

Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE A. I. R.

DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER
L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2012-2015 E
DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL
SERVIZIO DI CONNESSIONE

(deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 e deliberazione 26 aprile 2012, 157/2012/R/EEL)

INDICE

Premessa.....	4
Parte I Contesto Normativo.....	5
1 Introduzione	5
2 Normativa generale e procedurale	5
3 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2011.....	9
4 I meccanismi di incentivazione vigenti nel periodo di regolazione 2008-2011	14
5 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione delle utenze passive ..	20
Parte II Motivazioni alla base dell'intervento e obiettivi.....	21
6 Introduzione	21
7 Motivazioni tecniche, economiche e sociali	21
8 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità	23
Parte III Destinatari dell'intervento e processo di consultazione	27
9 Introduzione	27
10 I destinatari dell'intervento	27
11 Il processo di consultazione	27
Parte IV Opzioni esaminate, valutazione e risultati della consultazione	31
12 Introduzione	31
13 Il trattamento dei contributi di connessione.....	31
14 Revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione del capitale investito per il servizio di trasmissione	33
15 Revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi e della tariffa di trasmissione.....	35
16 Vincolo dei ricavi ammessi per le infrastrutture di rete per le imprese distributrici	38
17 Criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica	40
Parte V Provvedimento finale	43
18 Introduzione	43
19 Criteri per la determinazione del costo operativo riconosciuto	43
20 Criteri per la determinazione del capitale investito riconosciuto.....	49
21 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto	50
22 Criteri per la determinazione dell'ammortamento riconosciuto	56
23 Specificità nella determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali della distribuzione.....	57
24 Incentivazione degli investimenti	58
25 Fissazione dei parametri tariffari iniziali	63

26	Regolazione tariffaria del servizio di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici.....	67
27	Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici.....	68
28	Regolazione tariffaria del servizio di misura per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici.....	69
29	Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le imprese distributrici e per i produttori.....	69
30	Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione	72
31	Aggiornamento annuale dei parametri tariffari e delle tariffe obbligatorie.....	73
32	Disposizioni generali per l'applicazione dei corrispettivi.....	75
33	Perequazione generale e meccanismi di integrazione dei ricavi.....	77
34	Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici.....	80
35	Prestazioni patrimoniali imposte.....	81
36	Disposizioni in materia di assetto del servizio di misura.....	82
37	Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione	84

APPENDICI

A1	Elenco dei soggetti partecipanti alla consultazione
A2	Determinazione del capitale investito e dell'ammortamento

PREMESSA

La presente Relazione di analisi di impatto della regolazione (AIR) descrive le fasi del procedimento avviato con deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 31 gennaio 2011, ARG/elt 6/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 6/11), per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione, per il periodo di regolazione 2012 –2015 che si è concluso con l’adozione della deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, inerente “Disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione”, come modificata e integrata con deliberazione 26 aprile 2012, 157/2012/R/eel (di seguito richiamata anche come: deliberazione ARG/elt 199/11).

Il suddetto procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe è stato svolto in parallelo con il procedimento sulla qualità dei servizi avviato con la deliberazione 27 settembre 2010, ARG/elt 149/10.

Entrambi i procedimenti sono stati sottoposti, per gli aspetti più rilevanti, all’analisi di impatto della regolazione, come disciplinata dalla deliberazione dell’Autorità 3 ottobre 2008, GOP 46/08.

PARTE I

CONTESTO NORMATIVO

1 Introduzione

1.1 In questa sezione della Relazione di analisi di impatto della regolazione (AIR) vengono illustrati il contesto normativo e i vincoli di natura giuridica rilevanti ai fini delle determinazioni dell’Autorità in materia di regolazione tariffaria. Nei paragrafi seguenti è riportata la normativa rilevante che è stata considerata nella formulazione e nella definizione delle scelte regolatorie adottate con la deliberazione ARG/elt 199/11, con particolare riferimento alla normativa comunitaria e nazionale di carattere generale e procedurale, ai criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica e del servizio di connessione.

2 Normativa generale e procedurale

La legge 481/95

- 2.1 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”.
- 2.2 Coerentemente con tali obiettivi, l’Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17), da applicarsi in maniera uniforme sull’intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2).
- 2.3 L’articolo 2, comma 12, lettera e), 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. Tale disposizione è ulteriormente specificata all’articolo 2, comma 18, della medesima legge, che individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l’aggiornamento delle tariffe.
- 2.4 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.
- 2.5 Il quadro normativo nell’ambito del quale l’Autorità è chiamata a definire prezzi e corrispettivi per il servizio elettrico si fonda da un lato sulla regolazione dell’accesso alle reti definito nell’ambito delle norme per il mercato interno dell’energia elettrica, consolidatasi

nel c.d. Terzo Pacchetto¹, e dall'altro nella normativa definita a livello europeo nell'ambito del cosiddetto Pacchetto Clima-Energia o *Green Package*² di riduzione delle emissioni climalteranti e di contributo minimo vincolante per le fonti rinnovabili.

Normativa europea sul mercato interno dell'energia elettrica

- 2.6 Nel corso dell'anno 2009 sono state emanate norme a livello comunitario in materia di mercato interno dell'energia elettrica con l'adozione della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che abroga la direttiva 2003/54/CE (di seguito: direttiva 2009/72/CE).
- 2.7 Con la direttiva 2009/72/CE, in una sostanziale continuità di impostazione generale rispetto alla precedente direttiva 2003/54/CE, sono state rafforzate le disposizioni miranti a garantire la terzietà nella gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo della concorrenza nei mercati energetici.
- 2.8 A tal fine, la medesima direttiva 2009/72/CE dispone che:
- a) le Autorità di regolamentazione offrano ai gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione adeguati incentivi tariffari, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l'efficienza, promuovere l'integrazione del mercato e la sicurezza dell'approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate (articolo 37, comma 8);
 - b) ciascun gestore del sistema di distribuzione acquisisca l'energia che utilizza per coprire le perdite di energia e la capacità di riserva del proprio sistema secondo procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato (articolo 25, comma 5);
 - c) le imprese elettriche, indipendentemente dal loro regime di proprietà o dalla loro forma giuridica redigano, sottopongano a revisione e pubblichino i conti annuali secondo le norme della legislazione nazionale sui conti annuali delle società di capitali adottate ai sensi della quarta direttiva 78/660/CEE del Consiglio del 25 luglio 1978.

Normativa nazionale sul mercato interno dell'energia elettrica

- 2.9 Alla base della normativa nazionale sul mercato interno dell'energia elettrica si colloca il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Tale decreto, oltre a definire la struttura organizzativa del settore, prevede alcune norme specifiche per l'accesso e l'uso delle reti di trasmissione nazionale e di distribuzione. Il medesimo provvedimento prevede, inoltre, l'applicazione di specifiche componenti a copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, quali maggiorazioni del servizio di trasporto dell'energia elettrica.
- 2.10 Il decreto legislativo n. 79/99 è stato modificato a seguito del recepimento della direttiva 2009/72/CE, a mezzo del decreto legislativo dell'1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11) che prevede, tra l'altro, disposizioni con riflessi tariffari.
- 2.11 In particolare, il decreto legislativo n. 93/11 dispone che l'Autorità:
- a) adegui i propri provvedimenti affinché, in modo non discriminatorio, in relazione a costi, oneri o tempi, i clienti ricevano tutti i pertinenti dati di consumo e, a tal fine, le

¹ Con la dicitura Terzo Pacchetto si intende la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE.

² Con la dicitura Pacchetto Clima Energia si intende la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

imprese distributrici rendano disponibili tutti i dati di consumo dei clienti finali alle società di vendita (articolo 35 comma 3, lettera b) ;

- b) stabilisca criteri in base ai quali le imprese elettriche ottimizzano l'uso dell'energia elettrica anche introducendo sistemi di misurazione e le reti intelligenti (articolo 35, comma 5);
- c) determini idonei meccanismi volti a promuovere l'unificazione delle reti di trasmissione (articolo 36, comma 10);
- d) individui appositi meccanismi di perequazione specifica aziendale per le imprese di distribuzione con meno di 5000 punti di prelievo e per le imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91 prive dell'attività di produzione (articolo 38, commi 3 e 4);
- e) assicuri condizioni regolatorie appropriate per il funzionamento efficace ed affidabile delle reti dell'elettricità tenendo conto degli obiettivi di lungo termine (articolo 42, comma 1, lettera b),

2.12 Il citato decreto legislativo n. 93/11 prevede, altresì:

- a) con riferimento al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, che:
 - i. i sistemi di accumulo diffusi a batterie possano essere realizzati e gestiti dal gestore del sistema di trasmissione nazionale o dai gestori del sistema di distribuzione (articolo 36, comma 4);
 - ii. il Piano di sviluppo della RTN debba essere sottoposto alla valutazione dell'Autorità, valutazione che dovrà essere tenuta in conto ai fini dell'approvazione del medesimo Piano da parte del Ministero dello sviluppo economico (articolo 36, commi 12 e 13);
- b) con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica e misura, che:
 - i. l'Autorità stabilisca criteri in base ai quali le imprese elettriche ottimizzino l'uso dell'energia elettrica anche introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti (articolo 35, comma 5);
 - ii. il distributore possa realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi a batterie (articolo 36, comma 4);
 - iii. i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge n. 99/09, nonché le altre reti elettriche private, definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della medesima legge (articolo 38, comma 5).

Normativa europea in materia di promozione delle fonti rinnovabili

2.13 Con il cosiddetto *Green Package*, sono state decise le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente, nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20% sul totale dei consumi di energia, con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-20% rispetto al livello del 1990). In relazione allo sviluppo della presente relazione AIR si segnala, in modo particolare, la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (di seguito: direttiva 2009/28/CE) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del *mix* energetico.

2.14 In particolare, l'articolo 16, comma 1, della direttiva sopra citata dispone, tra l'altro, che gli Stati membri adottino *“le misure appropriate per sviluppare l'infrastruttura di rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e il sistema elettrico, in modo da consentire il funzionamento sicuro del sistema elettrico nel far fronte all'ulteriore sviluppo della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili”*.

- 2.15 Il medesimo articolo della citata direttiva (al comma 7) prevede anche specifiche disposizioni tariffarie, richiedendo che *“la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l’elettricità prodotta da fonti rinnovabili, tra cui in particolare l’elettricità da fonti rinnovabili prodotta nelle regioni periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione”*.
- 2.16 Di interesse, in ragione delle possibili ricadute in termini di esigenze di sviluppo delle reti, anche il considerato 28 della direttiva 2009/28/CE, che individua nella mobilità elettrica uno degli strumenti per ridurre il consumo totale di energia nel settore dei trasporti ed aumentarne l’efficienza.
- 2.17 Significativa, nella prospettiva di raggiungimento degli obiettivi del *Green Package*, la Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle regioni recante *“Priorità per le infrastrutture energetiche per il 2020 e oltre. Piano per una rete energetica europea integrata”* del 17 novembre 2010, dove si sottolinea la necessità di garantire lo sviluppo e l’ammodernamento delle infrastrutture energetiche europee e, in particolare, che:
- a) *“le reti elettriche devono essere ammodernate per soddisfare la domanda crescente dovuta ad un profondo cambiamento dell’insieme della catena di valore e dei mix energetici, ma anche alla moltiplicazione delle applicazioni e delle tecnologie che dipendono dall’elettricità come fonte di energia (pompe di calore, veicoli elettrici, idrogeno e celle a combustibile, dispositivi di informazione e di comunicazione, ecc.). È anche urgente estendere e ammodernare le reti per trasportare e bilanciare l’elettricità prodotta da fonti rinnovabili, che dovrebbe più che raddoppiare nel periodo 2007-2020”*;
 - b) *“lo sviluppo dell’infrastruttura energetica permetterà all’UE non soltanto di dotarsi di un mercato interno dell’energia correttamente funzionante, ma le consentirà anche di rafforzare la sicurezza dell’approvvigionamento, di integrare le fonti rinnovabili e di accrescere l’efficienza energetica. Ai consumatori permetterà di beneficiare delle nuove tecnologie e dell’uso efficiente dell’energia”*.
- 2.18 A questo si aggiunga la comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle regioni recante *“Reti intelligenti: dall’innovazione all’introduzione”* del 14 aprile 2011 nella quale si sottolinea che:
- a) *“senza una seria ottimizzazione delle reti e dei sistemi di misurazione attuali, la produzione di energia da fonti rinnovabili arriverà a un punto di stallo, la sicurezza delle reti sarà compromessa, si perderanno varie opportunità per realizzare l’efficienza e il risparmio energetico e, infine, il mercato interno dell’energia si svilupperà a un ritmo molto più lento”*;
 - b) *“i vantaggi delle reti intelligenti sono ormai riconosciuti. Si tratta di reti che riescono a gestire un’interazione e una comunicazione diretta tra i consumatori (famiglie o imprese), gli altri utenti della rete e i fornitori di energia e che offrono al consumatore possibilità senza precedenti di controllo e gestione diretta dei modelli di consumo individuale, fornendo nel contempo forti incentivi ad utilizzare l’energia in modo efficiente quando, ad esse, si associa un sistema di tariffazione basato sugli orari di consumo. Una rete gestita meglio e in modo più mirato è anche più sicura e meno costosa. Le reti intelligenti, che saranno l’asse portante del futuro sistema energetico senza emissioni di CO₂, permetteranno di sfruttare enormi volumi di energia rinnovabile – sia offshore sia terrestre – e di integrare nel sistema anche i veicoli elettrici, continuando oltretutto ad offrire la possibilità di produrre elettricità in modo convenzionale e a garantire l’adeguatezza del sistema energetico”*.

Normativa nazionale in materia di promozione delle fonti rinnovabili

- 2.19 La direttiva 2009/28/CE è stata recepita nel quadro normativo nazionale dal decreto legislativo marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo n. 28/11) che, nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96, definisce “*gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessario per il conseguimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti*”, prevedendo norme specifiche finalizzate a promuovere interventi di sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, in particolare quelli relativi alle *smart grid*, all’auto elettrica e ai sistemi di accumulo delle reti di trasmissione.
- 2.20 Il citato decreto legislativo n. 28/11, introduce importanti novità legislative prevedendo, tra l’altro:
- a) con riferimento al servizio di trasmissione dell’energia elettrica, che:
 - i. venga prevista un’apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN), predisposto da Terna S.p.a. (di seguito: Terna), che individui gli interventi necessari per assicurare l’immissione e il ritiro integrale dell’energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio (articolo 17, comma 2);
 - ii. al fine di facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili, il Piano di sviluppo della RTN possa includere sistemi di accumulo dell’energia elettrica (articolo 17, comma 3);
 - iii. l’Autorità assicuri che la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle infrastrutture di trasmissione tenga adeguatamente conto dell’efficacia ai fini del ritiro dell’energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, anche con differenziazioni per zone di mercato e tecnologie di accumulo (articolo 17, comma 4);
 - b) con riferimento al servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica, che:
 - i. ai distributori di energia elettrica che effettuino interventi di ammodernamento secondo i concetti di *smart grid* (consistenti prioritariamente in sistemi per il controllo, la gestione e la regolazione dei carichi e delle unità di produzione, ivi inclusi i sistemi di ricarica delle auto elettriche) nel rispetto delle caratteristiche definite dall’Autorità, sia riconosciuta una maggiorazione della remunerazione del capitale investito in relazione a tali interventi (articolo 18, commi 1 e 2);
 - ii. le imprese distributrici rendano pubblico annualmente il proprio piano di sviluppo, predisposto in coordinamento con Terna. e in coerenza con il Piano di sviluppo della RTN, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione (articolo 18, comma 3).

3 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel periodo 2008-2011

- 3.1 Nel seguente capitolo si fornisce una sintetica descrizione, con finalità di tipo puramente ricognitivo, del quadro della regolamentazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica in vigore per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito richiamato anche come TPR), di cui alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07 ed al relativo Allegato A (di seguito: TIT 2008-2011).

Criteri generali per la regolazione tariffaria: il costo riconosciuto

- 3.2 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio, il costo riconosciuto, che comprende:
- a) costi operativi riconosciuti, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
 - b) gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
 - c) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 3.3 Ai fini della determinazione dei costi operativi riconosciuti per il TPR, l'Autorità ha dato sostanziale continuità con i principi contenuti nelle disposizioni della legge 27 ottobre 2003, n. 290/03 (di seguito: legge n. 290/03), relative al periodo di regolazione 2004-2007, prevedendo una “*simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del price-cap*” e, a differenza di quanto previsto nel periodo di regolazione 2004-2007, ha limitato l'applicazione del *price-cap* esclusivamente alle quote parti delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi operativi.
- 3.4 Il livello di recupero di produttività (*X-factor*) per il TPR è stato fissato con l'obiettivo di completare il trasferimento ai clienti finali delle maggiori efficienze già conseguite dagli esercenti nel secondo periodo di regolazione (entro 8 anni per i servizi di trasmissione e distribuzione ed entro 6 anni per il servizio di misura), fissando pari a zero l'obiettivo di ulteriore riduzione (in termini reali) dei costi operativi.
- 3.5 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (CIR) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel periodo 2008-2011 è stato determinato a partire dalle seguenti voci:
- a) immobilizzazioni nette;
 - b) “fondo pensione elettrici”;
 - c) capitale circolante netto;
 - d) trattamento fine rapporto (posta rettificativa del CIR), al netto degli oneri finanziari connessi alla rivalutazione del medesimo.
- 3.6 Il valore delle immobilizzazioni nette è stato ottenuto applicando il criterio del costo storico rivalutato, in continuità con i precedenti periodi di regolazione, e considerando i cespiti non completamente ammortizzati al 31 dicembre 2006.
- 3.7 In discontinuità con il precedente periodo di regolazione, sono stati portati in deduzione del capitale investito netto riconosciuto i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e per nuove connessioni con contributo a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, che continua a essere portata in deduzione dei costi operativi).
- 3.8 Fermo restando quanto riportato al precedente punto 3.3, l'ammortamento riconosciuto in tariffa è stato determinato linearmente a partire dai valori delle durate convenzionali dei cespiti definite dall'Autorità, sulla base alla vita utile residua dei cespiti stessi.
- 3.9 Il tasso di rendimento del capitale investito reale *pre tax* è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*) in misura pari al: 6,9% per il servizio di trasmissione, 7,0% per il servizio di distribuzione e 7,2% per il servizio di misura³.

³ Cfr. Relazione AIR della deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07.

Servizio di trasmissione

- 3.10 Le disposizioni relative alla regolazione economica del servizio di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, per il TPR, sono contenute nell'articolo 5 del TIT 2008-2011, che prevede l'applicazione, da parte delle imprese distributrici a tutti i clienti finali, ad esclusione dei domestici, di una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione composta dalla componente tariffaria TRAS, espressa in centesimi di euro/kWh, non differenziata per fasce orarie; per i clienti domestici, la tariffa di trasmissione è implicitamente inclusa nelle componenti delle tariffe D2 e D3.
- 3.11 L'articolo 18 del TIT 2008-2011 definisce le regole di aggiornamento annuale delle componenti tariffarie a copertura dei costi di trasmissione, prevedendo in particolare che la quota parte di tali componenti a copertura dei costi operativi sia aggiornata annualmente attraverso l'applicazione del *price cap* e che le quote parte relative alla remunerazione del capitale investito riconosciuto e agli ammortamenti siano aggiornate per tener conto della rivalutazione degli *asset* esistenti e dei nuovi investimenti realizzati.
- 3.12 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di trasmissione per le imprese distributrici è prevista dagli articoli 13 e 14 del TIT 2008-2011. In particolare, l'articolo 13 prevede che ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla RTN e dai punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione 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 impresa distributtrice nei punti di interconnessione virtuale alla RTN in alta tensione, opportunamente corretta per le perdite.
- 3.13 L'articolo 14 del TIT 2008-2011 prevede che la medesima componente CTR sia applicata ai prelievi di energia elettrica, opportunamente corretti per tener conto delle perdite di rete, effettuati da imprese di distribuzione in punti di interconnessione con altre reti di distribuzione.
- 3.14 Il TIT 2008-2011 prevede inoltre agevolazioni per la generazione distribuita in considerazione dei costi di trasmissione evitati da tali impianti di produzione. Ai sensi del comma 13.1, lettera b), del medesimo TIT 2008-2011, ciascuna impresa distributtrice riconosce al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso 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.
- 3.15 Con la deliberazione 29 dicembre 2009 ARG/elt 203/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 203/09), in ottemperanza alle disposizioni della legge n. 99/09 (articolo 33, comma 5), è stato soppresso il comma 16.1 del TIT che prevede l'applicazione di un corrispettivo a carico dei produttori a copertura dei costi per il servizio di trasmissione relativo all'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Servizio di distribuzione

- 3.16 La regolazione economica relativa all'erogazione del servizio di distribuzione nel periodo 2008-2011 è basata su di un sistema di vincoli ai ricavi ammessi e tariffe obbligatorie (definite dall'Autorità), a differenza di quanto previsto nei periodi regolatori precedenti in cui era in vigore un sistema di vincoli ed opzioni tariffarie (definite, entro certi limiti, dalle imprese distributrici).

