenze o di nuove disposizioni normative.
- 44.2 Relativamente alle due ipotesi di modifica presentate nel documento per la consultazione 27 febbraio 2007, di revisione dei meccanismi di deroga, le osservazioni da parte dei soggetti interessati non hanno offerto considerazioni oggettive chiaramente a favore di una o dell'altra ipotesi.

- 44.3 Tenendo conto anche delle osservazioni di rappresentanti dei piccoli consumatori, l'Autorità è orientata ad adottare una soluzione sulla base dell'ipotesi 2, che preveda però la redistribuzione degli oneri derivanti dalla estensione dei meccanismi di deroga all'interno delle tipologie contrattuali interessate alla revisione.
- 44.4 Scelte più radicali relativamente all'adozione o meno del principio di degressività previsto dal decreto legislativo n. 79/99 o al trasferimento degli oneri generali in capo alla fiscalità, ricadono nell'ambito degli indirizzi di politica generale di competenza del Governo, e sono dunque sottratti alla discrezionalità amministrativa dell'Autorità.
- 44.5 L'Autorità, inoltre, è orientata ad applicare il meccanismo di gradualità previsto dal documento per la consultazione 27 febbraio 2007. Le osservazioni a tal proposito da parte di alcuni distributori appaiono non pertinenti, in quanto detto meccanismo non comporta l'introduzione di ulteriori scaglioni.
- 44.6 In termini di tempistiche di attuazione della riforma, l'Autorità è orientata a rivedere i meccanismi di deroga previsti dal comma 72.1 del TIT in concomitanza con l'inizio del nuovo periodo di regolazione 2008 – 2011.

PARTE IX

Regolazione delle imprese elettriche minori

45 Premessa

- 45.1 L'Autorità nel periodo 2008-2011 intende attuare una riforma della regolazione delle imprese elettriche minori, volto a perseguire i seguenti obiettivi:
- a) assimilazione delle imprese elettriche minori continentali interconnesse alle altre imprese di distribuzione dell'energia elettrica che operano nel continente;
 - b) definizione di un regime di regolazione specifico per le imprese che operano nelle isole minori non interconnesse, improntato a criteri di efficienza, con il superamento delle logiche di riconoscimento dei costi a piè di lista;
 - c) sviluppo delle interconnessioni con la rete nazionale, dove conveniente;
 - d) promozione dell'impiego di fonti rinnovabili di produzione dell'energia elettrica.
- 45.2 In merito, già con i documenti per la consultazione dell'1 luglio 2003¹⁸ e del 21 dicembre 2005¹⁹, l'Autorità aveva delineato alcune possibili linee di intervento per la riforma della regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori.
- 45.3 In questa parte del presente documento, accanto a una ricognizione normativa con identificazione delle principali criticità, vengono sviluppate le ipotesi di revisione della disciplina, esposte nella forma di ipotesi alternative di regolazione.
- 45.4 L'erogazione del servizio da parte delle imprese elettriche minori avviene oggi in un contesto radicalmente modificato anche a seguito dell'introduzione, con efficacia dall'1 luglio 2007, delle disposizioni urgenti per il rispetto di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica. In particolare le scelte di regolazione economica delle imprese elettriche minori non devono essere di ostacolo allo sviluppo in senso concorrenziale dei mercati dell'energia elettrica su tutto il territorio nazionale, volto a garantire a tutti i clienti finali l'accesso all'approvvigionamento sul mercato libero dell'energia, nonché la possibilità di beneficiare dei meccanismi di maggior tutela e salvaguardia offerti dalla normativa nazionale.
- 45.5 In quest'ottica, per le imprese elettriche minori isolate si potrebbe prospettare un'evoluzione del loro ruolo, anche mediante l'assimilazione dei meccanismi di carattere generale. In particolare: per quanto riguarda il segmento della produzione, gli impianti potrebbero essere assimilati alle *unità essenziali per la sicurezza nazionale* e, per quanto riguarda la fornitura, questa potrebbe essere assicurata attraverso l'Acquirente unico per i clienti in maggior tutela o il fornitore di ultima istanza per i clienti in salvaguardia.
- 45.6 Le ipotesi di regolazione descritte nel seguito di questa sezione, che mirano a garantire una certa gradualità nella transizione verso il nuovo assetto e preservare l'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti, dovranno essere in ogni caso essere verificate ed

¹⁸ Si veda la Parte VII del documento per la consultazione 1 luglio 2003, in materia di "Tariffe per il servizio di trasporto e corrispettivi per i servizi di misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 1 gennaio 2004 – 31 dicembre 2007".

¹⁹ Documento per la consultazione 21 dicembre 2005, in materia di "Imprese elettriche minori di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10: problematiche relative alla compatibilità con la normativa nazionale e comunitaria e all'acquisizione di rami di azienda da altre imprese di distribuzione".

eventualmente adattate al nuovo assetto che sta assumendo il settore dell'energia elettrica in Italia.

46 Quadro normativo di riferimento

I provvedimenti CIP

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

anche delle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica distribuita. Le imprese di distribuzione vengono così raggruppate nelle seguenti classi:

- i. imprese che distribuiscono energia elettrica prodotta prevalentemente in proprio mediante centrali idroelettriche;
- ii. imprese che distribuiscono energia elettrica proveniente prevalentemente da acquisti;
- iii. imprese che distribuiscono nelle isole minori energia prodotta mediante centrali termoelettriche;
- iv. imprese che distribuiscono nel continente energia prodotta in proprio mediante centrali termoelettriche;
- v. imprese che distribuiscono energia prodotta in proprio mediante centrali idroelettriche e termoelettriche ed energia elettrica proveniente da acquisti.

Quest'ultima classe è suddivisa in due sotto-classi:

- v.a) imprese che nel 1965 hanno prodotto idraulicamente più del 50% della totale disponibilità di energia;
- v.b) imprese che nel 1965 hanno prodotto idraulicamente meno del 50% della totale disponibilità di energia.