- 3.17 In continuità con il passato, anche per il TPR l'Autorità ha previsto meccanismi tariffari differenziati tra clienti non domestici e clienti domestici ai fini dell'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 3.18 In particolare, per le utenze corrispondenti a punti di prelievo nella titolarità dei clienti non domestici, ai sensi dell'articolo 7 del TIT 2008-2011, ciascuna impresa distributrice è tenuta ad applicare una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione. Tale tariffa ha una struttura trinomica (salvo che nel caso delle utenze di illuminazione pubblica e delle utenze in alta e altissima tensione) e, per alcune tipologie contrattuali, prevede corrispettivi a scaglioni assoluti definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale.
- 3.19 Per le utenze corrispondenti a punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali domestici, invece, l'Autorità ha previsto un sistema basato su tariffe obbligatorie (D2 e D3), che garantiscono la copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura, applicate a tutti i clienti domestici e fissate in funzione della tariffa di riferimento D1, che riflette l'effettivo costo del servizio.
- 3.20 Contestualmente alla previsione di una tariffa obbligatoria, con l'articolo 6.1 del TIT 2008-2011, l'Autorità ha definito, con riferimento a ciascuna tipologia contrattuale, un ricavo massimo annuo conseguibile a copertura dei costi sostenuti per lo svolgimento del servizio di distribuzione. Il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base della tariffa di riferimento TV1 e della tariffa D1.
- 3.21 I criteri di aggiornamento delle componenti delle tariffe TV1 e D1 prevedono l'applicazione del meccanismo del *price-cap* esclusivamente con riferimento alla quota parte dei parametri tariffari destinati alla copertura dei costi operativi. La quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti a remunerazione del capitale investito è stata rivista annualmente, tenendo conto della dinamica degli investimenti e degli ammortamenti relativi a nuove infrastrutture e della rivalutazione degli *asset* esistenti.
- 3.22 Il TIT 2008-2011 prevede altresì specifici meccanismi di perequazione⁴ che consentono la redistribuzione dei ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione tra le varie imprese di distribuzione, al fine di garantire che ciascuna di esse consegua il ricavo ammesso dalla tariffa TV1 e dalla tariffa D1.
- 3.23 Ulteriori meccanismi di perequazione (disciplinati dagli articoli da 34 a 38 del TIT 2008-2011) consentono di bilanciare costi e ricavi delle imprese distributrici a fronte del vincolo di uniformità della tariffa sul territorio nazionale, previsto dalla legge n. 481/95, compensando 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.
- 3.24 Il regime di perequazione generale è inoltre affiancato da una perequazione specifica aziendale (di seguito: PSA) che permette alle imprese distributrici di ottenere, sulla base di specifiche istruttorie individuali, il riconoscimento dei maggiori costi del servizio derivanti da fattori non catturati in maniera adeguata dal regime di perequazione generale.
- 3.25 Infine, si segnala che, con deliberazione 18 marzo 2009, ARG/elt 31/09, l'Autorità ha introdotto disposizioni tariffarie specifiche, con impatto prevalente sui meccanismi perequativi e senza effetti diretti sugli utenti della rete, per consentire la gestione, all'interno del periodo di regolazione, degli effetti connessi al trasferimento delle linee in alta tensione

⁴ Tali meccanismi si applicano a tutte le imprese distributrici di energia elettrica, ad eccezione delle imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

di Enel Distribuzione S.p.A. a Terna e la contestuale inclusione di tali linee nel perimetro della RTN.

Specificità nella determinazione dei costi riconosciuti: le attività commerciali della distribuzione

- 3.26 Il costo riconosciuto a copertura dei costi relativi alle attività commerciali della distribuzione è stato determinato in coerenza con i criteri di carattere generale previsti per l'attività di distribuzione.
- 3.27 L'aspetto più critico nella definizione del costo riconosciuto per la commercializzazione del servizio relativamente alle imprese di distribuzione è connesso alla definizione del perimetro delle attività. Tali attività fino all'anno 2007 venivano svolte dalle imprese distributrici congiuntamente alle attività di natura commerciale connesse al servizio di vendita dell'energia elettrica. A partire dall'anno 2008, secondo le disposizioni del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2007, n. 125, le imprese distributrici di maggiori dimensioni sono tenute ad operare mediante società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela.
- 3.28 L'Autorità ha conseguentemente adeguato il proprio schema di regolazione distinguendo, ai fini della definizione dei corrispettivi a copertura dei costi di commercializzazione, due distinti regimi: un regime per le imprese distributrici che hanno costituito una società separata per la vendita ai clienti in maggior tutela e un regime per le imprese distributrici che continuano a erogare, in modo integrato, anche il servizio di maggior tutela.
- 3.29 Rispetto a tale modifica sono emerse forti difficoltà a ricavare informazioni, anche extracontabili, al fine di poter ricostruire con sufficiente dettaglio e, soprattutto, con sufficiente affidabilità, le diverse voci di costo afferenti i rispettivi perimetri di attività. Tali difficoltà hanno indotto l'Autorità ad adottare una soluzione transitoria atta a coniugare le esigenze di promozione della concorrenza con quelle di tutela dei consumatori, nel rispetto del vincolo di garanzia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese esercenti.
- 3.30 Tale soluzione ha previsto la fissazione del costo riconosciuto per l'anno 2008 sulla base delle migliori informazioni disponibili, basate sui costi di commercializzazione riportati nei conti annuali separati dalle imprese di distribuzione con riferimento all'anno 2006, opportunamente corretti per tener conto della perdita di sinergie e valutando l'impatto dello scorporo delle attività relative alla commercializzazione del servizio di maggior tutela, coerentemente con le scelte operate parallelamente nello svolgimento del procedimento per la determinazioni del costo riconosciuto relativo alle attività commerciali del servizio di vendita al dettaglio, tenendo conto delle evidenze dei dati di pre-consuntivo disponibili per l'anno 2007.
- 3.31 Al fine di garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese nella fase di transizione, il costo riconosciuto è stato rivisto *ex post* in ciascun anno del periodo di regolazione, sulla base dei dati di consuntivo rilevati dalle imprese di distribuzione.

Servizio di misura

- 3.32 La regolazione del servizio di misura è prevista agli articoli da 20 a 30 del TIT 2008-2011.
- 3.33 Tali disposizioni prevedono che, in coerenza con il precedente periodo di regolazione, le responsabilità del servizio di misura rimangano in capo ai medesimi soggetti. Anche con riferimento agli obblighi di installazione dei misuratori, l'Autorità si è limitata ad una revisione organica della normativa vigente, riprendendo gli obblighi già in essere alla luce del nuovi assetti di mercato. In particolare, il TIT 2008-2011 reca disposizioni inerenti le caratteristiche minime dei misuratori di energia elettrica relativi a punti di prelievo in

altissima, alta e media tensione. Per quanto riguarda i punti di prelievo e di immissione in bassa tensione, il TIT 2008-2011 rimanda alle disposizioni e agli obblighi di installazione già contenuti nella deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06).

- 3.34 Dal 2008, l'articolazione dei corrispettivi tariffari per il servizio di misura ha previsto la separata evidenza dei costi riconosciuti a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 3.35 La regolazione economica per l'erogazione del servizio di misura è invece prevista dall'articolo 25 del TIT 2008-2011, con riferimento all'erogazione del servizio a punti di prelievo corrispondenti a clienti finali. In particolare, il TIT 2008-2011 prevede che, ai fini della remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica, i titolari di punti corrispondenti a clienti finali riconoscano all'impresa distributrice la tariffa MIS a remunerazione delle attività di installazione e di manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 3.36 Il TIT 2008-2011 (articolo 40) prevede inoltre uno specifico meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione, tramite il quale attribuire la remunerazione riconosciuta agli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione (ivi incluse le quote di ammortamento relative a misuratori elettromeccanici in bassa tensione dismessi prima del termine della vita utile), nonché in sistemi raccolta dei dati di misura (c.d. *telegestione*), alle sole imprese distributrici che abbiano effettivamente realizzato tali investimenti.

4 I meccanismi di incentivazione vigenti nel periodo di regolazione 2008-2011

Introduzione

- 4.1 Nel presente capitolo è delineato, in termini sintetici e con finalità di tipo puramente ricognitivo, il quadro dei meccanismi di incentivazione, inclusi i meccanismi di incentivazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica in vigore fino al 31 dicembre 2011.

Trasmissione dell'energia elettrica

- 4.2 In relazione al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, nel periodo di regolazione 2008-2011, l'Autorità ha previsto una serie di meccanismi tariffari finalizzati a promuovere gli investimenti infrastrutturali:
- a) maggiorazione del rendimento base (*WACC*) riconosciuto sul capitale investito, limitatamente ad alcune categorie dei nuovi investimenti entrati in esercizio (di seguito: maggiorazione del *WACC*), disciplinato dall'articolo 19 del TIT 2008-2011;
 - b) incentivo all'accelerazione degli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, introdotto con l'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 188/08 e disciplinato con deliberazione ARG/elt 87/10;
 - c) meccanismo di garanzia dei ricavi, introdotto con l'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08.

Maggiorazione del *WACC*

- 4.3 Il meccanismo di maggiorazione del *WACC*, attivo nel periodo 2008-2011 (comma 19.6 del TIT), prevede che agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di

trasmissione, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, sia riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per le relative durate, in base alla seguente classificazione:

- a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
- b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
- c) I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.

4.4 Alla maggiorazione del *WACC* l'Autorità ha, infine, deciso di associare un meccanismo di responsabilizzazione del soggetto regolato, prevedendo la limitazione del riconoscimento dei costi ambientali⁵ e/o compensativi⁶ sostenuti dal concessionario del servizio⁷. Il meccanismo prevede una riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, nel caso in cui i costi ambientali e compensativi sostenuti dall'esercente risultino superiori al livello efficiente individuato dall'Autorità (fissato pari al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico). In particolare, alla quota di costi compensativi e/o ambientali eccedente il livello efficiente, è applicato un tasso di remunerazione ridotto, pari al costo del capitale di debito (4,9%, per il periodo di regolazione 2008-2011).

Incentivazione all'accelerazione degli investimenti

4.5 L'Autorità, con deliberazione ARG/elt 188/08, ha introdotto un meccanismo di incentivo all'accelerazione degli investimenti (applicato in forma sperimentale per il periodo 2010-2011), al fine di promuovere l'accelerazione dell'entrata in esercizio di nuove infrastrutture di trasmissione strategiche per lo sviluppo della concorrenza.

4.6 La deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 87/10), con cui sono disciplinate in dettaglio le modalità applicative di tale meccanismo (ad accesso facoltativo), prevede due schemi incentivanti tra loro complementari ed integrati:

- a) il riconoscimento della maggior remunerazione (+3%) anche sulle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti rientranti nella categoria I=3, a fronte del raggiungimento di predeterminate *milestone*⁸ di sviluppo (fissate dall'Autorità su proposta dell'operatore ed afferenti gli interventi di cui al successivo punto b);
- b) un meccanismo che, in relazione ad un insieme di interventi di particolare rilievo strategico, individuati *ex-ante* dall'Autorità su proposta dell'operatore, prevede l'applicazione di premi o penalità economiche in funzione dell'anticipo o del ritardo rispetto alla data obiettivo prevista per il completamento di ogni singolo intervento.

4.7 La deliberazione ARG/elt 87/10 (comma 11.1) stabilisce che il periodo di prima applicazione del meccanismo faccia riferimento agli anni 2012-2015 e che il meccanismo

⁵ Per costi ambientali si intendono i costi capitalizzati endogeni al servizio (ad es. varianti di progetto che comportino soluzioni più onerose del preventivato) conseguenti a normative nazionali o locali.

⁶ Per costi compensativi si intendono i costi capitalizzati compensativi, esogeni al servizio (ad es. opere di miglioria di aree pubbliche concordate con gli enti locali che ospitano le infrastrutture di rete) conseguenti a normative nazionali o locali.

⁷ Cfr. par. 20.10 e successivi della Relazione AIR alla deliberazione n. 348/07.

⁸ *Milestone* sono le date (anno) di un obiettivo intermedio di un intervento di sviluppo, fissate dall'Autorità e rappresentative del raggiungimento e/o entrata in esercizio di elementi significativi o rilevanti dell'intervento medesimo e le *milestone* autorizzative (cfr definizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 87/10).

stesso sia applicato in via sperimentale a partire dal periodo di regolazione 2008-2011⁹. In particolare, nel periodo transitorio, trova applicazione il solo schema incentivante di cui al precedente punto 4.6, lettera a), mentre non è attiva la parte relativa al meccanismo di premi/penalità.

Meccanismo di garanzia dei ricavi

- 4.8 Con la citata deliberazione ARG/elt 188/08 l'Autorità, in considerazione della particolare congiuntura economica, ha ritenuto opportuno attuare interventi tesi a limitare la rischiosità connessa a possibili forti oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze "limite", mettere a rischio il piano di investimenti sulla RTN.
- 4.9 In tale prospettiva, tenuto conto della necessità di bilanciare rischi e opportunità in capo a imprese e clienti finali, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, ad accesso facoltativo da esercitarsi entro il 31 marzo 2009, applicabile alla restante parte del periodo di regolazione (anni 2009-2011). Tale meccanismo consente all'impresa di trasmissione di non risentire, in termini di variazione del ricavo, delle oscillazioni della domanda eccedenti la soglia fisiologica dello 0,5%.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: la qualità del servizio

- 4.10 Con la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 (di seguito: deliberazione n. 341/07), l'Autorità ha introdotto in via sperimentale la regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011, prevedendo i seguenti strumenti:
- a) meccanismo di premi-penalità della qualità del servizio di trasmissione (articoli 3-9 dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07);
 - b) valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità e relativa decurtazione a seguito di mancati adempimenti ad ordini di manovra in occasione di disalimentazioni (articoli 10 e 10bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 341/07);
 - c) penalità per interruzioni eccedenti lo *standard* di durata di 2 ore, previste dall'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica – periodo di regolazione 2008-2011" (di seguito: TIQE 2008-2011);
 - d) compartecipazione alle penalità previste dalla regolazione individuale del numero annuo di interruzioni per utenti delle reti di distribuzione in media tensione (Titolo 5 della parte I del TIQE 2008-2011, in particolare il comma 34.9);
 - e) compartecipazione ai rimborsi ai clienti finali alimentati in media e bassa tensione per interruzioni di durata prolungata (Titolo 7 della parte I del TIQE 2008-2011, in particolare il comma 46.2).
- 4.11 In particolare, la regolazione incentivante relativa al meccanismo di premi e penalità di cui al precedente punto 4.10, lettera a) si basa sulla *performance* effettiva del gestore della rete di trasmissione nazionale in termini di continuità e fa riferimento a tre indicatori di continuità del servizio:
- a) energia non fornita di riferimento (ENSR), determinata mediante somma dell'energia non fornita in tutti gli eventi che hanno interessato la RTN e con l'applicazione di una funzione di smussamento e saturazione per trattare gli incidenti rilevanti;
 - b) numero di disalimentazioni per utente direttamente connesso alla RTN (NDU), valutato per tutti i tipi di utenti e per ciascuna Area Operativa del gestore della rete di trasmissione nazionale;
 - c) quota di utenti RTN senza disalimentazioni QSD, valutato sia per l'intera rete sia per ciascuna Area Operativa del gestore della medesima RTN.

⁹ Cfr. deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2010, ARG/elt 130/10.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: gli incentivi sul dispacciamento

- 4.12 La deliberazione 29 dicembre 2008, ARG/elt 206/08 ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione basato su premi e penalità per il gestore della rete di trasmissione nazionale in relazione all'attività di dispacciamento, che integra lo schema incentivante previsto a partire dall'anno 2008 dalla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 351/07. I meccanismi di premi e penalità per l'operatore, correlati ai quantitativi delle risorse approvvigionate nel mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: MSD), sono stati poi completati ed estesi prima all'anno 2009 e poi, con la deliberazione 29 dicembre 2009, ARG/elt 213/09, al triennio 2010-2012.
- 4.13 Il meccanismo di remunerazione incentivante, previsto nell'ambito dell'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, è un meccanismo pluriennale di premi e penalità che prevede:
- a) un premio unitario nel caso in cui il quantitativo delle risorse approvvigionate nel mercato dei servizi di dispacciamento sia inferiore ad un livello obiettivo minimo; il premio è dimensionato così da risultare intermedio tra l'onere sostenuto dal gestore della rete di trasmissione nazionale per raggiungere il risultato richiesto e il beneficio atteso dal sistema nel suo complesso, in termini di costo delle risorse che non è stato necessario approvvigionare nell'MSD, e utilizza come variabile per misurare la prestazione del gestore l'entità delle risorse approvvigionate dal medesimo gestore nel MSD;
 - b) un livello massimo di penalità applicate al gestore in caso di aumento dell'entità delle risorse approvvigionate nel MSD, rispetto al livello dell'obiettivo minimo.

Distribuzione dell'energia elettrica

- 4.14 In relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, nel periodo di regolazione 2008-2011, l'Autorità ha previsto i seguenti meccanismi tariffari finalizzati alla promozione degli investimenti:
- a) maggiorazione del rendimento base (*WACC*) riconosciuto sul capitale investito, limitatamente ad alcune categorie dei nuovi investimenti entrati in esercizio, disciplinato dall'articolo 11 del TIT 2008-2011;
 - b) meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a *forfait*, introdotto con la deliberazione ARG/elt 203/09.

Maggiorazione del *WACC*

- 4.15 A partire dal 2008, con la deliberazione 348/07, anche per il servizio di distribuzione è stato attivato un meccanismo tariffario finalizzato alla promozione di particolari categorie di investimenti ritenute utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione e per le quali si è ritenuto che la regolazione incentivante della qualità del servizio possa rivelarsi non sufficiente. Tale meccanismo è fondato sulla logica della maggiorazione del *WACC* già descritta in relazione al servizio di trasmissione.
- 4.16 L'articolo 11 del TIT 2008-2011, in particolare, stabilisce che il tasso di remunerazione complessivo associato al singolo investimento incentivato sia dato dalla somma del tasso di remunerazione base (pari al 7% nel periodo di regolazione 2008-2011) e di un'extra-remunerazione pari al 2%, in relazione ad alcune specifiche categorie di investimento.
- 4.17 Più in dettaglio, l'extra-remunerazione sopra citata è riconosciuta, per le relative durate, alle seguenti tipologie di investimento (comma 11.4 del TIT 2008-2011):
- a) D=1 investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: per 8 anni;

- b) D=2 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite; installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione: per 8 anni ;
 - c) D=3 investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: per 12 anni;
 - d) D=4 investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grid*): per 12 anni.
- 4.18 In merito all'incentivazione alle *smart grid*, il TIT 2008-2011 prevede l'attivazione di una serie di progetti-pilota finalizzati a sperimentare l'introduzione di tecnologie innovative che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti) allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.
- 4.19 Ai sensi del comma 11.7 del TIT 2008-2011, l'Autorità, con la deliberazione 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10 come successivamente modificata e integrata, ha definito, procedure e criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grid*. La procedura ha portato all'ammissione al trattamento incentivante di otto progetti-pilota¹⁰.
- 4.20 Gli esiti delle sperimentazioni saranno resi pubblici dall'Autorità e concorreranno alla formulazione di una più mirata regolazione incentivante degli investimenti connessi alla evoluzione delle reti di distribuzione verso il modello *smart grid*.

Meccanismo di garanzia dei ricavi da contributi di connessione a forfait

- 4.21 In considerazione della particolare congiuntura economica, l'Autorità nel 2009, con deliberazione ARG/elt 203/09 (articolo 1), ha ritenuto di attivare (a valere sul biennio 2010-2011) un meccanismo di perequazione ad accesso facoltativo, destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione, in analogia con il meccanismo di garanzia dei ricavi di trasmissione, introdotto con la deliberazione ARG/elt 188/08.