- 46.8 Lo stesso provvedimento CIP n. 1158/1967 al comma 5, mantiene l'ulteriore integrazione basata su analisi economico-tecniche: "Le imprese che, a seguito dell'applicazione delle tariffe unificate e dell'integrazione prevista dal presente provvedimento, non si trovino nella condizione economica di assicurare i servizi della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica, possono chiedere una ulteriore integrazione annuale. (...)"
- 46.9 Nel 1968 viene istituita, con il provvedimento CIP del 31 luglio 1968, n. 1198, una apposita Commissione tecnica di vigilanza sulle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: Commissione tecnica di vigilanza), alla quale sono attribuiti i compiti di vigilare sulla utilizzazione delle integrazioni comunque erogate alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel, di esaminare la consistenza degli impianti, di giudicare lo stato della loro efficienza e di conoscere le esigenze tecnico economiche delle imprese in questione.
- 46.10 Nel corso degli anni Settanta la disciplina delle integrazioni alle imprese elettriche minori subisce ulteriori modificazioni. Il regime di integrazione standard viene assorbito dal regime di ulteriore integrazione, mentre con il provvedimento CIP 6 luglio 1974, n. 34 la denominazione del Fondo di compensazione viene modificata in "Cassa conguaglio per il settore elettrico" (di seguito: Cassa). Presso la Cassa vengono istituiti due conti: il Conto per le integrazioni tariffarie, che deve assolvere le funzioni del Fondo, e il "Conto per l'onere termico".
- 46.11 In considerazione della gravosità dell'attività istruttoria, che comporta l'analisi dei bilanci delle singole aziende e delle documentazioni giustificative, nonché l'effettuazione di accertamenti in loco, per i quali la commissione non disponeva di adeguati strumenti operativi, il CIP ha considerato opportuno che tali compiti istruttori fossero affidati a un organismo tecnico che disponesse di adeguate e specifiche strutture. Il CIP individuava questo organismo nella Cassa: nel 1987, con il provvedimento CIP 13 gennaio 1987, n. 2, i compiti in precedenza affidati alla Commissione tecnica di vigilanza sono stati trasferiti alla Cassa. Secondo le istruzioni del CIP la Cassa deve accertare lo scostamento tra introiti tariffari e costo dell'esercizio elettrico sulla base dei bilanci presentati dalle medesime società, delle relative documentazioni giustificative e della verifica, anche attraverso accessi in loco, della situazione produttiva e di quella delle reti di distribuzione, nonché degli investimenti e degli ammortamenti di ciascuna di esse.

Requisiti per l'appartenenza al novero delle imprese elettriche minori

- 46.12 I requisiti necessari per mantenere lo status di impresa minore (e quindi evitare il trasferimento all'Enel) sono evoluti nel tempo. Ai sensi dell'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, di nazionalizzazione del servizio elettrico ed istituzione dell'Enel "non sono soggette a trasferimento all'Ente le imprese che non abbiano prodotto oppure prodotto e distribuito mediamente nel biennio 1959-60 più di 15 milioni di chilowattore per anno". Successivamente, il decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342, recante Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente nazionale per l'energia elettrica, ha disposto il trasferimento all'Enel delle imprese che per due anni consecutivi abbiano distribuito energia acquistata da terzi per motivi ricorrenti e non occasionali. Negli anni ottanta, in attuazione del Piano energetico nazionale 1981, la legge 29 maggio 1982 n. 308 ha elevato il limite dei 15 GWh, stabilito dalla legge n. 1643/62, a 20 GWh annui per le imprese che operano nelle isole minori, mentre per le altre imprese il limite di 15 GWh può essere superato, nel caso in cui l'incremento sia prodotto con fonti diverse dagli idrocarburi (in ogni caso non oltre un limite massimo di 40 milioni di kWh).
- 46.13 La legge n. 10/91 ha stabilito che "Il limite stabilito dall'articolo 4, n. 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, modificato dall'articolo 18 della legge 29 maggio 1982, n. 308, non si applica alle imprese produttrici e distributrici a condizione che l'energia elettrica prodotta venga distribuita entro i confini territoriali dei comuni già serviti dalle medesime imprese produttrici e distributrici alla data di entrata in vigore della presente legge." Con questa disposizione le imprese elettriche minori non sono più soggette a limiti sui quantitativi di energia elettrica distribuita.

Il meccanismo di integrazione tariffaria, il ruolo dell'Autorità ed evoluzione normativa

- 46.14 Con la legge n. 10/91 si attua anche un intervento legislativo diretto in materia di integrazioni tariffarie. L'articolo 7, comma 3, della citata legge prevede che "il Comitato interministeriale dei prezzi (CIP), su proposta della Cassa, stabilisce entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente delle imprese produttrici e distributrici di cui al comma 1, l'acconto per l'anno in corso ed il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese produttrici e distributrici." Questa disposizione di legge non fa altro che consolidare l'impostazione precedente, assestata con il provvedimento CIP n. 2/87.
- 46.15 Le funzioni svolte dal CIP in materia di integrazioni tariffarie vengono trasferite con decreto del Presidente della Repubblica 20 aprile 1994, n. 373, al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Successivamente, con l'istituzione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi dell'articolo 3, comma 1, della legge n. 481/95, tali funzioni vengono trasferite all'Autorità.
- 46.16 La legge n. 481/95 introduce importanti principi di orientamento all'efficienza nella gestione dei servizi di pubblica utilità del settore dell'energia elettrica, ivi comprese le imprese elettriche minori, in particolare imponendo l'obbligo di adottare schemi incentivanti di regolazione basati sul meccanismo del *price-cap*.
- 46.17 L'applicabilità di detti principi alle imprese elettriche minori trova conferma anche nella giurisprudenza del Tribunale amministrativo regionale della Lombardia quando, nelle sentenze n. 622/2003 e n. 626/2003 afferma "l'infondatezza nell'ordinamento di settore de quo, di una pretesa ad una sorta di rimborso "a piè di lista", e nella legittimità dell'esercizio del potere autoritativo di assicurare, strumentalmente rispetto alla finalità dell'efficienza del

servizio e alla predisposizione di un sistema tariffario basato su criteri predefiniti che tengano conto delle esigenze dei consumatori, l'attuazione di misure di contenimento degli oneri e di individuare le componenti dei costi riconoscibili in applicazione di parametri oggettivi e razionali”.