Meccanismi di incentivazione non tariffaria: la qualità del servizio¹¹

- 4.22 La normativa riguardante la regolazione incentivante della continuità del servizio di distribuzione è definita nella Parte I del TIQE 2008-2011, al Titolo 4 e Titolo 5. I tre meccanismi incentivanti sono:
- a) la regolazione della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, finalizzate ai recuperi di continuità del servizio;
 - b) gli *standard* e gli indennizzi automatici per i clienti alimentati in media tensione in relazione al numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe;
 - c) gli *standard* e gli indennizzi automatici per i clienti finali alimentati in media e bassa tensione che subiscono interruzioni di lunga durata.
- 4.23 Più in dettaglio, con riferimento al meccanismo di cui alla lettera a) del precedente punto 4.22, la regolazione incentivante per ambiti territoriali della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, è basata sulla determinazione di livelli tendenziali di continuità del servizio, per ciascun anno del periodo di regolazione, differenziati per ambito territoriale in relazione al livello effettivo misurato

¹⁰ Cfr. deliberazione ARG/elt 12/11 e deliberazione ARG/elt 61/11. Per una descrizione sintetica dei progetti e della valutazione dei medesimi si veda in particolare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 12/11.

¹¹ Per un'analisi più approfondita si rimanda al DCO 15/11, emanato nell'ambito del parallelo processo di consultazione in materia di qualità del servizio.

all'inizio del periodo e “convergenti verso livelli obiettivo secondo una funzione di miglioramento”¹².

- 4.24 Sono previsti tetti massimi agli incentivi e alle penalità con lo scopo di contenere il rischio economico per le imprese distributrici.
- 4.25 Per quanto riguarda il meccanismo di cui al precedente punto 4.22, lettera b), la regolazione individuale delle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti MT, introdotta nel 2006, prevede *standard* specifici sul numero massimo annuo di interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità delle imprese distributrici, differenziati per grado di concentrazione. In caso di mancato rispetto dello *standard* specifico all'impresa distributtrice è applicata una penalità per ciascuna interruzione in eccesso rispetto allo *standard* stesso, fino ad un numero massimo di interruzioni penalizzabili pari a tre volte lo *standard* specifico¹³.
- 4.26 Con riferimento, infine, al precedente punto 4.22, lettera c), il TIQE 2008-2011 prevede *standard* e rimborsi automatici per i clienti finali alimentati in media e bassa tensione che subiscono interruzioni di lunga durata. Gli *standard* di tempo massimo prima del ripristino dell'alimentazione sono definiti, in misura differenziata per grado di concentrazione e per livello di tensione, dalla tabella 8 della Parte I del TIQE 2008-2011. La tabella 9 della Parte I del TIQE 2008-2011 definisce i rimborsi automatici a favore dei clienti in media e bassa tensione in caso di superamento di tali tempi massimi.

Misura dell'energia elettrica

- 4.27 In relazione al servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2008-2011 l'Autorità non ha previsto l'attivazione di meccanismi tariffari di incentivazione agli investimenti quali quelli introdotti per i servizi di trasmissione e distribuzione.
- 4.28 Occorre tuttavia segnalare che il servizio di misura, per effetto delle disposizioni della deliberazione n. 292/06, nel corso del periodo 2008-2011 ha assistito ad un considerevole flusso di nuovi investimenti connessi alla sostituzione (obbligatoria, secondo scadenze disciplinate dal comma 8.1 della deliberazione n. 292/06) dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici nei punti di prelievo alimentati in bassa tensione.
- 4.29 In merito, l'Autorità ha ritenuto opportuno, in una logica di sostegno al processo di rinnovo del parco misuratori in bassa tensione, incrementare la quota di ammortamento riconosciuta in tariffa per il servizio di misura, valorizzando la dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici in bassa tensione non ancora completamente ammortizzati, per poter procedere all'installazione di nuovi misuratori elettronici compatibili con le disposizioni della deliberazione n. 292/06. Più in dettaglio, al valore della quota di ammortamento riconosciuta per i misuratori BT installati al 31 dicembre 2006 è stata sommata una quota aggiuntiva di ammortamento in relazione ai misuratori in bassa tensione dismessi prima della fine della vita utile *standard* (pari a 20 anni)¹⁴.

¹² La regolazione incentivante della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe è in vigore dall'anno 2000. Dall'anno 2004 è stato adottato un sistema di determinazione dei livelli tendenziali convergenti verso il livello obiettivo da raggiungersi da parte di ogni ambito territoriale entro il 2015. La regolazione incentivante del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi è in vigore dall'anno 2008 e prevede il raggiungimento del livello obiettivo da parte di ogni ambito territoriale entro il 2019.

¹³ Il cliente MT percepiva tale penalità sottoforma di indennizzo automatico, solo se aveva il proprio impianto adeguato ai sensi delle delibere dell'Autorità e delle norme CEI.

¹⁴ Cfr. par. 17.21 e seguenti della Relazione AIR della deliberazione n. 348/07.

5 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione delle utenze passive

- 5.1 Con l'Allegato B della deliberazione n. 348/07, recante "*Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione*" (di seguito: TIC 2008-2011), l'Autorità ha proceduto a un riordino della normativa in materia di connessioni di clienti finali, precedentemente contenute in diversi provvedimenti emanati tra il 1986 e il 1993 dal Comitato Interministeriale dei Prezzi, con minimi interventi di aggiornamento, anche in relazione all'avvenuta liberalizzazione del mercato elettrico.
- 5.2 Nel corso del TPR, con la deliberazione 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10, successivamente integrata dalla deliberazione 30 giugno 2010, ARG/elt 103/10, l'Autorità ha introdotto una modifica nella disciplina tariffaria delle connessioni con particolare riferimento alle connessioni temporanee alle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

PARTE II

MOTIVAZIONI ALLA BASE DELL'INTERVENTO E OBIETTIVI

6 Introduzione

- 6.1 La presente Parte II illustra gli obiettivi e le motivazioni alla base dell'intervento di revisione dei criteri tariffari per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015.

7 Motivazioni tecniche, economiche e sociali

- 7.1 Le motivazioni di carattere tecnico-economico degli interventi di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché del servizio di connessione, sono direttamente desumibili dalla legge n. 481/95, ove è precisato che l'Autorità è chiamata a:
- definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
 - promuovere la tutela degli interessi degli utenti e dei consumatori;
 - assicurare un livello adeguato della qualità del servizio;
 - garantire l'equilibrio economico – finanziario delle imprese;
 - promuovere la concorrenza e l'efficienza.
- 7.2 La presenza di infrastrutture di rete gestite in regime di esclusiva sulla base di concessioni rilasciate dallo Stato richiede interventi di regolazione sia ai fini della fissazione delle tariffe di accesso e uso delle reti, sia ai fini della definizione di adeguati *standard* di qualità, che impediscano alle imprese di aumentare i propri margini attraverso riduzioni nella qualità del servizio erogato, con conseguente perdita di benessere per i clienti finali.
- 7.3 La medesima legge n. 481/95, stabilisce che, nella definizione del regime tariffario, siano armonizzate le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese, di tutela dei consumatori e di promozione dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Il regime tariffario deve altresì garantire la copertura dei costi derivanti dall'erogazione del servizio, prevedendo una trasparente attribuzione dei medesimi agli utilizzatori del servizio.
- 7.4 L'intervento regolatorio dell'Autorità deve inoltre essere volto alla promozione della concorrenza nel settore elettrico. La regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura può avere un impatto significativo sullo sviluppo della concorrenza nella fase della filiera elettrica aperte al mercato (generazione e vendita), sia garantendo un trattamento non discriminatorio tra i clienti del servizio, sia favorendo l'adeguato sviluppo delle infrastrutture¹⁵.

Elementi di contesto

- 7.5 Il periodo di regolazione 2012-2015 si inserisce in un quadro di rapida evoluzione del sistema elettrico. Sulla spinta degli obiettivi fissati con il cosiddetto *Green Package* e del sistema di incentivi allo sviluppo delle fonti rinnovabili definiti a livello nazionale, sono in

¹⁵ Rileva al riguardo evidenziare che una rete elettrica inadeguata può limitare la concorrenza nel mercato della generazione, in quanto i vincoli di rete influenzano direttamente il dispacciamento degli impianti. In presenza di congestioni di rete, infatti, può essere necessario sostituire la produzione di impianti competitivi con impianti caratterizzati da maggiori costi di produzione.

atto importanti modifiche che impattano sull'uso delle reti di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e che devono pertanto essere valutate nel processo di determinazione delle tariffe.

- 7.6 In particolare devono essere opportunamente tenuti in considerazione gli effetti derivanti da:
- a) sviluppo della generazione distribuita, in particolare da fonti rinnovabili non programmabili;
 - b) politiche e programmi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali (e della riduzione delle emissioni di gas climalteranti).
- 7.7 Il forte sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, cui il sistema elettrico italiano ha assistito negli ultimi anni¹⁶, rappresenta senza dubbio la sfida di maggior portata e dai contenuti (anche tecnici) maggiormente innovativi cui la regolazione si trova a dover far fronte. Tale sviluppo determinerà nel prossimo futuro (e in parte sta già determinando) un cambiamento di paradigma di funzionamento delle reti di distribuzione (da reti passive a reti attive) verso una logica "smart"; il fatto che la gran parte della produzione da impianti di piccola taglia, prevalentemente alimentati da fonti rinnovabili, sia connessa a reti di media e bassa tensione e che una quota non trascurabile di tale produzione sia auto-consumata *in loco*, oltre a rendere necessari consistenti investimenti di sviluppo delle reti elettriche, modifica e rende non prevedibili i tradizionali andamenti dei flussi di energia elettrica.
- 7.8 Anche le politiche e i programmi di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, sia in ambito europeo sia in quello nazionale (dove l'Italia è stata precursore, con il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE) operativo sin dal 2004) stanno determinando, pur con delle difficoltà nella quantificazione degli effetti ascrivibili a tali meccanismi, una riduzione del tasso di crescita della domanda di energia elettrica per gli usi finali o, secondo alcuni scenari e quanto meno con riferimento ad alcuni specifici settori (domestico), addirittura una riduzione della domanda complessiva.
- 7.9 Dal punto di vista tariffario, l'effetto combinato e sinergico dei due fattori sopra citati induce a ritenere ragionevole l'ipotesi secondo cui il *trend* di volumi trasportati dalle imprese di trasmissione e di distribuzione, pur in presenza di un aumento della domanda, possa essere sostanzialmente stabile se non addirittura decrescente nel prossimo futuro, quanto meno con riferimento ad alcune tipologie di clientela servita (innanzitutto il domestico). Ciononostante, i fenomeni sopra citati impongono al sistema elettrico la necessità di consistenti investimenti infrastrutturali, necessari da un lato per garantire che i sistemi di distribuzione riescano a veicolare la totalità dell'energia prodotta e immessa nelle reti in bassa e media tensione, dall'altro a rispondere alle esigenze dei clienti in logica *smart grid*.
- 7.10 Inoltre, lo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili ha impatti rilevanti sul livello di saturazione delle infrastrutture di rete¹⁷. In questa prospettiva, l'Autorità ritiene che la regolazione delle reti, tramite il coordinamento di leve tariffarie ed extratariffarie, debba fornire segnali favorevoli allo sviluppo da parte dei gestori di rete di soluzioni, anche tecnologicamente innovative, capaci di massimizzare il contributo delle fonti rinnovabili al fabbisogno energetico nazionale, minimizzando al contempo i costi complessivamente

¹⁶ Rif. deliberazione 2 dicembre 2010, ARG/elt 223/10: il numero di impianti di generazione distribuita dal 2007 al 2009 è aumentato di più del 600%, con un incremento dell'energia elettrica prodotta pari a circa il 20%; nel 2009, la potenza efficiente lorda complessiva era pari a 7.509 MW (circa il 6,3% della potenza efficiente lorda nazionale) e la produzione lorda pari a 22,9 TWh (circa il 7,8% della produzione nazionale); nel biennio 2010-2011, lo sviluppo della generazione distribuita ha registrato tassi di crescita ancora più elevati rispetto a quelli riscontrati nel biennio precedente.

¹⁷ Cfr. deliberazione PAS 12/11, in cui l'Autorità afferma che "quello della saturazione delle reti non è un problema solo virtuale. Esistono infatti reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica immessa".

sostenuti dal sistema (e quindi gli oneri in capo ai clienti finali) per lo sviluppo di tali soluzioni.

8 Obiettivi generali dell'intervento dell'Autorità

- 8.1 Con la deliberazione ARG/elt 6/11 di avvio del procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015 (di seguito richiamato anche come QPR), l'Autorità ha previsto di tenere conto:
- a) delle modifiche del quadro normativo europeo in relazione all'obiettivo di portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e in relazione all'obiettivo di ridurre le emissioni dei gas climalteranti;
 - b) 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 e con l'obiettivo di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali;
 - c) dell'opportunità di incentivare lo sviluppo e il rinnovamento delle reti, con particolare riferimento alle reti di distribuzione, anche rivedendo il vigente sistema di riconoscimento dei costi e pervenendo a una regolazione tariffaria dei costi riconosciuti "per impresa", ferma restando l'applicazione di una tariffa unica nazionale ai sensi di legge;
 - d) 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;
 - e) dell'opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 10, 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.
- 8.2 Sulla base di tali indicazioni, l'Autorità nel documento per la consultazione DCO 29/11 ha individuato i seguenti obiettivi generali che hanno orientato le proposte e le ipotesi nell'ambito del suddetto procedimento:
- a) promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture;
 - b) garantire l'economicità dei servizi a rete, anche supportando i processi di aggregazione tra distributori di energia elettrica di piccole dimensioni;
 - c) promuovere l'efficienza e l'efficacia nell'attività di misura;
 - d) assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria, promuovendone la semplificazione e la stabilità.

Promuovere l'adeguatezza, l'efficienza e la sicurezza delle infrastrutture

- 8.3 Coerentemente con le disposizioni comunitarie¹⁸, l'Autorità ha ritenuto di individuare nell'adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture gli obiettivi prioritari della propria azione regolatoria.
- 8.4 In un contesto di domanda crescente, dovuta anche a profondi cambiamenti tecnologici, garantire l'ammodernamento e l'adeguatezza delle infrastrutture di rete alle esigenze della domanda rappresenta un obiettivo primario non solo al fine di garantire la certezza della fornitura ma anche ai fini di:
- a) favorire l'integrazione dei mercati eliminando eventuali vincoli di rete;
 - b) trasportare e bilanciare l'energia prodotta da fonti rinnovabili;
 - c) favorire la generazione decentrata e l'efficienza energetica con l'introduzione e lo sviluppo di reti intelligenti (*smart grid*) indispensabili per conseguire gli obiettivi dell'UE per il 2020.
- 8.5 Al riguardo, l'Autorità ha ritenuto opportuno, per il quarto periodo di regolazione, procedere ad una razionalizzazione delle politiche di incentivazione degli investimenti nelle reti di trasmissione e di distribuzione di energia elettrica, già avviate nel TPR, al fine di focalizzare gli incentivi verso investimenti a più alto contenuto strategico (sia in chiave di apertura dei mercati che di supporto al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni), nonché verso lo sviluppo di soluzioni basate su logiche *output based*, anche nella prospettiva di utilizzare la leva dell'incentivazione degli investimenti nei limiti in cui il costo associato è più che superato e giustificato dai benefici ottenuti.

Garantire l'economicità dei servizi a rete

- 8.6 L'Autorità ha ritenuto opportuno promuovere, per quanto possibile e in coerenza con la normativa primaria, processi di integrazione tra imprese di dimensioni ridotte, al fine di favorire il conseguimento di economie di scala nella gestione delle reti a vantaggio dei clienti finali che potrebbero beneficiare delle conseguenti riduzioni dei costi e dei recuperi di efficienza derivanti da processi di fusione e acquisizione¹⁹.

Promuovere l'efficienza nel servizio di misura

- 8.7 Qualunque fornitura di *commodity*, che utilizzi un servizio a rete, richiede che esista e funzioni in modo tempestivo e accurato un'attività di misurazione dei consumi, e che gli esiti di tale attività siano resi disponibili in modo non discriminatorio agli operatori interessati. Tale attività deve essere espletata e regolata nel rispetto del criterio di economicità e di tutela del soggetto interessato al dato che, per quanto attiene ai consumi, consta nel cliente finale.
- 8.8 L'Autorità ha ritenuto pertanto necessario perseguire l'obiettivo generale di certezza, accuratezza e tempestività degli esiti del servizio di misura, anche individuando con precisione i soggetti responsabili di tale servizio e favorendo gli investimenti in nuovi misuratori adeguati alle esigenze di mercato al fine di consentire di ridurre i costi per gli operatori che effettuano il servizio e, conseguentemente, di ridurre i costi per i clienti finali.

¹⁸ Sia la direttiva 2009/72/CE sia la direttiva 2009/73/CE evidenziano che “la sicurezza delle forniture di energia elettrica/gas naturale riveste un'importanza cruciale per lo sviluppo della società europea, per l'attuazione di una politica sostenibile in materia di cambiamenti climatici e per la promozione della competitività nell'ambito del mercato interno”.

¹⁹ Rileva evidenziare che l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è attualmente erogata da circa 150 operatori di diversa dimensione, con circa il 98% dei clienti serviti dai 10 maggiori distributori, e che tale attività presenta economie di scala. Sebbene in letteratura economica non vi sia unanimità circa la dimensione ottimale, una certa convergenza si rileva in relazione alla soglia minima, pari a 300.000 clienti, oltre la quale il servizio è svolto in condizioni di sufficiente economicità; al di sotto di tale soglia il giudizio non è unanime.

Assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria promuovendone la semplificazione e la stabilità

- 8.9 L'Autorità ha ritenuto opportuno perseguire l'obiettivo generale di assicurare e facilitare l'attuazione della disciplina regolatoria procedendo, ove possibile, alla semplificazione della vigente normativa tariffaria anche al fine di ridurre i costi per i soggetti regolati.
- 8.10 Gli ambiti in relazione ai quali l'Autorità ha ritenuto di semplificare i meccanismi di regolazione tariffaria riguardano:
- a) le modalità di garanzia della stabilità dei ricavi, semplificando i processi perequativi e riducendone la loro numerosità;
 - b) il superamento della necessità di gestire la stratificazione storica degli investimenti per gli anni anteriori al 2004 (nel caso della trasmissione) ovvero al 2008 (nel caso della distribuzione);
 - c) l'applicazione di un unico meccanismo di riconoscimento specifico per impresa dei costi per le imprese di distribuzione che operano in contesti peculiari o in relazione alle quali sussistono specificità normative (imprese elettriche minori, imprese con meno di 5.000 punti di prelievo).
- 8.11 Nell'adozione di tali interventi di semplificazione, l'Autorità ha tenuto conto della necessità di garantire un quadro di generale continuità dei principi di valutazione e riconoscimento dei costi e di tariffazione dei servizi regolati; stabilità e prevedibilità della regolazione sono infatti ritenuti obiettivi cardine nella strategia dell'Autorità.

Ulteriori obiettivi perseguiti dall'Autorità

- 8.12 L'Autorità, oltre a quanto evidenziato nei paragrafi precedenti, ai fini della definizione del sistema tariffario per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2012-2015, ha ritenuto opportuno perseguire i seguenti ulteriori obiettivi :
- a) garantire continuità, per quanto possibile, con i criteri di regolazione del precedente periodo di regolazione;
 - b) rafforzare il principio di aderenza ai costi delle tariffe;
 - c) garantire l'equilibrio economico-finanziario delle imprese distributrici;
 - d) mitigare il rischio a beneficio di imprese e clienti finali;
 - e) contemperare il principio di aderenza ai costi con l'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e del contenimento delle emissioni climalteranti.
- 8.13 Nella revisione dei criteri tariffari, l'Autorità ha confermato il proprio orientamento verso l'obiettivo di sostanziale continuità regolatoria, ritenendo che la certezza e la prevedibilità della regolazione abbiano consentito di contenere la rischiosità delle attività regolate, favorendo, da un lato, il contenimento della dinamica tariffaria e fornendo, dall'altro, condizioni idonee allo sviluppo degli investimenti e della concorrenza.
- 8.14 La rapida evoluzione del contesto di settore (cfr. capitolo 7), oltre ad aver fatto emergere la necessità di investimenti coerenti con gli sviluppi in atto, ha reso necessaria una specifica riflessione in relazione alle modalità con cui intercettare le potenziali criticità emergenti nel processo di determinazione di tariffe e vincoli sui ricavi di riferimento.
- 8.15 In particolare, la manifestazione del *trend* di possibile riduzione dei volumi transitanti sulle reti di trasmissione e distribuzione potrebbe determinare, in assenza di specifici interventi, un effetto di contrazione sui ricavi delle imprese di trasmissione e di distribuzione, dato che questi dipendono in parte dai volumi distribuiti, senza che tale riduzione si rifletta però in una corrispondente riduzione dei costi che, date le caratteristiche tecnologiche tipiche dei servizi a rete, sono prevalentemente fissi (soprattutto nel breve periodo).

- 8.16 Inoltre, l'Autorità, nel definire i criteri tariffari per il quarto periodo di regolazione, ha cercato di dare concreta attuazione del principio di *aderenza ai costi* delle tariffe (*cost reflectivity*) che, dal punto di vista regolatorio, costituisce un criterio guida per la definizione delle tariffe di utilizzo delle reti. Tale criterio implica che ogni soggetto paghi una tariffa proporzionale ai costi che esso determina.
- 8.17 Rileva tuttavia evidenziare che gli obiettivi di uso razionale dell'energia e di riduzione delle emissioni climalteranti, che possono certamente essere conseguiti anche attraverso la leva tariffaria, allontanano la struttura tariffaria da quella che deriverebbe da una applicazione rigorosa del criterio di aderenza ai costi.
- 8.18 La soluzione che l'Autorità ritiene più equilibrata e praticabile è quella che permette di conseguire gli obiettivi di efficientamento degli usi finali dell'energia elettrica, prioritariamente attraverso strumenti legislativi dedicati (in ambito nazionale: il meccanismo dei titoli di efficienza energetica) e che, al contempo, garantisca che la struttura tariffaria per la remunerazione delle reti non contenga incentivi impropri all'aumento dei volumi trasportati, salvaguardando gli obiettivi di una tariffazione *cost-reflective*, nonché incentivante anche in relazione allo sviluppo delle reti e alla qualità del servizio.

PARTE III

DESTINATARI DELL'INTERVENTO E PROCESSO DI CONSULTAZIONE

9 Introduzione

9.1 La presente Parte III illustra sia i destinatari dell'intervento, sia le modalità con cui i soggetti sono stati coinvolti nel corso del processo di consultazione.

10 I destinatari dell'intervento

10.1 L'Autorità ha considerato, nell'ambito del procedimento, come destinatari diretti dell'intervento i soggetti la cui condotta sarà modificata direttamente a seguito dell'intervento regolatorio. I principali destinatari diretti sono pertanto i seguenti:

- a) il gestore del sistema di trasmissione nazionale (Terna), nonché le imprese di trasmissione di energia elettrica proprietarie di porzioni della RTN;
- b) le imprese di distribuzione di energia elettrica;
- c) le imprese di misura di energia elettrica;
- d) i titolari di impianti di produzione di energia elettrica;
- e) i grossisti e le imprese di vendita dell'energia elettrica;
- f) i clienti finali in media, alta e altissima tensione.

10.2 Possono invece essere considerati come destinatari indiretti dell'intervento i soggetti per i quali l'intervento produrrà comunque degli effetti rilevanti, pur non richiedendo direttamente la modifica del loro comportamento o delle loro attività. I principali destinatari indiretti sono i seguenti:

- a) i clienti finali di energia elettrica in bassa tensione, ivi inclusi i clienti domestici;
- b) le associazioni dei consumatori e degli utenti;
- c) i sindacati dei lavoratori delle imprese esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita di energia elettrica.

10.3 L'appendice A.1 alla presente Relazione AIR riporta i soggetti che hanno partecipato al procedimento attraverso le diverse fasi descritte nel capitolo seguente.

11 Il processo di consultazione

11.1 In coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2012-2015 ha offerto a tutti i soggetti interessati molteplici possibilità per intervenire nel procedimento e fornire elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità.

11.2 In particolare, il procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 6/11, si è articolato in una fase di ricognizione preliminare e in più fasi di consultazione riguardanti specifiche tematiche rilevanti ai fini della determinazione dei criteri tariffari per il nuovo periodo di regolazione, nell'ambito delle quali i soggetti interessati hanno avuto la possibilità di formulare le proprie osservazioni in merito alle proposte dall'Autorità. Ciascuna fase di

consultazione ha comportato l'analisi e la valutazione delle osservazioni inviate dai soggetti interessati in merito alle proposte dell'Autorità.

- 11.3 Le proposte di regolazione sono state pertanto definite tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati, pubblicate integralmente sul sito *internet* dell'Autorità.

Ricognizione preliminare e tavoli tecnici

- 11.4 Nei primi mesi del 2011 la Direzione Tariffe dell'Autorità, coerentemente con la metodologia AIR, ha avviato una serie di incontri tematici (*focus group*) con finalità ricognitive, che hanno visto la partecipazione del gestore del sistema di trasmissione, dei rappresentanti delle imprese di distribuzione di energia elettrica e dei grandi utenti delle reti elettriche.
- 11.5 Nell'ambito di tali incontri tematici sono state discusse preliminarmente alcune delle principali ipotesi di revisione della disciplina tariffaria per il quarto periodo di regolazione. I riscontri avuti in esito a tali incontri sono stati debitamente tenuti in considerazione sia ai fini della formulazione delle ipotesi regolatorie sia dell'adozione delle scelte finali.
- 11.6 Nel corso del secondo semestre del 2011, parallelamente al processo di consultazione, sono stati inoltre organizzati incontri di approfondimento tecnico su tematiche specifiche oggetto del procedimento con il gestore del sistema di trasmissione, con i principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica, con le loro associazioni, nonché con le associazioni dei consumatori finali.

Inquadramento generale del procedimento e criteri per la determinazione dei costi riconosciuti

- 11.7 Con il documento per la consultazione DCO 29/11, l'Autorità ha presentato il quadro generale di sviluppo del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 6/11 per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo 2012-2015, evidenziando in particolare che:
- a) su tematiche specifiche oggetto del procedimento, quali ad esempio la revisione dei meccanismi di incentivazione degli investimenti, le modalità di allocazione dei costi del servizio agli utenti e di determinazione dei vincoli di ricavo, l'Autorità avrebbe emanato successivi documenti di consultazione;
 - b) prima dell'adozione del provvedimento finale, l'Autorità avrebbe emanato un documento conclusivo contenente il quadro complessivo delle proposte finali dell'Autorità per il quarto periodo di regolazione tariffaria del settore elettrico.
- 11.8 Nel medesimo documento per la consultazione, l'Autorità ha proposto per la consultazione i propri orientamenti iniziali in relazione:
- a) ai criteri e alle modalità per la determinazione del costo riconosciuto (ivi incluso il tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto) per il primo anno del nuovo periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - b) ai meccanismi di aggiornamento annuale del costo riconosciuto (*price-cap* e riconoscimento di nuovi investimenti, ammortamento e dismissioni) nel corso del QPR.
- 11.9 L'Autorità, nell'ambito del suddetto documento per la consultazione, ha inoltre previsto, prima della scadenza dei termini per la presentazione delle osservazioni, di quantificare i parametri definiti sulla base delle metodologie proposte nel medesimo documento e ad approfondire le relative valutazioni in incontri tematici con gli operatori. Con comunicato del 6 ottobre 2011, l'Autorità ha pubblicato i parametri per la determinazione del valore del capitale investito netto riconosciuto per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, determinati sulla base dei criteri di cui al documento per la consultazione DCO

29/11. I parametri individuali relativi alle singole imprese distributrici ammesse al meccanismo della PSA sono stati trasmessi, mediante apposite comunicazioni individuali, alle imprese interessate.

Criteri e meccanismi per l'incentivazione degli investimenti infrastrutturali

- 11.10 Con il documento per la consultazione DCO 34/11, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti in relazione ai meccanismi di regolazione mirati al perseguimento dell'obiettivo generale dell'adeguatezza, efficienza e sicurezza delle infrastrutture di rete di cui al capitolo 8.
- 11.11 In particolare, nel suddetto documento sono state affrontate le tematiche inerenti i meccanismi di incentivazione (ivi inclusi i meccanismi di garanzia dei ricavi) finalizzati alla promozione di particolari categorie di investimenti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Criteri di allocazione dei costi, tariffe, vincoli ai ricavi e perequazione

- 11.12 Con il documento per la consultazione DCO 42/11, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per il QPR in relazione a:
- a) criteri di allocazione dei costi agli utenti del servizio;
 - b) definizione delle strutture tariffarie;
 - c) modalità di determinazione dei vincoli di ricavo;
 - d) meccanismi di perequazione.
- 11.13 Nelle proposte formulate, l'Autorità ha inteso perseguire i seguenti obiettivi specifici:
- a) al fine di garantire continuità e stabilità regolatoria, prevedere che le diverse ipotesi prospettate siano caratterizzate da adeguate tempistiche di attuazione;
 - b) al fine di considerare opportunamente nella definizione della struttura tariffaria il criterio dell'aderenza delle tariffe ai costi, definire una struttura tariffaria che preveda, a regime, una forte prevalenza delle componenti fisse rispetto alle componenti variabili;
 - c) perseguire il rispetto della garanzia dei ricavi anche per mezzo dell'applicazione di metodologie di *tariff decoupling*²⁰, per altro in parte già applicate nei precedenti periodi di regolazione;
 - d) considerare nella definizione della struttura tariffaria, insieme al criterio dell'aderenza delle tariffe ai costi, anche l'obiettivo dell'uso razionale dell'energia e del contenimento delle emissioni climalteranti.

Orientamenti finali

- 11.14 Con il documento di consultazione DCO 45/11 l'Autorità, tenuto conto delle risultanze delle precedenti fasi di consultazione²¹, dei dati di separazione contabile a disposizione dell'Autorità e delle informazioni acquisite tramite specifiche richieste alle imprese, ha delineato i propri orientamenti finali in relazione alla regolazione tariffaria per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.
- 11.15 In particolare, nell'ambito del suddetto documento sono state illustrate sinteticamente le principali tematiche e ipotesi conclusive in relazione alla determinazione del costo

²⁰ Si tratta di strumenti, in uso in particolare negli Stati Uniti, che consentono di svincolare il livello dei ricavi delle imprese elettriche dai volumi forniti e che si basano su meccanismi di aggiustamento dinamico dei corrispettivi.

²¹ Le osservazioni relative ai documenti per la consultazione sono disponibili sul sito internet dell'Autorità, nella sezione dedicata ai documenti per la consultazione.

ricosciuto e alla fissazione delle tariffe di riferimento ed è stato proposto per la consultazione uno schema di articolato relativo ai provvedimenti finali (TIT e TIME).

PARTE IV

OPZIONI ESAMINATE, VALUTAZIONE E RISULTATI DELLA CONSULTAZIONE

12 Introduzione

- 12.1 Nella presente Parte IV si riepilogano le opzioni di regolazione che l'Autorità ha proposto nell'ambito del processo di consultazione, le osservazioni principali ricevute dagli *stakeholders* interessati e le valutazioni finali dell'Autorità che hanno portato all'adozione dei criteri di regolazione tariffaria per il QPR.
- 12.2 L'Autorità ha ritenuto opportuno proporre opzioni alternative (aspetto tipico e caratterizzante della metodologia AIR) esclusivamente in relazione alle ipotesi di intervento più rilevanti, fornendone una valutazione in termini prevalentemente qualitativi. In particolare sono state sviluppate opzioni alternative in merito ai seguenti argomenti:
- a) trattamento dei contributi di connessione;
 - b) revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione del capitale investito;
 - c) revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi per il servizio di trasmissione;
 - d) struttura della tariffa di trasmissione per le imprese distributrici;
 - e) vincolo dei ricavi ammessi per le infrastrutture di rete di proprietà delle imprese distributrici;
 - f) criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica.
- 12.3 Oltre alle opzioni elencate sopra, l'Autorità ha posto in consultazione ulteriori proposte di intervento (*inter alia*, la razionalizzazione delle responsabilità del servizio di misura, l'allentamento del vincolo di potenza per le utenze domestiche).
- 12.4 Nel seguito della presente Parte IV vengono approfondite le proposte di intervento a cui è stata applicata la metodologia AIR, analizzando i contenuti delle opzioni e proposte avanzate in consultazione e la valutazione delle principali osservazioni emerse dalle diverse fasi di consultazione.

13 Il trattamento dei contributi di connessione

- 13.1 In relazione alle esigenze di rendere il più possibile la tariffa aderente ai costi sostenuti per l'erogazione dei servizi regolati e di procedere nella convergenza dei criteri di regolazione del settore elettrico e del settore gas, nel TPR l'Autorità ha modificato, rispetto ai precedenti periodi di regolazione, il trattamento dei contributi per il servizio di connessione ai fini della determinazione dei costi operativi e del CIR.
- 13.2 Mentre nella prassi precedente i ricavi da contributi di connessione erano sottratti dai costi operativi effettivi, a partire dal TPR l'Autorità ha previsto che i contributi a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali) e i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici, siano considerati quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito e, conseguentemente, non siano più considerati ai fini della determinazione dei costi operativi.
- 13.3 Ai fini della determinazione del costo riconosciuto per l'anno 2012, l'Autorità ha valutato l'ipotesi di trattare tutti i ricavi da contributi di connessione (ossia anche quelli a *forfait*) quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito, ad eccezione

della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o amministrative, scomputata dai costi operativi.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 13.4 Nella definizione dei criteri per il trattamento dei contributi di connessione, l’Autorità ha perseguito i seguenti obiettivi specifici:
- garantire la coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti;
 - favorire la stabilizzazione dei ricavi delle imprese;
 - favorire la semplificazione amministrativa;
 - favorire la stabilità tariffaria.
- 13.5 A tal fine sono state individuate due ipotesi alternative:
- Ipotesi DCO29.A.1:** mantenimento della regolazione vigente nel TPR, che prevede la deduzione dei ricavi da contributi di connessione dai costi operativi e la presenza di un meccanismo facoltativo di perequazione destinato alle imprese distributrici, a garanzia del ricavo da contributi per il servizio di connessione;
 - Ipotesi DCO29.A.2:** previsione che i contributi da connessione, inclusi quelli a *forfait*, siano trattati quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito, ad eccezione della quota ascrivibile alla copertura delle spese generali o delle spese amministrative, che continua a essere scomputata dai costi operativi.
- 13.6 La successiva Tabella 1 sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 1: Valutazione delle ipotesi relative al trattamento dei contributi di connessione

Obiettivi	Ipotesi DCO29.A.1	Ipotesi DCO29.A.2
a) garantire la coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti	BASSO	ALTO
b) favorire la stabilizzazione dei ricavi delle imprese	ALTO	ALTO
c) favorire la semplificazione amministrativa	BASSO	ALTO
d) favorire la stabilità tariffaria	ALTO	BASSO

Principali osservazioni ricevute

- 13.7 In generale, dalla consultazione è emersa una preferenza per l’opzione DCO29.A.2, soprattutto in ragione del fatto che questa garantirebbe una maggiore coerenza dei ricavi ammessi con i costi sottostanti.
- 13.8 Diversi soggetti che hanno partecipato alla consultazione hanno tuttavia evidenziato il rilevante impatto sui livelli tariffari che potrebbe derivare dall’adozione dell’opzione DCO29.A.2.

Valutazione finale delle opzioni

- 13.9 In esito alla consultazione, l’Autorità, in una logica di continuità e stabilità regolatoria, ed in considerazione del possibile impatto sui livelli tariffari dell’adozione dell’ipotesi DCO29.A.2, ha confermato lo schema di regolazione in vigore nel TPR, modificandolo limitatamente al trattamento dei contributi di connessione applicati in occasione della connessione di nuovi impianti di produzione, ai sensi del TICA²².

²² TICA è l’Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, recante “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica”.

- 13.10 In tale prospettiva, la deduzione dal capitale investito dei contributi per il servizio di connessione riguarda i contributi a preventivo (al netto della quota a copertura delle spese generali) e i contributi di connessione applicati ai sensi del TICA.
- 13.11 In relazione alle esigenze informative che lo sviluppo dell'ipotesi DCO29.A.2 potrebbe comportare, l'Autorità ha comunque introdotto obblighi specifici di contabilizzazione separata delle partite relative alle connessioni.
- 13.12 In particolare, nel TIC relativo al periodo di regolazione 2012-2015 si stabilisce che il gestore di rete è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal medesimo TIC, distinguendo le partite per livello di tensione e tipologia di prestazione. Le registrazioni contabili devono inoltre consentire la separata evidenza degli importi relativi a contributi in quota fissa a copertura di costi amministrativi.
- 13.13 L'Autorità non ha ritenuto ci fossero le condizioni per continuare a proporre il meccanismo di garanzia dei ricavi, essendo l'anno di riferimento 2010 un anno in cui la crisi economica ha sostanzialmente esaurito gli effetti transitori, consolidando una situazione la cui dinamica evolutiva dovrebbe essere sostanzialmente analoga a quella preesistente all'introduzione del meccanismo di garanzia.

14 Revisione dei meccanismi di incentivazione basati sulla maggiore remunerazione del capitale investito per il servizio di trasmissione

- 14.1 L'Autorità per il quarto periodo di regolazione ha proceduto ad un affinamento dei meccanismi di incentivazione degli investimenti adottati nel TPR secondo un criterio di maggiore selettività degli investimenti, ponendo attenzione crescente sulla certezza dei tempi di realizzazione degli investimenti a più alto contenuto strategico. A tal fine, ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- a) evitare effetti di "doppia incentivazione", limitando/rimuovendo le sovrapposizioni tra i diversi meccanismi di incentivazione;
 - b) garantire l'efficacia degli investimenti incentivati in termini di effettiva riduzione delle congestioni tra zone di mercato e in termini di incremento della *Net Transfer Capacity* sulla frontiera elettrica;
 - c) favorire la semplificazione amministrativa.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 14.2 Con riferimento al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, nel documento per la consultazione DCO 34/11, in relazione agli strumenti di incentivazione basati sulla maggiorazione del *WACC*, l'Autorità ha individuato le seguenti ipotesi alternative di intervento per la definizione delle incentivazioni applicabili dal 1 gennaio 2012:
- **Ipotesi DCO34.A.1:** mantenere la regolazione vigente nel TPR, ferma restando la previsione secondo la quale, ai fini del riconoscimento della maggiore remunerazione, l'attribuzione degli investimenti alle diverse tipologie incentivate sia preventivamente approvata dall'Autorità;
 - **Ipotesi DCO34.A.2:** modificare la regolazione vigente nel TPR :
 - confermando l'inclusione nella tipologia I=3 degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e agli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* sulle frontiere elettriche, previa approvazione dell'Autorità;

- mantenendo, ma con valore ridotto, e sempre per un periodo di 12 anni, la maggior remunerazione per gli investimenti appartenenti alla attuale categoria I=2, ossia tutti gli investimenti di sviluppo non appartenenti alla categoria I=3 (tenendo conto di quanto indicato anche alla precedente lettera a)) e per gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03; tali investimenti, infatti, risentono maggiormente di effetti di sovrapposizione con i meccanismi incentivanti della qualità del servizio e del dispacciamento;
- inserendo, tra gli investimenti incentivati, gli investimenti per la realizzazione di sistemi di accumulo mobili (inseriti nel Piano di sviluppo approvato ai sensi dell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11), limitatamente alla quota ritenuta necessaria a garantire l'immissione in rete di energia rinnovabile non programmabile, in attesa di sviluppi della rete, e ai sistemi effettivamente utilizzati (condizioni sottoposte alla verifica preventiva dell'Autorità e al monitoraggio successivo, anche tramite indicatori del tasso di utilizzo dei sistemi di accumulo);
- **Ipotesi DCO34.A.3:** prevede, oltre a quanto previsto nell'ipotesi DCO34.A.2, di includere nella tipologia I=3 solo un elenco, approvato dall'Autorità su proposta dell'operatore, di progetti strategici per il sistema energetico inclusi nel piano decennale di investimento predisposto ai sensi dell'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11 (i progetti potrebbero essere individuati sulla base di uno specifico indicatore di efficacia che consenta di selezionare esclusivamente i progetti i cui costi per il sistema sono inferiori ai benefici, sviluppato dal medesimo operatore su indicazioni dell'Autorità nel corso del prossimo periodo di regolazione);
- **Ipotesi DCO34.A.4:** prevede oltre a quanto previsto nell'opzione DCO34.A.3 di:
 - rafforzare il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del *WACC* e il meccanismo di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di premio/penalità per il rispetto della scadenza di completamento delle opere. Questo potrebbe essere ottenuto prevedendo che l'elenco di progetti I=3, individuati secondo quanto previsto dall'ipotesi DCO34.A.3, sia automaticamente utilizzato ai fini del meccanismo di incentivo all'entrata in esercizio e, dunque, oggetto di verifica del conseguimento delle *milestone* intermedie e del rispetto delle scadenze finali;
 - prevedere che i benefici attesi da investimenti I=3 in termini di riduzione delle risorse approvvigionate nell'MSD, inclusi ai fini del calcolo dell'indicatore di efficacia di cui alla predente ipotesi DCO34.A.3, siano opportunamente scomputati dalle valorizzazioni rilevanti ai fini del meccanismo di premio/penalità del servizio di dispacciamento, evitando dunque una possibile doppia incentivazione.