- 46.18 In ultimo, la legge 23 agosto 2004, n. 239, in materia di "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", ha attribuito la delega al Governo per l'emanazione di un decreto legislativo che riguardi, tra l'altro, gli obiettivi di miglioramento dell'efficienza e dell'economicità del servizio reso dalle imprese elettriche minori. All'articolo 43 viene infatti precisato: “Per la riforma (...) del servizio svolto dalle imprese elettriche minori di cui all'articolo 4, numero 8), della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e successive modificazioni, e di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, il Governo è delegato ad adottare, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge e nel rispetto delle prerogative costituzionali delle regioni, un decreto legislativo secondo i seguenti principi e criteri direttivi:
- i. tutela dei clienti finali e sviluppo, ove le condizioni tecnico-economiche lo consentano, dell'interconnessione con la RTN;
 - ii. definizione di obiettivi temporali di miglioramento dell'efficienza e dell'economicità del servizio reso dalle imprese, con individuazione di specifici parametri ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie;
 - iii. previsione di interventi sostitutivi per assicurare la continuità e la qualità della fornitura.”

L'attività dell'Autorità

- 46.19 L'Autorità, in conformità con le disposizioni di legge, ha fino ad oggi emanato provvedimenti concernenti le imprese elettriche minori, in materia di:
- a) integrazioni tariffarie, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 10/91, con l'introduzione di criteri innovativi rispetto alla precedente normativa, in materia di remunerazione del patrimonio netto (deliberazione dell'Autorità n. 132/00) e di adeguamento automatico delle integrazioni erogate in acconto per tener conto della variazione dei costi di combustibile (deliberazione dell'Autorità n. 182/00 e, successivamente, n. 288/05 e n. 85/06);
 - b) separazione amministrativa e contabile, con le deliberazioni n. 61/99, n. 310/01 e n. 11/07.
- 46.20 L'Autorità, in esito al trasferimento alla medesima dei poteri connessi all'approvazione a titolo definitivo delle integrazioni tariffarie riconosciute alle imprese elettriche minori, con deliberazione 21 maggio 1998 n. 48/98, ha provveduto a rideterminare le aliquote definitive relative al 1991, deliberate in precedenza dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato ed annullate dal Tribunale amministrativo regionale. Con la stessa deliberazione l'Autorità ha determinato altresì le aliquote definitive di integrazione per gli anni 1992 – 1995 per tutte le imprese minori ammesse alle integrazioni tariffarie, ad eccezione dell'impresa SNIE di Nola per la quale emergeva la necessità di procedere ad un supplemento di istruttoria, per gli anni 1993-1995.
- 46.21 Con sentenze n. 588, 589 e 590, depositate in data 5 febbraio 2000, la sezione II del Tar per la Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da alcune imprese elettriche minori, annullando la deliberazione n. 48/98, in quanto nella determinazione della misura dell'integrazione tariffaria da riconoscere alle imprese ricorrenti si sarebbe dovuto assicurare non solo il ripianamento delle perdite di bilancio derivanti dalla produzione di energia elettrica a costi obiettivamente svantaggiati, «ma anche la componente di utile di impresa, nella misura e sulla scorta dei criteri che restano rimessi alla valutazione e alla elaborazione tecnica

dell'organo competente». Nella sentenza n. 590/2000 il Tar ha precisato che «non può quindi contestarsi il potere dell'Autorità, che è strumentale al conseguimento di detta finalità e al contenimento degli oneri, di individuare le componenti dei costi riconoscibili in applicazione di parametri oggettivi e razionali».

- 46.22 In ottemperanza alle citate sentenze del Tar per la Lombardia, l'Autorità ha proceduto alla definizione di nuovi criteri rilevanti ai fini dell'integrazione tariffaria alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel. In particolare, in aderenza ai principi introdotti con la legge n. 481/95, e coerentemente con i criteri di regolazione tariffaria previsti per la generalità delle imprese elettriche, con deliberazione 26 luglio 2000, n. 132/00 (di seguito: deliberazione n. 132/00) l'Autorità ha definito le modalità di calcolo della remunerazione del patrimonio netto delle imprese elettriche minori. La deliberazione n. 132/00, più precisamente, dispone che il tasso di remunerazione del patrimonio netto delle imprese elettriche minori sia definito con il metodo del *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).
- 46.23 Le nuove modalità di determinazione delle integrazioni tariffarie hanno comportato la ripetizione delle istruttorie da parte della Cassa, in esito alle quali l'Autorità ha via via proceduto ad emanare nuovi provvedimenti di fissazione delle aliquote definitive di integrazione (deliberazioni n. 63/02, n. 63/03, n. 145/04, n. 82/06, n. 144/06, n. 179/06).
- 46.24 I provvedimenti dell'Autorità di fissazione delle aliquote definitive sono stati tutti oggetto di impugnativa da parte delle imprese.

47 Il meccanismo di integrazione e le imprese attualmente ammesse

- 47.1 Nel novero delle imprese elettriche minori risultano attualmente ricomprese le seguenti:
- D'Anna & Bonaccorsi s.n.c., Ustica (PA);
 - Germano Industrie Elettriche s.r.l., Tremiti (FG);
 - ICEL s.r.l., Levanzo (TP);
 - SEA S.p.A., Favignana (TP);
 - SEL s.n.c., Lipari (ME);
 - SELIS S.p.A., Lampedusa (AG);
 - SELIS S.p.A., Linosa (AG);
 - SELIS S.p.A., Marettimo (TP);
 - SEP S.p.A., Ponza (LT);
 - SIE s.r.l., Giglio (GR);
 - SIPPIC S.p.A., Capri (NA);
 - SMEDE S.p.A., Pantelleria (TP);
 - SNIE S.p.A., Nola (NA);
 - Odoardo Zecca s.r.l., Ortona (CH).
- 47.2 Delle quattordici imprese sopra elencate, le prime dodici operano su isole non interconnesse né direttamente né indirettamente con la RTN, mentre le ultime due operano sul territorio continentale, in aree elettricamente interconnesse con la RTN.
- 47.3 Con deliberazione 19 giugno 2006, n. 114/06, l'Autorità ha avviato un'istruttoria volta eventualmente ad escludere SNIE dall'elenco delle imprese produttrici e distributrici ammesse al regime tariffario speciale previsto per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel.

Meccanismo di integrazione

- 47.4 La determinazione delle integrazioni avviene sulla base delle istruttorie svolte dalla Cassa anche tenendo conto, tra l'altro, dei criteri fissati dall'Autorità con deliberazione n. 132/00. L'entità dell'integrazione viene espressa in centesimi di euro per ogni kWh venduto e tale importo, definitivo per gli anni oggetto di istruttoria, viene corrisposto a titolo di acconto per tutti i kWh venduti nell'anno successivo, o negli anni successivi, fino al momento di una nuova determinazione a conguaglio.
- 47.5 La Cassa, nella sua funzione istruttoria, procede ad accertare lo scostamento tra i costi sostenuti e i ricavi tariffari conseguiti dalle imprese. L'accertamento è effettuato a partire dai bilanci redatti sulla base delle normative vigenti e sottoposti a revisione contabile. Oltre ai bilanci le imprese forniscono dati anche tramite la compilazione di:
- a) un questionario, predisposto dalla Cassa, sottoscritto dal legale rappresentante dell'impresa;
 - b) schede istruttorie, anch'esse predisposte dalla Cassa, che completano le informazioni riportate nel bilancio e rispondono a esigenze istruttorie specifiche dell'integrazione tariffaria.

Aggiornamento delle integrazioni erogate a titolo di acconto

- 47.6 Come ricordato, le attività di istruttoria e determinazione delle integrazioni tariffarie sono state e sono tuttora oggetto di un consistente e complesso contenzioso in sede di giustizia amministrativa, con un conseguente ritardo nella fissazione delle aliquote di integrazione a conguaglio. Tale situazione ha reso necessario introdurre meccanismi automatici di aggiornamento, in particolare con riferimento all'integrazione dei costi connessi con l'andamento dei prezzi dei combustibili.
- 47.7 Con deliberazione 4 ottobre 2000, n. 182/00, l'Autorità ha infatti dato disposizioni alla Cassa in materia di aggiornamento bimestrale dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori. In particolare è stata prevista l'indicizzazione di quota parte delle aliquote di integrazione erogate a titolo di acconto all'andamento del costo unitario variabile per l'energia prodotta da impianti termoelettrici, meglio noto come parametro Ct.
- 47.8 L'Autorità, in esito ad alcune segnalazioni da parte delle imprese elettriche minori, ha condotto una verifica di detto meccanismo di indicizzazione a Ct, in particolare per valutarne l'adeguatezza in presenza di una crescita dei prezzi dei combustibili per la produzione di energia elettrica maggiormente utilizzati dalle imprese in questione (tipicamente gasolio), che, nell'ultimo biennio, è stata superiore alla media del paniere rilevante ai fini dell'aggiornamento del parametro Ct.
- 47.9 Tale attività ha condotto alla pubblicazione, il 5 dicembre 2005, del documento per la consultazione su "Revisione del meccanismo di aggiornamento bimestrale della componente dell'aliquota di integrazione tariffaria corrisposta in acconto alle imprese elettriche minori non trasferite all'Enel s.p.a. di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 182/00".
- 47.10 Con deliberazione n. 288/05 e con deliberazione n. 85/06 l'Autorità ha definito nuovi meccanismi di aggiornamento delle aliquote d'acconto, basato su un indice che riflette le dinamiche dei prezzi del combustibile utilizzato dalle imprese elettriche minori per la produzione di energia elettrica.

Copertura dell'onere derivante dalle integrazioni tariffarie

- 47.11 L'onere per le integrazioni tariffarie costituisce un costo proprio del servizio elettrico, che non trova copertura nei ricavi tariffari definiti in modo da riflettere i costi sostenuti a livello medio nazionale per la fornitura dei singoli servizi di pubblica utilità del settore.
- 47.12 L'onere derivante dal riconoscimento delle integrazioni tariffarie è coperto dalla componente tariffaria *UC4* che, coerentemente con gli indirizzi contenuti nella comunicazione del Ministero delle attività produttive in data 8 marzo 2005, prot. 5243, è ora applicata, per effetto della deliberazione 30 marzo 2005, n. 54/05, quale maggiorazione del corrispettivo di distribuzione dell'energia elettrica e, dunque, ricade su tutti i clienti finali, sia liberi che vincolati.
- 47.13 Il gettito attualmente garantito da componente *UC4* supera, su base d'anno, i 70 milioni di euro, pressoché in linea con gli oneri per l'erogazione delle integrazioni tariffarie.

48 Principali criticità dell'attuale disciplina

- 48.1 L'attuale regime in cui operano le imprese elettriche minori presenta criticità sotto vari profili, che vengono di seguito esaminati.

Integrazione tariffaria alle imprese elettriche continentali interconnesse e ordinamento comunitario²⁰

- 48.2 In ragione della propria appartenenza all'Unione Europea, l'Italia è tenuta a rispettare le prescrizioni dell'ordinamento comunitario; l'Autorità nell'esercizio delle proprie funzioni è chiamata anche a verificare la compatibilità (o meno) con il predetto ordinamento comunitario della regolazione nazionale.
- 48.3 In relazione a questo obbligo, l'Autorità – nel rilevare l'assenza di oggettive differenze tra le imprese elettriche minori che operano sul continente, in aree elettricamente interconnesse con la RTN e quindi potenzialmente in grado di soddisfare la domanda mediante prelievi dalla medesima rete nazionale, e un gran numero di altri distributori locali che non appartengono al novero delle imprese elettriche minori e che si trovano ad operare in condizioni del tutto analoghe – non può far altro che osservare come l'integrazione tariffaria riservata alle prime sia in contrasto con l'obbligo dello Stato italiano di astenersi “da qualsiasi discriminazione tra le imprese” elettriche “riguardo ai loro diritti o obblighi”, in funzione della realizzazione di “un mercato dell'energia elettrica concorrenziale” come sancito dall'articolo 3, paragrafo 1, della direttiva 2003/54/CE.
- 48.4 Il ravvisato contrasto, già di per sé palese, è ulteriormente corroborato da un'analisi del preambolo motivazionale che correda la Direttiva, in particolare, dei considerati numero 2, 5, 9, 18 e 20²¹.
- 48.5 In relazione a tale problematica, già affrontata nel documento per la consultazione del 21 dicembre 2005, in sede di consultazione i soggetti interessati, a parere dell'Autorità, non hanno fornito elementi tali da indurre una revisione delle posizioni espresse nel documento medesimo. Peraltro, l'esigenza di una evoluzione graduale dei criteri di regolazione, espressa dagli stessi soggetti appare condivisibile nella sostanza e coerente con il mandato

²⁰ In questa parte del documento vengono riprese le argomentazioni già espone nel documento per la consultazione diffuso in data 21 dicembre 2005 in materia di problematiche relative alla compatibilità con la normativa nazionale e comunitaria

²¹ In merito si rimanda al capitolo 5 del richiamato documento per la consultazione del 21 dicembre 2005.

dell’Autorità, chiamata a incentivare i recuperi di efficienza ma con il contestuale vincolo di garantire l’equilibrio economico-finanziario degli esercenti.