14.3 La Tabella 2, 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 revisione della regolazione incentivante della trasmissione

Obiettivi	Ipotesi DCO34.A.1	Ipotesi DCO34.A.2	Ipotesi DCO34.A.3	Ipotesi DCO34.A.4
a) evitare sovrapposizioni tra le incentivazioni	BASSO	MEDIO/BASSO	MEDIO/ALTO	ALTO
b) garantire l'efficacia degli investimenti incentivati	BASSO	MEDIO/BASSO	ALTO	ALTO
c) favorire la semplificazione amministrativa	ALTO	ALTO	MEDIO/BASSO	MEDIO

Principali osservazioni ricevute

- 14.4 La maggior parte degli operatori ha espresso la propria preferenza per l'Ipotesi DCO34.A.4, condividendo l'obiettivo di razionalizzare il sistema di incentivi evitando effetti di "doppia incentivazione". Per contro, il gestore del sistema di trasmissione ha espresso la propria contrarietà alla proposta di revisione meccanismo di incentivazione degli investimenti in vigore nel TPR, in quanto ritenuta non coerente con l'esigenza di garantire la stabilità e la coerenza intertemporale della regolazione, considerato l'orizzonte temporale di medio-lungo termine degli investimenti di sviluppo. Il medesimo gestore ha quindi evidenziato l'opportunità di confermare la regolazione vigente nel TPR, fermo restando la necessità di prevedere uno schema di incentivazione specifico per i sistemi di accumulo amovibili.

Valutazione finale delle opzioni

- 14.5 L'Autorità, in linea con le valutazioni espresse nel documento di consultazione DCO 34/11 e tenuto conto delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, ha deciso l'adozione dell'Ipotesi DCO34.A.4, in quanto focalizzata ad incentivare la realizzazione e l'accelerazione di investimenti a più alto contenuto strategico e, in un'ottica di razionalizzazione dei meccanismi incentivanti, in grado di eliminare eventuali sovrapposizioni con altri meccanismi di incentivazione.
- 14.6 In particolare, rispetto al precedente periodo di regolazione, possono essere inclusi nella tipologia I=3 (che accede alla più elevata maggiorazione del tasso di remunerazione), previa approvazione dell'Autorità e su proposta del gestore di trasmissione, solo gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto a più alto contenuto strategico. L'Autorità ha ritenuto opportuno far rientrare nell'ambito di tale categoria tutti gli investimenti volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* sulle frontiere elettriche; inoltre, è stato previsto che, in via straordinaria, in casi individuati dalla Autorità, possano essere inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti di primaria portata strategica per il sistema elettrico nazionale.
- 14.7 L'Autorità ha ritenuto opportuno rafforzare il legame tra l'incentivazione tramite maggiorazione del tasso di remunerazione e quella legata all'accelerazione degli investimenti e ai meccanismi di premio/penalità per il rispetto della scadenza di completamento delle opere. A tal fine, l'Autorità ha previsto che tutti gli investimenti approvati nella tipologia I=3 siano automaticamente soggetti alla verifica del conseguimento delle *milestone* intermedie e del rispetto della data di entrata in esercizio delle opere.
- 14.8 Rileva infine evidenziare che l'Autorità in considerazione delle modifiche complessivamente adottate per il quarto periodo di regolazione (si faccia in particolare riferimento alle misure adottate per la sterilizzazione del *lag regolatorio* sui nuovi investimenti di cui ai punti da 21.36 a 21.40), ha ritenuto di ridurre l'entità della maggiorazione del tasso di remunerazione per gli investimenti della tipologia I=3, passando dal 3% al 2%, e per gli investimenti della tipologia I=2, passando dal 2% all'1,5%.

15 Revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi e della tariffa di trasmissione

- 15.1 L'Autorità, in un'ottica di stabilizzazione dei ricavi riconosciuti a remunerazione del servizio di trasmissione e di sterilizzazione del rischio di variabilità della domanda in capo al gestore del sistema di trasmissione, nel documento per la consultazione DCO 34/11, ha proposto la conferma di un meccanismo di garanzia che limiti la rischiosità connessa a possibili forti

oscillazioni della domanda di energia elettrica che potrebbero, in circostanze limite, mettere a rischio il piano di investimenti di sviluppo della RTN.

- 15.2 A tal fine l’Autorità ha individuato i seguenti obiettivi specifici:
- stabilizzare i ricavi riconosciuti a remunerazione del servizio di trasmissione, sterilizzando, almeno in parte, gli effetti della variabilità della domanda;
 - contemperare le esigenze di sostegno all’adeguatezza degli investimenti con un’equa ripartizione del “rischio volume” tra gestore di rete e clienti finali;
 - incentivare la corretta misurazione dell’energia trasportata;
 - semplificare i processi amministrativi connessi alla regolazione.
- 15.3 Coerentemente con il suddetto obiettivo generale di stabilizzazione dei ricavi di trasmissione, nel documento per la consultazione DCO 42/11 l’Autorità ha inoltre proposto un’ipotesi di revisione della struttura della tariffa a copertura dei costi del servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrici, in considerazione dei seguenti obiettivi specifici ulteriori rispetto a quelli di cui al precedente paragrafo 15.2:
- contemperare l’esigenza di garanzia dei ricavi con quella di garantire un’efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali dei rischi/opportunità derivanti da variazione dei volumi;
 - adottare una struttura tariffaria maggiormente aderente alla struttura dei costi sottostanti il servizio di trasmissione (*cost reflective*);
 - garantire la semplicità amministrativa (per gli operatori e per il regolatore) delle strutture tariffarie.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 15.4 In relazione alla definizione di un meccanismo di garanzia dei ricavi, nel DCO 34/11, l’Autorità ha individuato le seguenti ipotesi alternative di intervento:
- Ipotesi DCO34.B.1:** mantenere il meccanismo di garanzia dei ricavi vigente nel terzo periodo di regolazione, introdotto con deliberazione ARG/elt 188/08;
 - Ipotesi DCO34.B.2:** confermare i meccanismi di cui all’ipotesi DCO34.B.1, ma rivedendo in aumento la franchigia, portandola all’1%;
 - Ipotesi DCO34.B.3:** prevedere un meccanismo di garanzia dei ricavi attraverso l’introduzione di corrispettivi fissati in funzione dell’impegno di potenza (corrispettivi di potenza) in grado di stabilizzare il flusso di ricavi riconducibili ai costi di capitale, in coerenza con i criteri di regolazione tariffaria previsti per il servizio di trasporto del gas naturale, di cui alla RTTG²³.
- 15.5 La Tabella 3, 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 revisione del meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione

Obiettivi	Ipotesi DCO34.B.1	Ipotesi DCO34.B.2	Ipotesi DCO34.B.3
a) stabilizzare i ricavi	ALTO	ALTO	MEDIO
b) equa ripartizione rischi/opportunità derivanti da variazioni dei volumi	MEDIO/BASSO	MEDIO	ALTO
c) incentivare la corretta misurazione dell’energia trasportata	MEDIO/BASSO	MEDIO	MEDIO/ALTO
d) semplificare i processi amministrativi	MEDIO	MEDIO	MEDIO

²³ Allegato A alla deliberazione 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, recante “Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013”.

- 15.6 La concreta declinazione dell'ipotesi DCO34.B.3, è stata sviluppata nel DCO 42/11, dove l'Autorità ha individuato le seguenti proposte alternative di intervento:
- **Ipotesi DCO42.A.1:** mantenere la struttura tariffaria attualmente in vigore che prevede l'applicazione di un unico corrispettivo unitario variabile (tariffa monomia);
 - **Ipotesi DCO42.A.2:** prevedere una modifica strutturale della componente CTR, con adozione di una tariffa binomia. In particolare, l'Autorità ha proposto l'introduzione di due corrispettivi unitari:
 - un corrispettivo unitario in quota potenza, espresso in centesimi di euro/kW/anno di potenza disponibile, a copertura dei costi di capitale e di una quota parte dei costi operativi;
 - un corrispettivo unitario variabile in quota energia, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi operativi residui.
- 15.7 La Tabella 4, 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 struttura della tariffa a copertura dei costi di trasmissione

Obiettivi	Ipotesi DCO42.A.1²⁴	Ipotesi DCO42.A.2
a) aderenza ai costi delle tariffe	MEDIO	ALTO
b) certezza del flusso di ricavi a copertura dei costi riconosciuti	BASSO	ALTO
c) efficiente ripartizione tra gestore di rete e clienti finali del c.d. "rischio volume"	BASSO	MEDIO/ALTO
d) semplicità amministrativa e trasparenza dei meccanismi tariffari	ALTO	MEDIO

Principali osservazioni ricevute

- 15.8 La maggior parte degli operatori che ha risposto alla consultazione ha espresso preferenza per l'Ipotesi DCO34.B.3 che prevede l'introduzione di meccanismo di garanzia dei ricavi attraverso corrispettivi di potenza ed ha condiviso l'ipotesi di introdurre una tariffa binomia.
- 15.9 Per contro, alcuni operatori, in particolare le imprese distributrici, hanno evidenziato la presenza di potenziali criticità legate alla possibile esposizione finanziaria delle medesime imprese distributrici e all'aumento di complessità derivante dalla necessità di dover gestire un ulteriore meccanismo di perequazione, hanno quindi espresso la preferenza per il mantenimento di una tariffa monomia (Ipotesi DCO42.A.1).

Valutazione finale delle opzioni

- 15.10 L'Autorità, in coerenza con la valutazione AIR già espressa nel documento per la consultazione DCO 34/11 ed in linea con quanto proposto nel documento per la consultazione DCO 45/11, ha confermato l'adozione dell'Ipotesi DCO34.B.3, disponendo di fatto il superamento del meccanismo di garanzia dei ricavi di cui alla deliberazione ARG/elt 188/08.
- 15.11 In particolare l'Autorità ha previsto l'introduzione di una tariffa binomia con una componente tariffaria in quota potenza, indipendente dai volumi di energia trasportati sulla RTN, ritenendo che tale struttura tariffaria sia adeguata a stabilizzare i ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione e che l'aggravio amministrativo del meccanismo di perequazione dei distributori sia tuttavia limitato.

²⁴ Valutazione che non considera il meccanismo di garanzia dei ricavi.

- 15.12 Pertanto, è stato previsto che il ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione venga suddiviso in due componenti:
- a) una componente costituita dai costi di capitale (remunerazione del capitale investito riconosciuto e ammortamenti) e da una quota parte (80%) di costi operativi, a partire dalla quale sono calcolati i corrispettivi unitari in quota potenza, che danno luogo a flussi di ricavi stabili e forniscono quindi un corretto segnale per la realizzazione degli investimenti;
 - b) una componente costituita dalla quota residua dei costi operativi, soggetta alla variabilità della domanda di energia elettrica.
- 15.13 Si evidenzia che tale impostazione, oltre a contemperare le esigenze di sostegno all'adeguatezza degli investimenti con un'equa ripartizione del "rischio volume" tra gestore del sistema di trasmissione e clienti finali, incentiva l'impresa ad effettuare una corretta misurazione dell'energia trasportata.
- 15.14 Ai fini del dimensionamento dei corrispettivi tariffari in quota potenza, l'Autorità ha assunto come *driver* principale la potenza disponibile nei punti di interconnessione (cfr. paragrafi da 32.14 a 32.16). Rileva tuttavia evidenziare che tale parametro, non avendo fino ad oggi alcuna valenza di carattere commerciale, non è di facile ed immediata disponibilità. L'Autorità, anche in considerazione delle criticità operative segnalate durante la fase di consultazione, ha ritenuto opportuno prevedere una deroga di almeno un anno per l'applicazione della tariffa binomia, al fine di consentire il reperimento e/o la ricostruzione delle informazioni inerenti la potenza disponibile, anche attraverso l'attivazione di opportuni tavoli tecnici, nonché di permettere al gestore del sistema di trasmissione e alle imprese distributrici l'adeguamento dei propri sistemi informativi. L'Autorità ha pertanto confermato, transitoriamente per il 2012, la struttura monomia della tariffa di trasmissione prevista dal TIT 2008-2011, prorogando parimenti il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08.

16 Vincolo dei ricavi ammessi per le infrastrutture di rete per le imprese distributrici

- 16.1 Nel corso dei precedenti periodi di regolazione, l'Autorità ha previsto in linea generale il disaccoppiamento della tariffa di distribuzione applicata ai clienti finali (*c.d. tariffa obbligatoria*) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi (*c.d. tariffa di riferimento*). Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha confermato tale impostazione generale, proponendo tuttavia in consultazione differenti modalità di determinazione del vincolo ai ricavi ammessi.
- 16.2 A questo scopo, l'Autorità ha ritenuto opportuno analizzare separatamente le componenti del vincolo a copertura dei costi delle infrastrutture dalle componenti a copertura dei costi di commercializzazione.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 16.3 Per quanto riguarda le infrastrutture di rete, nel documento per la consultazione DCO 42/11, l'Autorità ha proposto alcune ipotesi di revisione nella definizione del vincolo ai ricavi ammessi e, di conseguenza, delle relative tariffe di riferimento, sulla base dei seguenti obiettivi specifici:
- a) garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio;
 - b) favorire la stabilità e la certezza del flusso di ricavi per le imprese;

- c) garantire un'efficiente ripartizione tra le imprese distributrici e i clienti finali dei rischi/opportunità connessi a variazioni nella domanda;
- d) favorire la semplicità amministrativa e la trasparenza dei meccanismi tariffari.

16.4 In proposito, l'Autorità, nel medesimo DCO 42/11, ha valutato quattro distinte ipotesi²⁵:

- **Ipotesi DCO 42.B.1:** mantenimento della struttura del vincolo ai ricavi ammessi e della tariffa di riferimento prevista dalla regolazione vigente, in una logica di continuità e stabilità regolatoria, riflettendo, in ogni caso, costi di capitale differenziati per impresa;
- **Ipotesi DCO 42.B.2:** introduzione di una tariffa binomia (potenza/energia), in cui la quota potenza, da applicare alla potenza impegnata, è calcolata in funzione del costo riconosciuto di capitale di ciascuna impresa e di una quota parte del costo operativo riconosciuto (80%), mentre la quota energia è calcolata in funzione del costo operativo residuo (20%);
- **Ipotesi DCO 42.B.3:** fissazione del vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/kW/anno di potenza impegnata, differenziata per livello di tensione;
- **Ipotesi DCO 42.B.4:** fissazione del vincolo ai ricavi ammessi basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione.

16.5 La successiva Tabella 5 sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 5: Valutazione delle ipotesi relative alla definizione del vincolo ai ricavi ammessi per le infrastrutture di rete

Obiettivi	Ipotesi DCO42.B.1	Ipotesi DCO42.B.2	Ipotesi DCO42.B.3	Ipotesi DCO42.B.4
a) garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti	MEDIO/ALTO	MEDIO/ALTO	ALTO	ALTO
b) favorire la stabilità e la certezza del flusso di ricavi per le imprese	MEDIO	MEDIO	MEDIO/ALTO	ALTO
c) garantire un'efficiente ripartizione tra imprese distributrici e clienti finali del c.d. "rischio volume"	MEDIO/ALTO	MEDIO/ALTO	MEDIO	BASSO
d) favorire semplicità amministrativa e trasparenza dei meccanismi tariffari	MEDIO	MEDIO/BASSO	MEDIO/BASSO	MEDIO

Principali osservazioni ricevute

16.6 I soggetti partecipanti alla consultazione hanno in generale espresso parere favorevole rispetto all'incremento della quota fissa nella struttura tariffaria, al fine di garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio e di favorire la stabilità del flusso di ricavi per le imprese.

16.7 Alcuni soggetti hanno messo in evidenza le rilevanti criticità applicative connesse all'introduzione di una quota potenza, in ragione della forte discontinuità rispetto al regime vigente nel terzo periodo di regolazione.

²⁵ Per una corretta valutazione delle ipotesi descritte è opportuno ricordare che i volumi di servizio in funzione dei quali si calcolano le tariffe di riferimento sono basati, per la quota parte delle componenti a copertura di costi di capitale, sulla miglior stima, come disponibile nel mese di novembre dell'anno $n-1$, riferita a ciascun anno n del periodo regolatorio, mentre per la parte a copertura dei costi operativi, in relazione all'applicazione del meccanismo del *price-cap*, sono basati sulla stima riferita al primo anno del periodo regolatorio (e vengono mantenuti costanti negli anni successivi).

Valutazione finale delle opzioni

- 16.8 L'Autorità ha deciso di dare seguito all'ipotesi DCO 42.B.4, che prevede la fissazione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione, ad eccezione della tariffa di riferimento per le utenze di illuminazione pubblica, in relazione alle quali tale tariffa è espressa in centesimi di euro/kWh.
- 16.9 L'Autorità ha inoltre confermato l'esclusione delle tipologie di utenza connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV dalla partecipazione alla copertura dei costi relativi alle reti di distribuzione in alta tensione.
- 16.10 Infine, per ragioni di semplicità, l'Autorità ha deciso, in relazione alle utenze connesse in bassa tensione, di definire corrispettivi unitari riferiti a ciascuna tipologia di contratto che, a parte l'eccezione delle utenze per usi di illuminazione pubblica, risultano tra loro uguali.

17 Criteri di regolazione delle tariffe per la generalità dell'utenza domestica

- 17.1 Nel TPR, la regolazione tariffaria per l'utenza domestica prevedeva una tariffa di riferimento (*tariffa D1*), non applicata ai clienti finali, sulla base della quale erano definiti i ricavi conseguibili dalle imprese distributrici, e due tariffe obbligatorie (*tariffe D2 e D3*) fissate dall'Autorità ed effettivamente applicate dai clienti finali.
- 17.2 La tariffa D2, in particolare, è applicata ai clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW, mentre la tariffa D3 è applicata a tutti gli altri clienti domestici.
- 17.3 In particolare, con riferimento alla generalità dei clienti domestici l'Autorità, per il periodo 2008-2011, ha confermato la tariffa D1 quale "tariffa di riferimento" e ha previsto:
- a) il mantenimento dell'attuale criterio di differenziazione delle tariffe domestiche in base alla residenza anagrafica e all'impegno di potenza (D2 e D3);
 - b) una struttura a scaglioni di consumo, non solo per i clienti con tariffa D2 ma anche per quelli con tariffa D3, garantendo, nel contempo, l'uniformità tra detti scaglioni e quelli rilevanti ai fini dell'applicazione delle accise ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26;
 - c) il (parziale per la D2 e totale per la D3) riallineamento delle quote fisse (per punto di prelievo e per kW impegnato) verso la tariffa di riferimento D1, così da contemperare l'esigenza di una maggiore aderenza ai costi del servizio con l'obiettivo di contenere entro limiti ragionevoli la variazione di spesa per i clienti con consumi medio-bassi in tariffa D2;
 - d) l'introduzione di elementi di progressività sui corrispettivi a copertura dei servizi regolati, in modo da supportare l'uso efficiente delle risorse energetiche.

Opzioni presentate e valutazioni preliminari

- 17.4 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha deciso di mantenere un meccanismo di regolazione tariffaria per le utenze domestiche basato sulla definizione di una tariffa obiettivo e sull'applicazione ai clienti finali di tariffe obbligatorie, fissate dalla medesima Autorità, proponendo diverse ipotesi ai fini della convergenza delle tariffe obbligatorie verso la tariffa di riferimento.

- 17.5 In particolare, nel documento per la consultazione DCO 42/11, l’Autorità ha proposto ipotesi di revisione della struttura delle tariffe relative ai clienti domestici, sulla base dei seguenti obiettivi specifici:
- garantire l’aderenza delle tariffe ai costi sottostanti l’erogazione del servizio;
 - minimizzare l’impatto sulla variazione della spesa dei clienti finali.
- 17.6 A tal fine, l’Autorità ha valutato tre distinte ipotesi di regolazione:
- Ipotesi DCO 42.C.1:** previsione di uno sviluppo coerente con i criteri precedentemente adottati, in base ai quali la convergenza delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1 è perseguita con gradualità, nella logica di evitare eccessivi aumenti del costo del servizio per i clienti beneficiari della tariffa D2, e subordinatamente all’estensione del campo di applicazione della tariffa sociale;
 - Ipotesi DCO 42.C.2:** previsione di una graduale convergenza, da attuarsi in un orizzonte temporale di tre periodi regolatori, delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1;
 - Ipotesi DCO 42.C.3:** istituzione di una tariffa obbligatoria DG, caratterizzata da una quota energia progressiva, da applicare alla generalità dell’utenza domestica, e definizione di un percorso di convergenza delle tariffe D2 e D3 alla medesima tariffa DG da attuarsi con gradualità, in un orizzonte temporale di tre periodi regolatori.
- 17.7 La successiva Tabella 6 sintetizza la valutazione qualitativa delle ipotesi alternative proposte, alla luce degli obiettivi sopra elencati, in prospettiva AIR.