Assenza di incentivi all’economicità e all’efficienza nella gestione del servizio

- 48.6 Il riconoscimento di costi a piè di lista porta con sé una serie di storture che rendono tale approccio sostanzialmente incompatibile rispetto all’obiettivo di una gestione economica ed efficiente del servizio. Le stesse imprese regolate lamentano la totale assenza di incentivi a comportamenti virtuosi sotto il profilo imprenditoriale.
- 48.7 In merito occorre innanzitutto rilevare che l’attuale sistema di integrazione tariffaria prevede la piena copertura dei costi sostenuti dalle imprese elettriche minori siano essi relativi alle infrastrutture elettriche, siano essi relativi a costi commerciali e di struttura. In altri termini la fissazione delle integrazioni tariffarie a piè di lista non favorisce la ricerca di economie di scala e di conseguenza non favorisce in alcun modo i processi di integrazione orizzontale tra imprese che stanno caratterizzando il comparto delle imprese in regime di regolazione ordinaria.
- 48.8 Mentre infatti per la generalità delle imprese elettriche i meccanismi di perequazione hanno avuto per oggetto esclusivamente i costi diretti del servizio di distribuzione, quindi i costi delle infrastrutture, del loro esercizio e della loro manutenzione, il sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori consente la “perequazione” di tutti i costi, indipendentemente dalla loro destinazione.
- 48.9 L’integrale copertura dei costi di struttura e dei costi commerciali costituisce dunque un primo serio ostacolo a uno sviluppo efficiente ed economico del comparto. La distanza che separa alcune isole dal continente potrebbe giustificare la necessità di dotazioni autonome di mezzi e uomini, necessarie per una gestione sicura e affidabile del servizio, mentre è discutibile il fatto che a svolgere tale attività debba essere un’impresa autonoma e indipendente per ciascuna isola, i cui costi di struttura sono socializzati tra tutti i clienti del settore elettrico italiano mediante una specifica componente tariffaria. Nel territorio italiano ci sono peraltro esempi di isole minori dove il servizio è svolto da società diverse da imprese elettriche minori.
- 48.10 Anche in relazione alla gestione delle infrastrutture elettriche, la mancata adozione di criteri di regolazione incentivanti, non ha dato sufficiente stimolo a recuperi di efficienza.
- 48.11 Va inoltre osservato come l’assenza di incentivi all’efficienza tenda a favorire lo sviluppo di pratiche ove possono più facilmente realizzarsi forme di sussidiazione incrociata tra imprese regolate e altre imprese riconducibili alla stessa proprietà (ad esempio tramite la costituzione di società di servizi che forniscono, pressoché in esclusiva, le imprese regolate).
- 48.12 Infine, dalle analisi condotte in sede istruttoria, l’Autorità sta rilevando uno sviluppo peculiare, rispetto alla norma del settore elettrico, nel campo delle fonti di finanziamento delle imprese esercenti, con un ricorso anomalo ai contratti di leasing e con la preponderanza di finanziamenti bancari a breve rispetto allo sviluppo di indebitamento a medio-lungo termine, meno costoso.

Assenza di incentivi allo sviluppo dell’interconnessione

- 48.13 Il decreto legislativo n. 79/99 e la legge n. 239/04 individuano l’interconnessione con la RTN, laddove le condizioni tecnico-economiche lo consentano, quale linea di sviluppo per le piccole reti isolate.
- 48.14 L’attuale disciplina del riconoscimento di costi a piè di lista non dà alcun incentivo a modificare la situazione di rete esistente e non dà impulso allo studio di soluzioni alternative

che nel medio periodo possano risultare economicamente più convenienti oltre che migliorative della sicurezza di fornitura.

Onerosità amministrativa della gestione delle integrazioni tariffarie

- 48.15 Il sistema di riconoscimento dei costi a piè di lista, oltre a presentare i profili di criticità sopra evidenziati in relazione all'assenza di incentivi per una gestione economica ed efficiente delle imprese, è anche origine di un elevato costo amministrativo.
- 48.16 Il procedimento di riconoscimento dei costi prevede l'obbligo in capo alle imprese di predisporre annualmente una rendicontazione minuziosa e articolata dei costi sostenuti. In questo senso va sottolineato che le imprese continentali di analoghe dimensioni non ammesse alle integrazioni tariffarie possono accedere a regimi semplificati con evidente risparmio di risorse. La procedura delle integrazioni tariffarie richiede, inoltre, la compilazione di un questionario predisposto dalla Cassa e di singole schede istruttorie.
- 48.17 La documentazione istruttoria predisposta dall'impresa, d'altro canto, deve essere esaminata analiticamente dalla Cassa al fine di predisporre proposte di integrazione tariffarie da sottoporre all'Autorità. L'Autorità, a sua volta, è chiamata ad esaminare le risultanze istruttorie, dando luogo ad un iter di approfondimenti e analisi aggiuntive che richiedono l'impiego di risorse notevoli prima di arrivare all'emanazione della delibera di approvazione delle integrazioni tariffarie.
- 48.18 A tali considerazioni si aggiunga l'abnorme ricorso al contenzioso in sede amministrativa che ha caratterizzato il sistema delle integrazioni tariffarie, con ricadute negative tanto sull'onerosità della gestione amministrativa quanto sulla prolungata incertezza per le imprese ammesse al regime di integrazione.
- 48.19 Si ha ragione di ritenere che la complessità e la minuziosità dell'azione istruttoria possa in qualche modo aver favorito lo sviluppo della propensione al ricorso alla giustizia amministrativa.
- 48.20 In sintesi, le reiterazioni dell'attività istruttoria, sia da parte della Cassa, sia da parte dell'Autorità evidenziano un costo elevato in termini relativi e impongono l'assorbimento di risorse amministrative che appare non proporzionato.