Tabella 6: Valutazione delle ipotesi relative alla convergenza delle tariffe D2 e D3 verso la tariffa D1

Obiettivi	Ipotesi DCO42.C.1	Ipotesi DCO42.C.2	Ipotesi DCO42.C.3
a) garantire l’aderenza delle tariffe ai costi sottostanti	BASSO	ALTO	MEDIO/BASSO
b) minimizzare l’impatto sulla variazione della spesa dei clienti finali	ALTO	MEDIO/BASSO	MEDIO

Principali osservazioni ricevute

- 17.8 Nel corso della consultazione è emerso un sostanziale consenso sulla necessità di effettuare il processo di convergenza delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1 sulla base di criteri di gradualità.
- 17.9 La maggior parte dei soggetti che hanno partecipato alla consultazione ha espresso una preferenza per la soluzione DCO 42.C.2, evidenziando la necessità di definire tempi certi per il processo di convergenza.
- 17.10 Diversi soggetti hanno evidenziato la necessità di subordinare aumenti del costo del servizio per i clienti beneficiari della tariffa D2 all’estensione del campo di applicazione del bonus sociale.

Valutazione finale delle opzioni

- 17.11 Per il quarto periodo di regolazione l’Autorità ha confermato la struttura e l’articolazione delle tariffe per le utenze domestiche, prevedendo un percorso di graduale convergenza delle tariffe D2 e D3 alla tariffa D1, al fine di evitare eccessivi aumenti dei costi per i clienti beneficiari della tariffa D2.
- 17.12 La tariffa D1 rappresenta la tariffa obiettivo, ovvero la tariffa unica nazionale che determina la quota parte del costo complessivo del sistema posta in capo alla totalità degli utenti domestici. La tariffa è composta da tre componenti tariffarie, rispettivamente espresse in

centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW per anno e centesimi di euro/kWh.

- 17.13 In continuità con la disciplina in vigore nel precedente periodo di regolazione, tale tariffa obiettivo non è applicata ai clienti finali ai quali si applica:
- a) la tariffa D2, nel caso di utenze domestiche in bassa tensione per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW;
 - b) la tariffa D3, alle utenze domestiche diverse da quelle di cui alla precedente lettera a).
- 17.14 Entrambe le tariffe risultano articolate in tre componenti, rispettivamente espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, centesimi di euro/kW impegnato per anno e centesimi di euro/kWh. In relazione ai corrispettivi espressi in centesimi di euro/kWh, entrambe le tariffe presentano corrispettivi differenziati per scaglioni di consumo, caratterizzati da aliquote crescenti al crescere dei consumi.

PARTE V

PROVVEDIMENTO FINALE

18 Introduzione

- 18.1 La presente Parte descrive in dettaglio, dal punto di vista tecnico e delle scelte di regolazione adottate, il provvedimento finale. Detto provvedimento prevede l'approvazione:
- a) del “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2012-2015*” - Allegato A (di seguito: TIT);
 - b) del “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015*” – Allegato B (di seguito: TIME);
 - c) del “*Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione*” - Allegato C (di seguito: TIC).
- 18.2 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, l’Autorità ha operato in generale coerenza con i criteri generali di determinazione del costo riconosciuto adottati per il TPR, introducendo alcuni elementi innovativi in relazione alla modalità di determinazione del capitale investito e, limitatamente al servizio di distribuzione, alle modalità di calcolo del costo riconosciuto per impresa.
- 18.3 Il costo riconosciuto determinato dall’Autorità comprende:
- a) i costi operativi, principalmente i costi delle risorse esterne, tra cui il costo del personale e quello relativo agli acquisti di materiali;
 - b) gli ammortamenti delle immobilizzazioni;
 - c) una congrua remunerazione del capitale investito riconosciuto.
- 18.4 Ai fini della fissazione dei livelli tariffari iniziali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, l’Autorità ha provveduto a determinare, separatamente per ciascun servizio e in continuità con la scelta effettuata con la deliberazione n. 348/07, il costo riconosciuto procedendo all’aggregazione delle informazioni di costo desumibili:
- a) dai conti annuali separati dell’esercizio 2010, predisposti dagli esercenti ai sensi del TIU²⁶, come successivamente modificato;
 - b) dalle comunicazioni delle imprese nelle raccolte dati per gli aggiornamenti tariffari per gli anni 2009 e successivi;
 - c) dai dati relativi ai meccanismi di perequazione generale disponibili presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa).

19 Criteri per la determinazione del costo operativo riconosciuto

- 19.1 Al fine di favorire l’efficienza nell’erogazione del servizio, i costi operativi riconosciuti sono valutati, a livello di settore²⁷, a partire dai seguenti elementi:

²⁶ Il TIU è il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione”, Allegato A alla deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07, come successivamente modificato.

²⁷ Con riferimento al servizio di distribuzione, il costo riconosciuto così determinato è stato poi modulato per impresa, come descritto nel paragrafo 19.23.

- a) costo effettivo rilevato contabilmente nell'anno 2010;
- b) valore residuo, non ancora riassorbito tramite l'*X-factor* applicato nel TPR, delle maggiori efficienze conseguito nel secondo periodo di regolazione e lasciate in capo agli esercenti (*PS1*);
- c) maggiori efficienze conseguite nel TPR e lasciate in capo agli esercenti (*PS2*).

19.2 Le componenti di costo sopra individuate sono state corrette per tener conto dell'inflazione e di un fattore di riduzione (*X-factor*) determinato con l'obiettivo di consentire il graduale recupero delle maggiori efficienze realizzate dagli esercenti nei precedenti periodi di regolazione e non ancora trasferite agli utenti finali.

Specificità relative ai servizi di trasmissione e distribuzione

19.3 In termini formali, la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2012, relativa ai costi operativi per l'attività di trasmissione e distribuzione, è determinata applicando la seguente formula²⁸:

$$COR_{12} = \left[COE_{10} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) + \frac{8}{9} PS2_{10} \right] \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{12} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012;
- COE_{10} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2010;
- $PS1_{06} = 0,5 \cdot (COR_{06} - COE_{06})$, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
- RPI_{07} è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap* nell'anno 2007, pari a 1,7%, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
- X_{NPR} è l'obbiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 3,5% per la distribuzione e al 2,5% per la trasmissione;
- RPI_i è il tasso annuo di inflazione rilevante ai fini dell'applicazione del meccanismo del *price-cap*, che assume valore pari a 1,7% per l'anno 2008, 2,4% per l'anno 2009, 2,4% per l'anno 2010, 0,809% per l'anno 2011 e, per l'anno 2012, assume il valore del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, al netto dei tabacchi, rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2010 - maggio 2011, pari al 2,0%;
- $PS2_{10} = 0,5 \cdot \left[COR_{10} - \frac{6}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) - COE_{10} \right]$, è la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del TPR;
- COR_{10} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2010 a copertura dei costi operativi;
- $\frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}}$ è la variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011.

²⁸ Tale formula trova applicazione solo nel caso in cui sia verificata la seguente condizione:

$$COR_{10} - \frac{6}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) > COE_{10}$$

In caso contrario, si applica la seguente formula:

$$COR_{12} = (COE_{06} \cdot \frac{Q_{11}}{Q_{06}} + \frac{4}{9} \cdot PS1_{06}) \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i)$$

19.4 Con riferimento alla variazione del vettore delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011 (rapporto $\frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}}$), considerato che per variazioni limitate delle variabili di scala (punti di prelievo serviti e volumi di energia elettrica distribuita) il livello dei costi non varia o varia in modo non significativo e tenendo conto che l'attuale congiuntura economica sembra determinare una sostanziale stabilità dei consumi nel biennio considerato, l'Autorità ha fissato tale rapporto pari a 1.

Specificità relative al servizio di misura

19.5 In termini formali, la componente dei costi riconosciuti per l'anno 2012, relativa ai costi operativi per il servizio di misura, è determinata applicando la seguente formula²⁹:

$$COR_{12}^{MIS} = \left[COE_{10}^{MIS} \cdot \frac{\overline{Q_{11}}}{Q_{10}} + \frac{2}{7} \cdot PS1_{06}^{MIS} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) + \frac{6}{7} PS2_{10}^{MIS} \right] \cdot \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$$

dove:

- COR_{12}^{MIS} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012;
- COE_{10}^{MIS} è il livello dei costi operativi effettivi riferiti all'anno 2010;
- $PS1_{06}^{MIS} = 0,5 * (COR_{06}^{MIS} - COE_{06}^{MIS})$, in coerenza con quanto indicato al punto 17.5 della relazione AIR alla deliberazione n. 348/07;
- $PS2_{10}^{MIS} = 0,5 \cdot \left[COR_{10}^{MIS} - \frac{4}{7} PS1_{06}^{MIS} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{10} (1 + RPI_i) - COE_{10}^{MIS} \right]$, è la simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel corso del TPR;
- COR_{10}^{MIS} è la quota parte dei ricavi tariffari conseguiti nell'anno 2010 a copertura dei costi operativi.

Costi effettivi 2010

19.6 In coerenza con quanto previsto nei precedenti periodi regolatori, ai fini della quantificazione del livello dei costi operativi effettivi dell'anno 2010 (COE_{10}), l'Autorità non intende includere nei costi riconosciuti le 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. Non è pertanto previsto il riconoscimento delle voci di costo relative a:

- a) oneri finanziari;
- b) accantonamenti e rettifiche operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie;
- c) rettifiche di valore di attività finanziarie;
- d) costi connessi all'erogazione di liberalità;
- e) 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;
- f) oneri per sanzioni, penali, risarcimenti automatici e simili;
- g) oneri straordinari;
- h) spese processuali in cui la parte è risultata soccombente.

²⁹ I valori dei parametri non riportati sono pari a quelli riportati al precedente punto 19.3.

- 19.7 I costi operativi verranno altresì rettificati in funzione dei ricavi realizzati dall'eventuale cessione di beni o prestazioni di servizi non attribuiti, sul piano contabile, alle "attività diverse".
- 19.8 Sono escluse, inoltre, le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico e gli oneri relativi al fondo pensione elettrici, che sono oggetto di specifico riconoscimento (cfr. paragrafi 19.11 e successivi).

Costi sorgenti

- 19.9 Nell'ambito del processo di consultazione, diversi operatori hanno segnalato la necessità di tener conto dei cosiddetti "costi sorgenti", ossia costi connessi a nuovi compiti o a incremento dei volumi delle attività svolte rispetto all'anno di rilevamento dei costi, mediante l'introduzione di specifici correttivi.
- 19.10 In relazione a tale aspetto, l'Autorità ritiene che tali variazioni possano essere eventualmente intercettate dai meccanismi già previsti dalla regolazione tariffaria e, in particolare, dall'aggiornamento quadriennale dei costi operativi riconosciuti e dalla previsione di correggere i costi operativi in corso di periodo di regolazione (in sede di aggiornamento annuale) per tener conto di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, in continuità con quanto già previsto nel TPR.

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

- 19.11 Nel corso del TPR l'Autorità ha introdotto un meccanismo di graduale assorbimento dell'onere derivante dallo "sconto energia" accordato per contratto ad alcuni dipendenti degli esercenti che svolgono attività di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica; tale meccanismo esaurirà i propri effetti nel 2019.
- 19.12 Coerentemente con le determinazioni del precedente periodo di regolazione, anche nel quarto periodo di regolazione, tale onere, seguendo il percorso di riduzione imposto con deliberazione n. 348/07, è stato posto in carico al conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, alimentato dalla componente UC₃.

Il trattamento dei contributi di connessione

- 19.13 Come evidenziato al punto 3.7, nel TPR l'Autorità ha modificato, rispetto ai precedenti periodi di regolazione, il trattamento dei contributi per il servizio di connessione ai fini della determinazione dei costi operativi e del CIR.
- 19.14 In particolare, l'Autorità ha previsto che i contributi a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali) e i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici, siano considerati quali contributi in conto capitale da portare in deduzione del capitale investito e, dunque, non siano più portati in rettifica del costo operativo.
- 19.15 L'Autorità, ai fini della determinazione del costo riconosciuto per l'anno 2012, ha confermato nella sostanza tale impostazione, modificandola limitatamente al trattamento dei contributi di connessione applicati in occasione della connessione di nuovi impianti di produzione, ai sensi del TICA.
- 19.16 Conseguentemente, la deduzione dal capitale investito dei contributi per il servizio di connessione riguarda i contributi a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali) e i contributi di connessione applicati ai sensi del TICA.

Determinazione del livello di recupero di produttività (X-factor)

- 19.17 Il livello di *X-factor* per il periodo di regolazione 2008-2011 era stato fissato con l'obiettivo di completare il trasferimento ai consumatori dei recuperi di efficienza già conseguiti dalle imprese nel secondo periodo di regolazione (eccedenti l'obiettivo fissato dall'Autorità) e a queste lasciati nella misura del 50% in ragione del meccanismo di *profit sharing*, previsto dalla legge n. 290/03, con riferimento al periodo di regolazione 2004-2007.
- 19.18 Per i servizi di trasmissione e distribuzione, l'arco temporale nel quale completare il trasferimento dei citati recuperi di efficienza, era stato fissato in 8 anni. Per la misura, invece, era stato fissato un orizzonte temporale di 6 anni. In altri termini, la piena redistribuzione ai clienti finali dei benefici conseguiti nel secondo periodo di regolazione era prevista nell'anno 2016 per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e nell'anno 2014 per il servizio di misura.
- 19.19 L'Autorità, ai fini della determinazione dell'*X-factor* da applicare nel quarto periodo di regolazione, ha ritenuto opportuno modificare l'arco temporale previsto per il completamento del trasferimento ai clienti finali di tali benefici relativi al secondo periodo di regolazione, fissando per tutti i servizi un orizzonte di 8 anni. Di conseguenza deve essere previsto il recupero entro il 2015 delle maggiori efficienze conseguite nel secondo periodo di regolazione.
- 19.20 Analogamente, per la quota parte dei recuperi di produttività conseguiti nel TPR e lasciata in capo alle imprese, l'Autorità ha previsto che, per tutti i servizi, entro il 2020 tale quota sia redistribuita ai clienti finali. Di conseguenza, entro il 2019 deve essere previsto il recupero della quota parte delle maggiori efficienze conseguite nel TPR e non ancora trasferite agli utenti del servizio.
- 19.21 In termini formali, il livello dell'*X-factor* è stato determinato, per tutti i servizi, applicando la seguente formula:

$$X_{QPR} = a * \left[1 - \sqrt[3]{1 - 3 * \frac{RID_s}{COR_{12}}} \right]$$

dove:

- $a = 1 + rpi$, essendo rpi il tasso annuo d'inflazione atteso per il quarto periodo di regolazione, come assunto per la determinazione del *WACC*, pari a 1,8% (vedi il successivo capitolo 21);
- $RID_s = \frac{1}{9} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{1}{9} PS2_{10} \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$
 - per s= distribuzione o trasmissione
- $RID_s = \frac{2}{7} \cdot \frac{1}{4} PS1_{06} \cdot (1 + RPI_{07} - X_{NPR}) \cdot \prod_{i=08}^{12} (1 + RPI_i) + \frac{6}{7} \cdot \frac{1}{8} PS2_{10} \prod_{i=11}^{12} (1 + RPI_i)$
 - per s= misura.

- 19.22 Il sistema di fissazione dell'*X-factor* appena descritto, si ritiene:
- a) tuteli gli interessi dei clienti finali, fissando un percorso certo di trasferimento in tariffa delle efficienze indotte dalla regolazione;
 - b) garantisca le imprese dai rischi legati alla difficoltà di stimare correttamente i margini residui per ulteriori recuperi di efficienza (ormai, in media, relativamente ridotti);
 - c) potenzi l'incentivo per le imprese a procedere ad ulteriori efficientamenti che, nel corso del quarto periodo di regolazione, risulterebbero lasciati integralmente alle medesime imprese.

Box 1 – Livelli dell’X-factor per il periodo 2012-2015

Per il quarto periodo di regolazione sono in vigore i seguenti tassi di riduzione annuale dei costi riconosciuti:

- servizio di trasmissione: 3,0%
- servizio di distribuzione – gestione infrastrutture di rete: 2,8%
- servizio di distribuzione – gestione commerciale: 0%
- servizio di misura: 7,1%

Costo operativo per la gestione delle infrastrutture di rete del servizio di distribuzione

19.23 Ferma restando l’impostazione generale richiamata ai precedenti paragrafi 19.1 e seguenti, che si basa sulla determinazione di un costo operativo medio di settore, l’Autorità ha proceduto a differenziare per ciascuna impresa distributrice il livello dei costi operativi riconosciuti relativi alle infrastrutture di rete proprie del servizio di distribuzione, al fine di tener conto degli effetti sul costo di erogazione del servizio prodotti da variabili esogene e riconosciuti nel TPR nell’ambito dei meccanismi di perequazione (generale e specifica aziendale).

19.24 La differenziazione per impresa del livello dei costi operativi riconosciuti è effettuata modulando il ricavo tariffario che l’impresa avrebbe ottenuto applicando la quota parte dei parametri della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi mediante l’applicazione di uno specifico coefficiente Γ_m , calcolato secondo la seguente formula:

$$\Gamma_m = \frac{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m}) + \beta^{op} DA_{10,m} + \gamma^{op} DF_{10,m} + \delta^{op} DB_{10,m} + \kappa_m^{op} PSA_{10,m}}{\sum_c \alpha^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$$

dove:

- α^{op} è il coefficiente che esprime l’incidenza della quota parte a remunerazione costi operativi sul ricavo tariffario per il servizio di distribuzione nell’anno 2010;
- $\beta^{op}, \gamma^{op}, \delta^{op}$ sono coefficienti che esprimono, sempre con riferimento all’anno 2010, per ciascun importo di perequazione, l’incidenza della quota parte a copertura dei costi operativi;
- κ_m^{op} è il coefficiente che esprime, per ciascuna impresa distributrice m , l’incidenza della quota parte a copertura dei costi operativi sull’importo di perequazione specifica aziendale relativa all’anno 2010;
- $pf_{10,c}, pp_{10,c}, pe_{10,c}$ sono, rispettivamente, i corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo, in centesimi di euro/kW e in centesimi di euro/kWh delle tariffe di riferimento (tariffa TV1 di cui all’articolo 6 del TIT in vigore nel TPR e tariffa D1 di cui all’articolo 31 del TIT in vigore nel TPR) per il servizio di distribuzione;
- $N_{10,c,m}, kW_{10,c,m}, kWh_{10,c,m}$ sono le variabili di scala effettive (numero di punti di prelievo, kW di potenza contrattualmente impegnata e kWh) relative all’anno 2010 per ciascuna tipologia di contratto, servito dall’impresa distributrice m , come determinate ai fini dell’applicazione dei meccanismi di perequazione generale;
- $DA_{10,m}, DF_{10,m}, DB_{10,m}$ sono gli importi di perequazione generale relativi, rispettivamente, ai meccanismi di cui agli articoli 36, 37 e 38 del TIT 2008-2011;
- $PSA_{10,m}$ è l’importo di perequazione specifica aziendale di cui all’articolo 42 del TIT 2008-2011.

19.25 In altri termini, per ciascuna impresa distributrice è stato determinato un ammontare $COR_{12,m}$, calcolato secondo la seguente formula:

$$COR_{12,m} = COR_{12} \Phi_m \Gamma_m$$

dove:

- COR_{12} è il livello dei costi operativi riconosciuti per l'anno 2012 a livello di settore, come indicato al precedente punto 19.1;
- $\Phi_m = \frac{\sum_c \alpha_{10}^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}{\sum_m \sum_c \alpha_{10}^{op} (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}$ è la quota parte dei costi operativi riconosciuti a livello nazionale, spettante all'impresa m .

20 Criteri per la determinazione del capitale investito riconosciuto

Valorizzazione delle immobilizzazioni nette

- 20.1 Ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto al 31 dicembre 2010, da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha confermato come criterio generale di valorizzazione delle immobilizzazioni nette quello del costo storico rivalutato.
- 20.2 La metodologia adottata prevede, con riferimento al servizio di trasmissione, la determinazione di una componente parametrica, in relazione agli incrementi patrimoniali relativi a cespiti entrati in esercizio fino all'anno 2003, calcolata in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi e perequati, e di una componente puntuale, calcolata sulla base della stratificazione puntuale degli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti entrati in esercizio a partire dall'anno 2004, nonché ai terreni, indipendentemente dall'anno di entrata in esercizio.
- 20.3 Con riferimento al servizio di distribuzione, il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute ai fini regolatori dei terreni, delle linee di distribuzione in alta tensione, delle stazioni di trasformazione AT/MT e degli elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 è determinato sulla base delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, al netto delle stratificazioni relative alle porzioni di rete cedute a Terna e incluse nel perimetro della RTN.
- 20.4 Il valore delle immobilizzazioni nette riconosciute relativo a infrastrutture MT/BT anteriori al 2008 è stato invece ricostruito in via parametrica, in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi perequati e corretti per gli ammontari di PSA³⁰.
- 20.5 Ai fini del calcolo del valore delle immobilizzazioni nette al 31 dicembre 2010, il valore del fondo ammortamento al 31 dicembre 2010 è determinato:
- a) per i cespiti esistenti al 31 dicembre 2010 ed entrati in esercizio fino all'anno 2009 (incluso), come somma del fondo ammortamento esistente al 31 dicembre 2003, determinato sulla base delle aliquote economico-tecniche di ammortamento applicate dalle singole imprese, e degli ammortamenti annuali riconosciuti per il periodo 2004 –

³⁰ Per una descrizione analitica della metodologia di calcolo adottata con riferimento alla determinazione del capitale investito netto per i servizi di trasmissione e distribuzione, si rimanda all'appendice A2 allegata alla presente Relazione AIR.