49 Imprese operanti sul continente e sviluppo dell'interconnessione

- 49.1 L'Autorità ritiene che l'ambito di applicazione di criteri di regolazione tariffaria "speciali" debba essere limitato al massimo, riconducendolo alla presenza di situazioni oggettivamente "speciali" in termini di localizzazione geografica. In tale logica l'Autorità intende:
- a) realizzare in tempi ragionevolmente brevi il riallineamento alla regolazione tariffaria ordinaria delle imprese operanti sul continente ma attualmente ammesse al regime di integrazione;
 - b) favorire lo sviluppo dell'interconnessione delle imprese oggi non interconnesse ove tale intervento risulti tecnicamente fattibile ed economicamente efficiente.
- 49.2 In relazione al primo intervento, ossia il riallineamento alla regolazione tariffaria ordinaria delle imprese operanti sul continente, nel successivo capitolo del presente documento viene affrontata la problematica della gradualità dell'intervento, onde garantirne la sostenibilità per le imprese.

49.3 Con riferimento, invece, allo sviluppo delle interconnessioni, l'Autorità intende definire i criteri generali per la valutazione dell'economicità degli investimenti di interconnessione delle isole minori.

Criteri per la valutazione dell'economicità dell'interconnessione

49.4 In linea di massima si deve ritenere economico un investimento se il valore attuale dei benefici futuri è maggiore del valore attuale dei costi futuri. Nel caso specifico della interconnessione delle isole minori, *benefici e costi* vanno riferiti al cliente finale italiano del servizio elettrico. I benefici risultano misurabili come risparmio sulle integrazioni tariffarie erogate.

49.5 I costi, oltre all'investimento in infrastrutture di interconnessione, che potrebbe essere oggetto di una incentivazione in termini di maggiore remunerazione, comprendono anche gli oneri connessi a eventuali meccanismi di compensazione dei costi di produzione spiazzati dallo sviluppo dell'interconnessione che l'Autorità potrà stabilire a compensazione dei costi non più ammessi a integrazione tariffaria, secondo criteri di gradualità.

49.6 Sulla base di tale impostazione, l'Autorità, nel corso del 2008, intende affidare ad un soggetto indipendente la valutazione preliminare circa la fattibilità tecnico-economica dell'interconnessione delle isole ove attualmente operano imprese ammesse al regime di integrazione, dando priorità agli studi relativi alle realtà più vicine al continente.

I1	Si condivide il criterio generale di valutazione di costi e benefici connessi agli investimenti in interconnessione indicato nel documento? Si ritiene che debbano essere ricomprese anche altre voci nella valutazione?
I2	Si ritiene opportuna l'ipotesi di associare lo sviluppo dell'interconnessione all'introduzione di meccanismi compensativi dei costi non più ammessi a compensazione a beneficio delle imprese elettriche che operano nelle isole minori presso cui si realizzano le interconnessioni?

50 Indirizzi per la regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori operanti sul continente

50.1 In relazione alla revisione dei criteri di regolazione per le imprese elettriche minori operanti sul continente, nel documento per la consultazione del 21 dicembre 2005 l'Autorità aveva ipotizzato l'introduzione di due distinti meccanismi, già a partire dal 2006, uno relativo all'integrazione dei ricavi a copertura dei costi di produzione dell'energia elettrica, avente natura transitoria, ed uno non transitorio per l'integrazione dei ricavi a copertura dei costi di distribuzione. In particolare:

- a) per la copertura dei costi di distribuzione si proponeva di sostituire il meccanismo dell'integrazione tariffaria con il sistema della perequazione generale di cui alla Parte III, Titolo I, Sezione I, del TIT e della perequazione specifica aziendale di cui all'articolo 49 del TIT, dal quale oggi le imprese elettriche minori sono escluse;
- b) per la copertura dei costi di produzione si proponeva di introdurre un meccanismo transitorio di copertura assimilabile al riconoscimento di costi non recuperabili da diluire in un certo numero di anni.

50.2 Un'ulteriore problematica affrontata nel documento per la consultazione del 21 dicembre 2005, riguardava l'adeguamento del riconoscimento delle integrazioni tariffarie in seguito

all'acquisizione di un nuovo ramo d'azienda da parte di un'impresa elettrica minore. Su tale aspetto l'Autorità proponeva modalità alternative per delimitare, anche in maniera parametrica, l'applicazione delle integrazioni al "ramo storico dell'impresa".

- 50.3 Anche alla luce delle osservazioni pervenute al richiamato documento per la consultazione del 21 dicembre 2005, l'Autorità, privilegiando la semplicità dei meccanismi e la certezza dei tempi di transizione verso una nuova forma di regolazione, è orientata a prevedere che, a far data dall'1 gennaio 2008:
- a) con riferimento ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura, siano assoggettate alla regolazione prevista per la generalità delle imprese, ivi inclusi i diversi meccanismi di perequazione che verranno attivati;
 - b) venga riconosciuta una componente di gradualità per l'intero periodo di regolazione.
- 50.4 Nell'ipotesi che si opti per il meccanismo di gradualità, l'Autorità intende prevedere la determinazione di un importo (ricavo integrativo di gradualità), distinto per impresa, da calcolarsi sulla base della differenza, tra il costo riconosciuto determinato sulla base dei criteri di integrazione tariffaria oggi vigenti e il costo riconosciuto determinato in applicazione della regolazione ordinaria a partire dall'anno 2008, tenendo conto dei ricavi ottenuti dalla produzione e vendita di energia elettrica (fissando un valore minimo di ricavo per ciascun kWh prodotto).
- 50.5 La differenza così determinata sarà riconosciuta per tutto il periodo di regolazione 2008-2011, prevedendone la riduzione del 25% nel 2009, del 50% nel 2010 e del 75% nel 2011.

51 Indirizzi per la regolazione tariffaria delle imprese elettriche minori operanti su isole non interconnesse

- 51.1 L'Autorità intende sostituire l'attuale sistema di integrazioni tariffarie a beneficio delle imprese elettriche minori con un sistema di perequazione delle imprese elettriche minori operanti nelle isole minori non interconnesse che prevede l'applicazione dei criteri generali di regolazione previste per le imprese continentali con riferimento alle attività di distribuzione, misura e vendita e un meccanismo specifico di perequazione dei costi di produzione.
- 51.2 Il meccanismo specifico di perequazione dei costi di produzione potrebbe essere basato sulla differenza tra il costo di produzione riconosciuto, come descritto di seguito, e il ricavo a copertura dei costi di produzione conseguito. Quest'ultimo dipenderà dal trattamento che verrà riconosciuto ai clienti finali connessi a piccole reti isolate, in attuazione delle disposizioni di piena liberalizzazione dei mercati successivamente all'1 luglio 2007. In particolare occorrerà verificare se varranno per loro le medesime regole previste per gli altri clienti finali presenti sul territorio nazionale (maggior tutela, salvaguardia, libero mercato), ovvero se per essi sarà previsto un regime specifico, in questo caso con forniture a tariffa regolata.
- 51.3 In relazione alle esigenze di uno sviluppo efficiente ed economico del servizio con quelle di equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti, l'Autorità intende introdurre uno specifico meccanismo di gradualità descritto nel successivo capitolo.