2010, calcolati in modo omogeneo per tutte le imprese, in funzione del valore netto residuo e della vita utile regolatoria residua;

- b) assumendo pari a zero il valore del fondo di ammortamento, per i cespiti entrati in esercizio nell'anno 2010.

Determinazione valore immobilizzazioni in corso

20.6 Il valore delle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2010 è stato determinato sulla base delle comunicazioni rese dalle imprese distributrici e dal gestore del sistema di trasmissione nell'apposita raccolta dati per gli aggiornamenti tariffari.

Valorizzazione del capitale circolante netto

20.7 Il valore del capitale circolante netto è stato calcolato in modo parametrico, in misura pari all'1% del totale del valore delle immobilizzazioni nette.

Valutazione delle poste rettificative

20.8 Il valore delle poste rettificative è stato scomposto in due elementi:

- a) valore del "trattamento di fine rapporto", portato in deduzione del capitale investito, calcolato in modo puntuale per il servizio di trasmissione e in via parametrica per il servizio di distribuzione, assumendo un coefficiente di incidenza in funzione del valore aggregato nazionale relativo alle poste rettificative, come riportate nelle fonti contabili obbligatorie delle imprese distributrici, pari a -2,17%, applicato al valore delle immobilizzazioni nette di ciascuna impresa;
- b) valore residuo netto dell'onere pluriennale relativo al cosiddetto "fondo pensione elettrici", di cui all'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488, portato in aumento del capitale investito, determinato e riconosciuto puntualmente in base ai dati di ciascuna impresa; tale componente assume carattere finanziario in quanto è volta a consentire alle imprese il recupero delle risorse finanziarie che le stesse hanno dovuto impiegare in seguito alla soppressione del Fondo di Previdenza per i dipendenti dell'Ente nazionale per l'energia elettrica (Enel) e delle aziende elettriche private, disposto dall'articolo 41, comma 1, della legge 23 dicembre 1999, n. 488.

Trattamento contributi

20.9 Ai fini della determinazione del capitale investito, sono portati in deduzione i contributi pubblici e privati percepiti a partire dall'anno 2007, limitatamente alla quota parte che non è stata portata in diminuzione dei costi operativi riconosciuti, secondo le regole applicate nel TPR³¹ (cfr. punto 17.14 della Relazione AIR allegata alla deliberazione n. 348/07).

21 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto

21.1 Il tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuto è stato definito in continuità con le modalità adottate nel TPR. Il tasso è stato fissato in modo da garantire ai portatori di capitale (di rischio e di debito) una remunerazione in linea con quella che avrebbero potuto ottenere sul mercato investendo in attività con analogo profilo di rischio.

³¹ Nel TPR venivano portati a riduzione del capitale investito netto riconosciuto i contributi da organismi comunitari e/o enti pubblici e per nuove connessioni con contributo a preventivo (al netto della quota del 20% a copertura delle spese generali, che è stata portata in deduzione alla base per il calcolo dei costi operativi riconosciuti).

21.2 Il tasso di rendimento del capitale investito è stato determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul capitale di debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), considerando un rapporto tra debito e capitale di rischio pari a 8/10 ed utilizzando la seguente formula per determinare un tasso reale *pre-tax*:

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

dove:

- K_e è il tasso nominale di rendimento del capitale di rischio;
- E è il capitale di rischio;
- D è l'indebitamento;
- K_d è il tasso di rendimento nominale 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.

21.3 Con riferimento al tasso di rendimento del capitale di rischio, è stato utilizzato il modello del *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, metodo comunemente impiegato nei mercati finanziari per determinare il rendimento richiesto dagli investitori per attività caratterizzate da un determinato livello di rischio.

21.4 Il *CAPM* ipotizza che ad ogni singolo investimento sia associata una parte di rischio che è caratteristica di quella specifica attività e che può essere eliminata attraverso la diversificazione degli investimenti ed una parte che non può essere eliminata poiché comune all'intero mercato, definita rischio sistematico. Secondo il *CAPM*, il tasso di rendimento richiesto dagli investitori sul capitale di rischio di una attività è tanto più alto quanto maggiore è il rischio sistematico di questa attività.

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

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

$$K_e = RF + \beta_i ERP$$

dove:

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

Attività prive di rischio

21.7 In relazione al livello del tasso di rendimento delle attività prive di rischio da assumere come base per la determinazione del costo medio ponderato del capitale investito riconosciuto, l'Autorità, in coerenza con il riferimento utilizzato nel TPR, ha confermato l'utilizzo della

media degli ultimi 12 mesi dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia. Ai fini della fissazione del valore definitivo, l'Autorità ha utilizzato la media del periodo dicembre 2010 - novembre 2011.

21.8 Il tasso delle attività *risk free* è stato pertanto fissato pari al 5,24%.

Valutazione del rischio sistematico

21.9 In relazione al parametro relativo al rischio sistematico delle attività (β), l'Autorità ha ritenuto di confermare i valori assunti con riferimento al TPR. Tale scelta è stata effettuata in considerazione del fatto che, se da un lato i meccanismi tariffari di stabilizzazione dei ricavi tariffari di trasmissione e distribuzione hanno contribuito a ridurre la rischiosità di tali attività, dall'altro, le sfide connesse allo sviluppo straordinario della produzione di energia da fonti rinnovabili e il perdurare delle condizioni di instabilità economico-finanziarie espongono le medesime imprese a rischi di nuova natura che hanno indotto l'Autorità ad adottare un atteggiamento prudenzialmente conservativo.

21.10 Tenuto conto che nel TPR è venuta prospettandosi come preferenziale una gestione congiunta del servizio di misura e di distribuzione, l'Autorità ha ritenuto di unificare il parametro β per i servizi di distribuzione e misura, ponderando i rispettivi β in funzione del peso del capitale investito in ciascuna dei servizi menzionati.

21.11 Rispetto al precedente periodo di regolazione, il valore del β levered³² con riferimento al servizio di:

- a) trasmissione, è stato fissato pari a 0,575;
- b) distribuzione e misura, è stato fissato pari a 0,61.

21.12 I livelli dei parametri β utilizzati, nella valutazione dell'Autorità e tenuto conto delle osservazioni pervenute durante il processo di consultazione, rappresentano un punto di equilibrio tra i livelli riconosciuti nella migliore prassi regolatoria europea e le caratteristiche del mercato italiano dell'energia elettrica.

Premio per il rischio di mercato

21.13 Nel DCO 29/11, l'Autorità in un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas, aveva annunciato la propria intenzione di confermare un valore del premio per il rischio del mercato azionario (*ERP*) pari al 4%.

21.14 Durante la consultazione numerosi operatori hanno espresso parere contrario rispetto a tale impostazione, richiedendo il riconoscimento di un *ERP* pari a circa il 7-8%. La richiesta di un aumento del premio al rischio attualmente riconosciuto è stata supportata con l'utilizzo di diverse metodologie di stima e con il riferimento all'attuale congiuntura economica nazionale e internazionale.

21.15 L'*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".

21.16 L'Autorità, come illustrato nel DCO 29/11, ritiene che il calcolo del premio per il rischio di mercato possa essere effettuato utilizzando diverse metodologie di stima che portano a risultati estremamente differenti tra loro, come peraltro è emerso dalle osservazioni degli operatori e come risulta anche da recenti pubblicazioni teoriche³³. La scelta tra le diverse

³² Il β levered è l'indicatore del rischio sistematico che tiene conto del livello di indebitamento della società.

³³ A. Damodaran (2011), "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2011 Edition". Come sostiene l'autore "There is no right risk premium: the flip side of the services know it best argument".

metodologie dipende inevitabilmente da una serie di variabili, tra le quali lo scopo dell'analisi e le aspettative in relazione all'andamento dei mercati. In particolare, in periodi di forte svalutazione/apprezzamento dei mercati ai fini del calcolo del costo del capitale appare più prudente basare le stime del premio al rischio su dati medi di lungo periodo adottando il metodo storico della ricostruzione *ex post*.

- 21.17 L'Autorità, in continuità con il metodo adottato nel terzo periodo di regolazione e in coerenza con le scelte effettuate dai principali regolatori europei, ritiene che la stima più attendibile del premio al rischio sia basata sul premio al rischio storico calcolato su un orizzonte temporale di lungo periodo, utilizzando la media geometrica del differenziale di rendimento tra il rendimento di mercato e il rendimento dei titoli di Stato a lungo termine, analogamente a quanto fatto da Dimson, Marsh e Staunton³⁴. La media geometrica rappresenta, infatti, il valore stimato più attendibile dal punto di vista dell'investitore, soprattutto in paesi che presentano un'elevata volatilità dei titoli azionari.³⁵ Tale metodologia, basata sull'analisi di dati storici di lungo periodo, consente di ridurre l'effetto delle oscillazioni connesse alla volatilità delle quotazioni di borsa.
- 21.18 Alla luce delle considerazioni ivi esposte, tenendo conto che in letteratura non vi è unanime condivisione sull'opportunità di preferire l'utilizzo della media aritmetica che porterebbe alla fissazione di un premio al rischio più elevato, in un'ottica di continuità con le scelte operate per la regolazione nel settore elettrico e nel gas anche da altri regolatori europei, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare un valore di ERP pari al 4%.

Costo del debito (Kd)

- 21.19 Ai fini della valorizzazione dell'indebitamento, a partire dal secondo periodo di regolazione, l'Autorità ha utilizzato un criterio basato sull'adozione di uno *spread* rispetto al tasso rilevato con riferimento alle attività prive di rischio.
- 21.20 Nonostante le mutate condizioni del mercato di capitali riscontrate nell'ultimo triennio, e nel corso del 2011 in particolare, risulta evidente che le società attive in un settore regolato sono di norma esposte ad un più basso livello di rischio e pertanto riescono ad ottenere capitale di debito a tassi di interesse relativamente più convenienti.
- 21.21 Peraltro 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 dei principali operatori della distribuzione e della trasmissione, risulta notevolmente inferiore ai livelli riconosciuti in tariffa.
- 21.22 Inoltre, anche se sulla base dell'andamento dell'economia si evidenziano fattori che fanno prevedere un incremento del costo medio del debito nel corso del prossimo periodo di regolazione, tali elementi si ritiene vengano intercettati e riconosciuti alle imprese attraverso l'aumento del rendimento delle attività prive di rischio.
- 21.23 Alla luce di tale considerazioni, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare lo *spread* riconosciuto sul costo del debito nel precedente periodo di regolazione, pari a 45 punti base.

is that the data is so noisy that no one knows what the right premium is, and that any risk premium within a wide range is therefore defensible".

³⁴ E. Dimson, P. Marsh e M. Staunton (2008), "Global investment returns", edito da ABN Ambro, e dei medesimi autori, "Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook, 2011". Gli autori stimano che l'ERP relativo all'Italia calcolato rispetto ai rendimenti dei titoli di stato sia pari al 3,7%.

³⁵ S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), "A study into certain aspect of the cost of capital for regulation utilities in the U.K".

Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio

21.24 Ai fini della ponderazione tra costo del capitale proprio e costo del capitale di debito, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità, anche in considerazione della sostanziale stabilità del rapporto D/E per i principali operatori, ha ritenuto di dover procedere in continuità rispetto ai criteri adottati nei precedenti periodi di regolazione³⁶, confermando un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 0,8 per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

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

21.25 L'Autorità, nel corso della consultazione, aveva ipotizzato, in funzione delle modifiche introdotte dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, avente ad oggetto "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato", di ridurre l'aliquota teorica di incidenza delle imposte precedentemente riconosciuta, portandola al 34%.

21.26 Nel corso del processo di consultazione numerosi operatori hanno segnalato all'Autorità la necessità di incrementare il livello di aliquota di imposta riconosciuta, al fine di garantire l'effettivo riconoscimento di tutte le imposte pagate. Gli operatori hanno altresì:

- a) evidenziato l'impatto negativo sugli investimenti derivante dal mancato riconoscimento dei maggiori oneri d'imposta sugli utili delle aziende (Ires) derivanti dalle recenti modifiche normative introdotte dell'articolo 7 del decreto-legge 13 agosto 2011, n. 138, che ha previsto nuove misure fiscali di perequazione tributaria per i settori petrolifero, del gas e dell'energia elettrica;
- b) richiesto la revisione dell'aliquota fiscale, al fine di riconoscere alle imprese il delta imposte che deriva dalla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli regolatori, dall'applicazione del principio IFRIC 18 e dall'indeducibilità temporanea degli ammortamenti a fini fiscali.

21.27 Con riferimento a tali osservazioni, l'Autorità ha ribadito l'esigenza di fondare le proprie scelte sulla base di principi generali di teoria economica, indipendenti dalle scelte effettuate dalle imprese nel proprio bilancio di esercizio o da aspetti di carattere puramente finanziario, fissando *un'aliquota teorica d'imposta indipendente da quella effettiva d'impresa*. Il riconoscimento dell'aliquota effettiva di imposta desumibile dal bilancio delle imprese o, a maggior ragione, di quella che riflette le imposte effettivamente pagate in un esercizio, come richiesto da alcuni operatori, si configurerebbe come modifica ai suddetti principi alla base delle determinazioni tariffarie dell'Autorità, risultando peraltro incoerente con tutti gli altri parametri regolatori utilizzati, quali, ad esempio, il capitale investito e l'ammortamento che, come riconosciuto dagli stessi operatori, tendono ad essere superiori a quelli effettivi d'impresa, rilevanti a fini civilistici.

21.28 Peraltro, ulteriori affinamenti anche riguardo alla valutazione dell'incidenza fiscale sugli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura, nonché una prima valutazione degli effetti della legge n. 214/11³⁷ hanno portato l'Autorità a fissare il parametro relativo alla tassazione (T) a un valore pari al 35,7%.

³⁶ Ai fini della valutazione del rapporto tra capitale di debito e capitale proprio, nel TPR, l'Autorità ha utilizzato un riferimento comune per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura. Tale riferimento teneva conto di una valutazione complessiva influenzata, da un lato, dall'evoluzione attesa del rapporto D/E dei principali operatori italiani (con la E valutata sia in funzione dei dati di bilancio, sia secondo la logica dell'*Equity RAB*), dall'altro, delle politiche di indebitamento di alcuni dei principali operatori di infrastrutture di rete europee.

³⁷ Legge 22 dicembre 2011, n. 214 recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 dicembre 2011, n. 201, recante disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici" (*cd. Decreto Salva-Italia*).

- 21.29 Non sono invece stati considerati a questo fine gli effetti dell'addizionale Ires prevista dalla legge n. 148/11; quest'ultima scelta costituisce mero adempimento, da parte dell'Autorità, alla citata legge, la quale, vietando la traslazione dell'addizionale Ires, renderebbe illegittima la diversa statuizione nei termini richiesti da alcuni operatori.
- 21.30 Il livello dello scudo fiscale (t_c) è stato fissato pari al livello dell'aliquota dell'Ires, in analogia con quanto adottato per il terzo periodo di regolazione tariffaria per i servizi di trasporto e stoccaggio gas, rigassificazione del Gnl, nonché per il servizio di distribuzione del gas.

Tasso di inflazione

- 21.31 L'Autorità, in continuità con i precedenti periodi regolatori, ha fissato il livello del tasso di inflazione per il quarto periodo di regolazione sulla base delle indicazioni contenute nella nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2011, tenendo conto delle più recenti stime pubblicate dalle principali istituzioni economiche nazionali ed internazionali. Alla luce delle indicazioni programmatiche e di quadro congiunturale desumibili da tali documenti, l'Autorità ha fissato il livello dell'inflazione, pari all'1,8%.
- 21.32 La tabella seguente riporta, per ciascun servizio (trasmissione, distribuzione, ivi incluso il comparto di commercializzazione, e misura) gli scenari di riferimento per la fissazione del costo medio ponderato per la remunerazione del capitale investito.

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

Parametro	Descrizione	Servizio/Attività		
		Trasmissione	Distribuzione	Misura
RF	Tasso nominale delle attività prive di rischio (%)	5,24%		
$\beta levered$	Rischio sistematico attività	0,575	0,610	0,610
ERP	Premio di mercato (%)	4,00%		
Kd (nominale)	Rendimento cap debito (%)	5,69%		
D/E	Rapporto tra capitale di debito e capitale proprio	0,8		
T	Aliquota fiscale (%)	35,70%		
T_c	Scudo fiscale (%)	27,50%		
R_{pi}	Inflazione tendenziale media (%)	1,8%		
WACC	Costo medio ponderato del capitale (%)	7,4	7,6	7,6

Aggiornamento del tasso di remunerazione base per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

- 21.33 L'Autorità, in relazione alla straordinaria congiuntura economico-finanziaria, ha previsto, in ogni caso, di introdurre un meccanismo di revisione del $WACC$ a metà del periodo di regolazione.

- 21.34 L'Autorità, riconoscendo le condizioni di straordinarietà dell'attuale congiuntura economico-finanziaria, ha ritenuto opportuno prevedere che, entro il 30 novembre 2013, il tasso di remunerazione del capitale investito netto relativo ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica sia sottoposto a revisione.
- 21.35 Pertanto, indipendentemente dalle future condizioni congiunturali, il tasso di remunerazione sarà ricalcolato mantenendo fissi tutti i parametri rilevanti per il calcolo del *WACC*, ad eccezione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, che sarà assunto pari alla media del periodo novembre 2012 – ottobre 2013 dei rendimenti lordi del BTP decennale *benchmark* rilevato dalla Banca d'Italia.

Misure a compensazione del lag regolatorio

- 21.36 In fase di consultazione, numerosi operatori hanno evidenziato come il ritardato riconoscimento dei nuovi investimenti (gli investimenti netti realizzati nell'anno n trovano un loro primo riconoscimento nella tariffa dell'anno $n+2$) comporti di fatto una riduzione della remunerazione effettivamente riconosciuta agli operatori, in quanto detto ritardo, superiore ad un anno, ha un impatto negativo sul valore attualizzato netto dell'investimento.
- 21.37 L'Autorità, tenendo conto delle osservazioni ricevute, ha riconosciuto la necessità di garantire che il tasso di remunerazione base ritenuto "equo" non risulti nei fatti ridotto per effetto del *lag regolatorio*.
- 21.38 In merito, l'Autorità ha, in un primo momento, valutato l'opportunità di includere nel conteggio degli investimenti rilevanti per la valorizzazione della tariffa dell'anno n , gli investimenti realizzati entro il 30 giugno dell'anno $n-1$, che trovino riscontro in documenti ufficiali sottoposti a revisione contabile, quali la relazione finanziaria semestrale.
- 21.39 Tuttavia, il collegamento del riconoscimento degli investimenti a documenti ufficiali sottoposti a revisione contabile può risultare discriminatorio, favorendo di fatto le imprese quotate, già tenute per effetto di altre norme a produrre tali documenti in corso d'anno. A tale considerazione, si sono affiancate le valutazioni in merito alla complessità insita nella predisposizione e nella gestione di un eventuale meccanismo basato su stime *ex ante* e controlli *ex post* degli investimenti effettuati con la parallela predisposizione di automatismi di acconto/conguaglio.
- 21.40 Ai fini della sterilizzazione degli effetti derivanti dal *lag regolatorio*, l'Autorità ha pertanto stabilito di riconoscere una maggiorazione forfetaria pari all'1% del *WACC-base*, a partire dagli investimenti effettuati successivamente al 31 dicembre 2011, fatto salvo quanto previsto in materia di incentivazione degli investimenti.

22 Criteri per la determinazione dell'ammortamento riconosciuto

- 22.1 Gli ammortamenti sono in linea generale calcolati sulla base del rapporto tra valore netto residuo delle immobilizzazioni, valutato a costi storici rivalutati, e vita utile residua regolatoria³⁸.
- 22.2 La metodologia adottata prevede, con riferimento al servizio di trasmissione, la determinazione di una componente parametrica degli ammortamenti, in relazione agli

³⁸ Si fa osservare che, in continuità di aliquota d'ammortamento applicata, la formulazione proposta risulta algebricamente uguale al rapporto tra valore lordo delle immobilizzazioni, valutato a costo storico rivalutato, e vita utile ai fini tariffari.

incrementi patrimoniali relativi a cespiti entrati in esercizio fino all'anno 2003, calcolata in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi, e di una componente puntuale, calcolata sulla base della stratificazione puntuale degli incrementi patrimoniali per i cespiti entrati in esercizio a partire dall'anno 2004.