Il meccanismo specifico di perequazione dei costi di produzione

- 51.4 Per quel che riguarda il segmento della produzione di energia elettrica, l'Autorità intende determinare per ciascuna impresa elettrica minore un costo riconosciuto per l'attività di produzione ($CP_{08,i}$) per l'anno 2008.
- 51.5 L'Autorità intende procedere alla fissazione del livello iniziale del ($CP_{08,i}$) facendo riferimento ai costi medi di produzione delle imprese che operano su isole minori relativi all'anno 2006.
- 51.6 L'impiego dei costi medi di produzione delle imprese che operano su isole minori, riferiti a due anni precedenti, in luogo di un riferimento di costo efficiente, consente di avviare con gradualità il processo di recupero di efficienza nella produzione del servizio.
- 51.7 Il costo riconosciuto di produzione, $CP_{08,i}$ per ciascuna impresa i , è così determinato:

$$CP_{08,i} = (FP_{08} * kWh_{08} + TC_{08,i} * kWh_{08} + \sum_j CG_{08,j} * kWh_{08,j})$$

dove

- FP_{08} è la componente a copertura dei costi fissi di produzione in vigore per l'anno 2008;
 - TC_{08} è la componente a copertura dei costi di trasporto del combustibile per la produzione dell'energia elettrica in vigore per l'anno 2008;
 - $CG_{08,j}$ è la componente a copertura dei costi di combustibile in vigore nel bimestre j dell'anno 2008;
 - kWh_{08} è la quantità di energia elettrica distribuita ai clienti connessi alla rete di distribuzione della rete isolata dell'impresa i , al netto dell'energia immessa da terzi ridotta delle perdite standard, nell'anno 2008;
 - $kWh_{08,j}$ è la quantità di energia elettrica distribuita ai clienti connessi alla rete di distribuzione della rete isolata dell'impresa i , al netto dell'energia immessa da terzi nel bimestre j dell'anno 2008.
- 51.8 La componente FP_{08} è costruita a partire dai dati medi di settore relativi all'anno 2006. Sul piano formale

$$FP_{08} = \sum_i \left(CIRP_{06,i} * tr_{08} + (AMMP_{06,i} + COP_{06,i} - ARP_{06,i}) * (1 + RPI_{07} - X) * (1 + RPI_{08} - \bar{X}) \right) * \frac{1}{\sum_i kWh_{06,i}^n}$$

dove:

- $CIRP_{06,i}$ è il capitale investito riconosciuto in impianti di produzione di ciascuna impresa i , determinato con il metodo del costo storico rivalutato; il capitale investito riconosciuto in impianti di produzione comprende anche gli impianti di stoccaggio del combustibile;
- tr_{08} è il tasso di remunerazione riconosciuto per tali attività;
- $AMMP_{06,i}$ sono gli ammortamenti relativi agli impianti di produzione dell'impresa i , calcolati secondo le modalità adottate dall'Autorità ai fini della determinazione dell'ammortamento riconosciuto per i servizi di rete regolati, coerentemente con la valorizzazione del $CIRP_{06,i}$;
- $COP_{06,i}$ sono i costi operativi dell'impresa i , relativi all'attività di produzione, come desunti dal bilancio dell'impresa redatto ai sensi della deliberazione n. 310/01;
- $ARP_{06,i}$ sono, per ciascuna impresa i , le rettifiche relative a componenti del valore della produzione diverse dai ricavi tariffari (ad es. incrementi di immobilizzazioni per lavori interni; altri ricavi e proventi, ecc.) imputabili alla produzione;
- $kWh_{06,i}^n$ è la quantità di energia elettrica immessa in rete da ciascuna impresa i , ridotta delle perdite sulle reti di distribuzione in media e bassa tensione, applicando i coefficienti

standard definiti nella regolazione generale; sono altresì dedotti gli usi propri dei servizi di produzione e distribuzione;

- RPI_{07} ed RPI_{08} sono i tassi annui di inflazione rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* per la fissazione dei parametri da applicare rispettivamente negli anni 2007 e 2008, pari quelli adottati per la regolazione generale del servizio di distribuzione;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione per il servizio distribuzione;
- \bar{X} è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione per la regolazione delle imprese elettriche minori.

51.9 La componente $TC_{08,i}$ è costruita a partire dai dati medi di settore relativi all'anno 2006. Tale componente verrà fissata per ciascuna impresa i , tenendo conto dell'incidenza della distanza dalla terraferma sul costo del trasporto del combustibile.

51.10 La componente $CG_{08,j}$ è pari al prodotto del valore medio di costo unitario della caloria (VGt , espresso in centesimi di euro/kcal) calcolato con riferimento al prezzo del combustibile per la produzione termoelettrica e di un indice di consumo specifico medio unico per gli impianti termoelettrici delle imprese elettriche minori (RGt , in kcal/kWh).

51.11 Il parametro VGt è fissato sulla base della media dei prezzi del combustibile per la produzione termoelettrica relativamente al periodo novembre - dicembre 2007. Tale parametro è aggiornato bimestralmente.

51.12 In relazione al riferimento di combustibile da utilizzare, l'Autorità è orientata a confermare la scelta effettuato con deliberazione n. 288/05, ossia il gasolio auto, i cui prezzi sono sistematicamente rilevati e pubblicati nelle statistiche della Direzione Generale dell'Energia e le Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico.

I3 L'impiego dei costi medi dà un vantaggio immediato alle imprese i cui costi sono inferiori alla media. Nel caso delle imprese elettriche minori la presenza di differenze nei costi di produzione può essere spiegata da fattori che nel caso specifico assumono la valenza di fattori esogeni, quali la dimensione della clientela servita o la durata di utilizzo della potenza massima prelevata. Sulla base di queste considerazioni si ritiene più appropriata l'identificazione di un livello di partenza diverso dal costo medio di settore? In alternativa, si ritiene più appropriato ai fini della fissazione del livello di partenza per l'anno 2008, l'utilizzo di costi riconosciuti calcolati sulla base dei dati della singola impresa?

I4 Si condivide la scelta di individuare tre distinte componenti del costo da riconoscere a ciascuna impresa elettrica minore non interconnessa, in particolare di tenere separata la componente a copertura dei costi di trasporto del combustibile?

Aggiornamenti annuale delle componenti FP_t e TC_t

51.13 Nel periodo 2008-2011, l'Autorità intende aggiornare annualmente con il metodo del *price-cap* le componenti FP_t , $TC_{t,i}$ fissate per l'anno 2008.

51.14 Con riferimento al tasso di recupero di produttività previsto per il periodo di regolazione 2008-2011, in una logica di recupero graduale dell'efficienza, l'Autorità è orientata ad adottare la regola dell'RPI-RPI (essendo RPI la variazione dei prezzi al consumo rilevata dall'ISTAT), ossia a mantenere invariato il livello nominale delle componenti FP e TC per

tutto il periodo, rimandando al periodo regolatorio successivo la definizione di obiettivi più sfidanti per le imprese.

15	In alternativa a quanto indicato nel documento, come si valuta l'ipotesi di procedere con l'identificazione immediata di percorsi di efficientamento definiti tenendo conto di analisi di <i>benchmark</i> e di valutazione delle frontiere di efficienza che consentano di modulare il fattore <i>X</i> di recupero di produttività sulla base di una puntuale misurazione del livello di efficienza relativa delle imprese ?
----	--

Aggiornamento dell'indice di consumo specifico *RGt*

51.15 L'Autorità, per il periodo 2008-2011, è orientata a prevedere che l'indice *RGt* venga rivisto periodicamente per tener conto di eventuali recuperi medi di efficienza degli impianti.

Criteri di regolazione tariffaria della distribuzione e della misura

51.16 Per quanto riguarda i costi di distribuzione e di misura, come detto, l'Autorità intende applicare alle imprese elettriche minori operanti nelle isole minori non interconnesse, le stesse regole e gli stessi meccanismi previsti per le imprese continentali.

51.17 Potranno pertanto trovare applicazione i regimi tariffari definiti per la generalità della clientela, i meccanismi di perequazione generale della distribuzione e della misura, nonché il regime di perequazione specifica aziendale previsto per l'attività di distribuzione.

51.18 In questi segmenti di attività non si riconoscono motivi per la definizione di una normativa specifica, in quanto si ritiene che i meccanismi previsti per la regolazione generale siano, in linea di principio, sufficienti a garantire l'equilibrio economico-finanziario anche delle imprese esercenti il servizio elettrico sulle isole minori non interconnesse.

16	Si condivide l'approccio delineato nel documento in relazione alla copertura dei costi di distribuzione, misura?
----	--

Sviluppi futuri della regolazione delle imprese elettriche minori

51.19 Gli interventi descritti nei punti precedenti costituiscono un primo passo per una revisione dei criteri di regolazione tariffaria dei sistemi isolati. Nel corso del periodo di regolazione 2008-2011, nella logica di favorire uno sviluppo sempre più economico ed efficiente del settore, l'Autorità intende avviare, con l'avvalimento della Cassa, studi di *benchmarking* volti alla definizione di percorsi individualizzati di recupero di efficienza.

51.20 Considerato che risultano operanti in isole minori anche imprese di maggiori dimensioni, l'Autorità, nella fissazione del tasso di recupero di produttività da assegnare alle imprese elettriche minori operanti nelle isole minori intende tenere conto anche dei livelli di efficienza dei rami di azienda relativi alle isole minori, gestite dal principale operatore della distribuzione.

17	Si condivide l'approccio di gradualità proposto che rimanda al periodo regolatorio successivo la definizione di percorsi più impegnativi di recupero dell'efficienza, basato su analisi comparate che tengano conto anche dei livelli di efficienza raggiunti nei sistemi isolati non gestiti da imprese elettriche minori?
----	---

52 Gradualità per il superamento del vigente regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori operanti su isole non interconnesse

- 52.1 La legge istitutiva dell’Autorità prevede che il sistema tariffario deve *“armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*.
- 52.2 L’esigenza di tenere in dovuta considerazione sia l’equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti, sia la definizione di norme che favoriscano uno sviluppo efficiente del servizio elettrico, rende necessario un percorso di gradualità nell’applicazione della nuova disciplina, che consenta alle imprese di intraprendere tutte le azioni necessarie per adeguare i propri criteri gestionali al nuovo quadro, senza che si producano improvvisi dissesti.
- 52.3 L’Autorità potrebbe prevedere la determinazione di un importo di gradualità, distinto per impresa, da calcolarsi sulla base della differenza, riferita all’anno 2006, tra il costo riconosciuto determinato sulla base dei criteri di integrazione tariffaria a piè di lista vigenti e il costo riconosciuto determinato in applicazione dei nuovi criteri che potrebbero trovare applicazione a partire dall’anno 2008.
- 52.4 La differenza così determinata sarà aggiornata annualmente imponendone una riduzione non inferiore al 5% annuo, e sarà riconosciuta per tutto il periodo di regolazione 2008-2011. Tale meccanismo potrà essere prolungato, al massimo, per un ulteriore periodo di regolazione, prevedendo però una graduale estinzione del contributo aggiuntivo.
- 52.5 Beneficiari del meccanismo di gradualità saranno tutte le imprese elettriche minori ubicate su isole minori non interconnesse, che nell’anno 2007 risultano ammesse ai meccanismi di integrazione tariffaria.

- | | |
|----|---|
| 18 | Si ritiene corretto prevedere meccanismi di gradualità a beneficio delle imprese elettriche minori attualmente ammesse alle integrazioni tariffarie? |
| 19 | Si concorda sulla durata del periodo di riconoscimento, fissato in un massimo di due periodi regolatori? Si ritiene che tale previsione possa da un lato favorire il mantenimento dell’equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti, dall’altro essere di stimolo allo sviluppo di processi di aggregazione tra imprese? |