- 22.3 Con riferimento al servizio di distribuzione, il valore degli ammortamenti riconosciuti ai fini regolatori dei terreni, delle linee di distribuzione in alta tensione, delle stazioni di trasformazione AT/MT e degli elementi delle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 è determinato sulla base delle stratificazioni puntuali degli incrementi patrimoniali di ciascuna impresa, al netto delle stratificazioni relative alle porzioni di rete cedute a Terna e incluse nel perimetro della RTN. Il valore degli ammortamenti riconosciuti relativo a infrastrutture MT/BT anteriori al 2008 è stato invece ricostruito in via parametrica, in funzione del livello dei ricavi tariffari ammessi perequati e corretti per gli ammontari di PSA³⁹.
- 22.4 Per le imprese ammesse al meccanismo di PSA è prevista l'introduzione di un meccanismo correttivo per la determinazione degli ammortamenti riconosciuti, attivato su istanza del gestore di rete qualora il valore del parametro k_m^{cap} ⁴⁰ sia negativo; tale meccanismo prevede l'applicazione di uno specifico coefficiente di correzione degli ammortamenti relativi alle reti di distribuzione in media e bassa tensione entrate in esercizio fino al 31 dicembre 2007 e soggette a valutazione parametrica⁴¹.
- 22.5 Gli ammortamenti sono riconosciuti, per quota intera, a partire dal secondo anno successivo a quello di entrata in esercizio dei cespiti, in coerenza con il *lag* temporale di due anni previsto per il riconoscimento dei nuovi investimenti.
- 22.6 A differenza di quanto previsto nel TPR, l'Autorità ha stabilito di riconoscere individualmente a ciascuna impresa la quota annua di ammortamento dell'onere relativo al *fondo pensione elettrici* attribuibile alla medesima impresa.

23 Specificità nella determinazione del costo riconosciuto per le attività commerciali della distribuzione

- 23.1 Con riferimento ai meccanismi di perequazione dei costi commerciali, l'Autorità, in occasione della definizione delle tariffe per il servizio di distribuzione per il TPR, aveva manifestato la propria intenzione di considerare tale meccanismo transitorio e limitato al periodo di regolazione 2008-2011 (cfr. paragrafi 27.19 e seguenti della Relazione AIR relativa alla deliberazione n. 348/07). In coerenza con tale impostazione, ai fini del provvedimento oggetto della presente Relazione AIR, l'Autorità ha ritenuto di non riproporre i meccanismi di perequazione dei costi commerciali vigenti nel precedente periodo di regolazione.
- 23.2 Ai fini della definizione del costo riconosciuto per le attività commerciali della distribuzione, è stata invece prevista una differenziazione in funzione della modalità di erogazione del servizio di maggior tutela, distinguendo tra imprese che svolgono le funzioni di

³⁹ Per una descrizione analitica della metodologia di calcolo adottata con riferimento alla determinazione degli ammortamenti per i servizi di trasmissione e distribuzione, si rimanda all'appendice A2 allegata alla presente Relazione.

⁴⁰ k_m^{cap} è il coefficiente che esprime, per ciascuna impresa distributrice m , l'incidenza della quota parte a remunerazione del capitale investito sull'importo di perequazione specifica aziendale.

⁴¹ La correzione dell'ammortamento si riflette altresì sul percorso di degrado delle immobilizzazioni nette, per la quota determinata parametricamente.

commercializzazione in modo integrato per distribuzione e maggior tutela e imprese che svolgono tali funzioni in modo separato. Tale differenziazione è prevista limitatamente alle tipologie di utenza connesse in bassa tensione, in coerenza con le scelte effettuate nel TPR.

- 23.3 Le imprese distributrici che svolgono il servizio in modo integrato possono sfruttare sinergie derivanti dalla gestione congiunta delle attività commerciali. Tale possibilità è invece preclusa alle imprese che svolgono il servizio in modo separato. Essendo tale modalità di erogazione del servizio dipendente da una scelta del legislatore, l'Autorità ha ritenuto necessario procedere a riconoscere le specificità della gestione separata. In relazione allo svolgimento delle attività commerciali della distribuzione, non sussistono invece ragioni per differenziare il livello del costo riconosciuto per impresa.
- 23.4 La determinazione dei costi riconosciuti per le imprese che erogano il servizio in modalità separata è basata sul dato medio nazionale delle imprese che operano secondo tale modalità. La determinazione dei costi riconosciuti per le imprese che svolgono il servizio in modalità integrata è invece effettuata in continuità con i criteri adottati nel TPR.

24 Incentivazione degli investimenti

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

- 24.1 Ai sensi dell'articolo 22 del TIT, per gli investimenti effettuati a decorrere dall'1 gennaio 2012 sono riconosciute le seguenti maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito:
- a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b), c) e d): 0%;
 - b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3, ivi inclusi gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 *quinquies*, comma 9, della legge n. 290/03: 1,5% per 12 anni;
 - c) I=3: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto relativi a progetti strategici per il sistema energetico, volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, o ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche, come approvati dall'Autorità: 2% per 12 anni;
 - d) I=4: investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri definiti dall'Autorità: 2% per 12 anni.
- 24.2 I progetti di investimento strategici per il sistema energetico possono essere inclusi nella tipologia I=3 su proposta del gestore del sistema di trasmissione e dietro approvazione da parte dell'Autorità, purché tali progetti siano previsti nel Piano di sviluppo approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93⁴². Inoltre, è stato previsto che, in via straordinaria, in casi individuati dall'Autorità, possano essere inclusi nella tipologia I=3 anche ulteriori investimenti di primaria portata strategica non strettamente rientranti nella definizione I=3, eventualmente anche volti a ridurre le congestioni all'interno delle zone di mercato, come chiarito nelle motivazioni della deliberazione ARG/elt 199/11.
- 24.3 Ai sensi di quanto proposto nel documento per la consultazione DCO 34/11 (Ipotesi DCO34.A.4), l'Autorità ha inoltre confermato la proposta di rafforzare il legame tra le

⁴² L'assenza di un Piano di sviluppo approvato ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 può essere supplita facendo riferimento all'ultimo piano di sviluppo approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in coerenza con le disposizioni di cui alla concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica (adottata con decreto 20 aprile 2005 e aggiornata con decreto 15 dicembre 2010).

maggiorazioni del WACC ed il meccanismi di incentivo all'accelerazione degli investimenti e di premio/penalità per il rispetto della data prevista di completamento delle opere (di cui agli articoli da 25 a 29 del TIT), prevedendo che i meccanismi incentivanti siano automaticamente applicati a tutti gli investimenti inclusi nella categoria I=3 e non siano più facoltativi. Contestualmente, per il periodo di regolazione 2012-2015, l'Autorità intende prevedere l'introduzione di strumenti che consentano di monitorare nel tempo lo stato di avanzamento degli interventi e del raggiungimento delle relative *milestone*.

- 24.4 Al fine di garantire certezza regolatoria, l'Autorità ha previsto l'applicazione dei nuovi schemi incentivanti a decorrere dagli investimenti realizzati dall'1 gennaio 2012. Tale impostazione, che non modifica le regole applicabili agli investimenti già realizzati o in fase di realizzazione (ossia già ammessi alla tipologia I=3 come immobilizzazione in corso), risulta quella più coerente con il principio di tutela dell'affidamento degli operatori e si basa sul presupposto che l'operatore ha effettuato le proprie decisioni di investimento in un dato anno, in funzione della logica di remunerazione in quel momento nota.
- 24.5 Con riferimento agli investimenti del Piano di difesa, l'Autorità ha previsto che il conguaglio tra la stima degli investimenti previsti negli anni 2010 e 2011, già riconosciuti nelle tariffe relative all'anno 2011 e confermati nelle tariffe relative all'anno 2012, in coerenza con quanto riportato nel Box 2, e gli investimenti effettivamente realizzati nel corso dei medesimi anni 2010 e 2011, trovi copertura tariffaria nei livelli tariffari dell'anno 2013.

Riconoscimento dei costi ambientali e compensativi relativi ai nuovi investimenti in trasmissione

- 24.6 L'Autorità, al comma 22.8 del TIT, ha confermato le disposizioni in materia di incentivi al contenimento dei costi ambientali e/o compensativi introdotte con la deliberazione n. 348/07⁴³.

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione

- 24.7 Anche per il servizio di distribuzione, in coerenza con quanto previsto per il servizio di trasmissione, al fine di garantire certezza regolatoria, l'Autorità ha previsto l'applicazione dei nuovi schemi incentivanti a decorrere dagli investimenti realizzati dall'1 gennaio 2012, confermando l'applicazione delle maggiorazioni previste nel TPR per gli investimenti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011.
- 24.8 Per gli investimenti realizzati successivamente all'1 gennaio 2012, l'Autorità ha ritenuto opportuno rivedere le tipologie di investimenti soggetti ad incentivazione focalizzando maggiormente detti incentivi verso gli investimenti necessari al potenziamento dell'idoneità delle reti di distribuzione a gestire e sostenere lo sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi in media e bassa tensione. Per quanto riguarda, in particolare, la revisione dell'attuale incentivazione (tramite maggiorazione del WACC) di alcune tipologie di investimenti, l'Autorità, anche in relazione al riconoscimento di una maggiore remunerazione per i nuovi investimenti, al fine di sterilizzare il *lag* regolatorio (si vedano in proposito i punti da 21.36 a 21.40), ha previsto l'incentivazione delle seguenti categorie di investimento:
- a) investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite e installazione di nuovi trasformatori a basse perdite in cabine di trasformazione MT/BT esistenti o di nuova realizzazione (+1,5% per 8 anni);
 - b) investimenti relativi a progetti pilota, selezionati con deliberazione dell'Autorità ARG/elt 12/11 (*smart grid*) (+2% per 12 anni);

⁴³ Cfr. Relazione AIR alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07.

- c) investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici (+1,5% per 12 anni);
- d) investimenti di potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie nelle aree critiche individuate ai sensi del comma 4.2, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08 (+1,5% per 12 anni);
- e) investimenti in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo selezionati secondo la procedura e i criteri previsti all'articolo 13 del TIT (+2% per 12 anni).

24.9 La definizione di una specifica regolazione incentivante per le *smart grid* è stata rinviata a un successivo provvedimento.

Modalità di sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

24.10 La procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante previsto dal comma 12.5 del TIT per il servizio di distribuzione e dal comma 22.5 per il servizio di trasmissione saranno definiti con successivo specifico provvedimento dell'Autorità.

24.11 Nel TIT, tuttavia, sono stati fissati alcuni principi generali. In particolare, è previsto che la valutazione di ammissibilità degli investimenti sia demandata a un'apposita commissione. Nel caso del servizio di distribuzione, la commissione è nominata dall'Autorità. Nel caso del servizio di trasmissione, ferme restando le prerogative del Ministero dello sviluppo economico previste dall'articolo 36 del decreto legislativo n. 93/11, la nomina viene effettuata dall'Autorità in accordo con il Ministero per lo sviluppo economico. La commissione valuta i progetti in relazione alle diverse tecnologie di accumulo, all'efficacia in termini di ritiro dell'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e alle potenziali interazioni con la disciplina del dispacciamento. E' previsto che gli oneri relativi alla valutazione delle istanze siano posti a carico del gestore di rete richiedente.

24.12 Il TIT fissa i requisiti minimi relativi ai sistemi di accumulo. Per il servizio di trasmissione, tali sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti:

- a) essere inseriti nel Piano di sviluppo della RTN predisposto ai sensi dell'articolo 36, comma 12, del decreto legislativo n. 93/11;
- b) avere la caratteristica di amovibilità;
- c) essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili, nelle more dei necessari potenziamenti di rete;
- d) essere complementari a un sistema di controllo dinamico delle reti;
- e) essere dimensionati per l'accumulo di energia elettrica prodotta e non altrimenti assorbibile e per la regolazione istantanea della frequenza non attuabile con altri interventi.

24.13 Per il servizio di distribuzione, i sistemi dovranno rispettare i seguenti requisiti:

- a) essere necessari a garantire l'immissione in rete di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili;
- b) essere inclusi in progetti di trasformazione delle reti di distribuzione esistenti in *smart grid*;
- c) essere finalizzati alla regolazione dei profili di scambio di energia elettrica con la rete di trasmissione.

Sviluppo di meccanismi di incentivazione per il servizio di misura

24.14 Come anticipato nel DCO 34/11, l'Autorità nel corso del quarto periodo di regolazione intende anche approfondire le tematiche connesse allo sviluppo di nuove attività aggiuntive

nell'ambito del servizio di misura, al fine di introdurre, in via sperimentale e nell'ambito di appositi progetti-pilota, eventuali meccanismi di incentivazione, da coordinare con le iniziative in materia di misura gas illustrate nel DCO 40/11.

Box 2 – Quantificazione dei costi riconosciuti per l'anno 2012

Con l'applicazione dei parametri e delle metodologie sopra descritte è stato determinato il costo riconosciuto che trova copertura nelle tariffe di riferimento e nel meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti (sono esclusi pertanto i costi riconosciuti che trovano copertura nei corrispettivi disciplinati dal TIC) nell'anno base del quarto periodo di regolazione (2012), per ciascuno dei servizi oggetto di regolazione tariffaria.

Per il servizio di trasmissione, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore, per l'anno 2012, ammontano a circa 1.547 milioni di euro, con un incremento di circa il 10% rispetto ai costi complessivamente riconosciuti nel 2011, valutati a parità di perimetro ossia includendo nei costi riconosciuti del 2011 anche i costi inerenti le reti ELAT acquisite da Terna nel corso del 2010⁴⁴. Tale incremento è prevalentemente dovuto agli investimenti realizzati da Terna ed entrati in esercizio nel 2010, pari a circa 963 milioni di euro. Una quota parte dei costi riconosciuti, pari a circa 55 milioni di euro, è costituita dalla remunerazione del capitale e dagli ammortamenti relativi agli investimenti del Piano di difesa. Al riguardo, si evidenzia che il suddetto costo riconosciuto è stato determinato aggiornando con la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari al 2,36%, la quota parte della tariffa di trasmissione 2011 a copertura degli investimenti relativi al Piano di difesa che, sulla base del meccanismo adottato nel TPR, già includeva gli investimenti previsti per gli anni 2010 e 2011.

I suddetti costi includono anche l'adeguamento del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione per l'anno 2012, per un importo pari a circa 3 milioni di euro, disposto dall'Autorità con deliberazione 157/2012/R/EEL al fine di tenere conto dei costi associati alle reti di distribuzione acquisite da Terna nel corso del 2010 ed incluse nel perimetro della RTN, precedentemente di proprietà delle società Retrasm S.p.A., SET Distribuzione S.p.A. e Dolomiti Energia S.p.A.. Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha previsto che, a decorrere dal 2013, tali reti saranno considerate ai fini della determinazione della tariffa di trasmissione.

Per il servizio di distribuzione, esclusi i costi di commercializzazione del servizio stesso e tenuto conto degli oneri per gli sconti ai dipendenti, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore per l'anno 2012 ammontano a circa 4.644 milioni di euro, con un aumento rispetto al 2011 di circa il 4%⁴⁵, valutato a parità di perimetro.

Per il servizio di misura, i costi complessivamente riconosciuti a livello di settore (inclusi i costi del gestore del sistema di trasmissione per l'erogazione del servizio di misura nei casi in cui il TIME lo affida al gestore medesimo) per l'anno 2012 ammontano a circa 749 milioni di euro, con una riduzione rispetto al 2011 di circa il 4%.

⁴⁴ Con riferimento ai costi complessivamente riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2012, si evidenzia in particolare che:

- il capitale investito netto riconosciuto risulta pari a 9.544 milioni di euro, ed è composto da:
 - o immobilizzazioni nette relative agli investimenti antecedenti l'anno 2004, determinate in applicazione del modello vettoriale (cfr. Allegato A), pari a 5.241 milioni di euro;
 - o immobilizzazioni nette relative agli investimenti inerenti il periodo 2004-2010, pari a 4.211 milioni di euro;
 - o capitale circolante netto, poste rettificative e c.d. "Fondo pensione elettrici", complessivamente pari a 92 milioni di euro;
- gli ammortamenti riconosciuti risultano pari a 423 milioni di euro, e sono composti da:
 - o ammortamenti relativi agli investimenti antecedenti l'anno 2004, determinate in applicazione del modello vettoriale (cfr. Allegato A), pari a 307,3 milioni di euro;
 - o ammortamenti relativi agli investimenti inerenti il periodo 2004-2010, pari a 109,2 milioni di euro;
 - o quota annuale del c.d. "Fondo pensione elettrici", pari a 6,5 milioni di euro,
- i costi operativi riconosciuti sono pari a 297 milioni di euro;
- la maggiore remunerazione sugli investimenti di sviluppo della RTN è complessivamente pari a 66 milioni di euro.

⁴⁵ Occorre osservare che, a seguito della modifica introdotta in relazione alla determinazione dei costi riconosciuti "per impresa", al fine di confrontare grandezze tra loro omogenee, il costo riconosciuto per il servizio di distribuzione per l'anno 2012 è stato confrontato con il costo riconosciuto per il 2011, calcolato tenendo conto degli effetti derivanti dalla perequazione specifica aziendale e dalla perequazione dei contributi di allacciamento a *forfait*.

25 Fissazione dei parametri tariffari iniziali

- 25.1 Sulla base del costo riconosciuto ai fini regolatori calcolato per i differenti servizi secondo le modalità individuate nei precedenti capitoli, sono determinati i livelli dei parametri tariffari iniziali per il periodo di regolazione 2012-2015. Dal livello di tali parametri tariffari dipende il livello dei ricavi ammessi a copertura dei costi del servizio.
- 25.2 I parametri tariffari rilevanti per il dimensionamento del livello dei ricavi ammessi sono:
- le componenti CTR_P e CTR_E , per il servizio di trasmissione;
 - la tariffa $TVI(dis)_m$ e la tariffa $TVI(cot)$, per il servizio di distribuzione;
 - le componenti $MIS_1(INS)$, $MIS_3(INS)$, $MIS_1(VER)$, $MIS_3(VER)$, $MIS_1(RAC)$, $MIS_3(RAC)$, $\sigma I(mis)$ e $T_i(res)$, per il servizio di misura⁴⁶.
- 25.3 I parametri tariffari rilevanti per il dimensionamento del livello dei ricavi ammessi sono definiti in relazione alle differenti tipologie a cui vengono ricondotti i contratti aventi ad oggetto i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica.

Tipologie contrattuali rilevanti per la fissazione dei parametri tariffari iniziali

- 25.4 Per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le tipologie di contratto individuate ai fini del TPR ed ha altresì provveduto a:
- segmentare le utenze connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV;
 - ricomprendere nell'ambito del TIT la nuova tipologia di contratto, relativa alle utenze (in bassa e in media tensione) per l'alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici, già introdotta ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione ARG/elt 242/10.

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari per il servizio di trasmissione

- 25.5 Con riferimento al servizio di trasmissione, in considerazione delle disposizioni transitorie che hanno confermato, per l'anno 2012, l'applicazione di una tariffa monomia totalmente espressa in centesimi di euro/kWh (cfr. capitolo 15.14), il livello iniziale della componente CTR_E è stato determinato come rapporto tra il livello di ricavo complessivamente riconosciuto, inclusi i ricavi associati alla maggiorazione del tasso di remunerazione e agli investimenti associati al Piano di difesa, ed una stima del volume di energia elettrica soggetta alla componente CTR_E per il 2012, assunta pari a 293.423,47 GWh. In tale valore è inclusa anche l'energia elettrica prodotta dagli impianti connessi in AT su reti di distribuzione (c.d. punti di interconnessione virtuale in alta tensione alla rete di trasmissione nazionale). Infatti, al fine di garantire una corretta transizione verso l'applicazione della tariffa di trasmissione con struttura binomia, transitoriamente per l'anno 2012 sono fatte salve le disposizioni di cui al comma 13.1, lettera a), punto ii), del TIT 2008-2011.
- 25.6 Per il 2013, ferme restando le modalità di aggiornamento delle componenti di ricavi di cui al capitolo 31, l'introduzione della tariffa binomia implica il ricalcolo del livello iniziale delle componenti CTR_P e CTR_E .

⁴⁶ Il ricavo ammesso per il servizio di misura è poi modulato mediante l'applicazione del meccanismo di perequazione previsto dal TIME.

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari per il servizio di distribuzione – Infrastrutture di rete

25.7 Come evidenziato al precedente punto 16.4, l’Autorità, ai fini della determinazione della tariffa $TVI(dis)_m$, destinata alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete, ha dato seguito all’ipotesi DCO 42.B.4, che prevede la fissazione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione, ad eccezione della tariffa di riferimento per tipologie di contratto per utenze di illuminazione pubblica che risulta basato in ogni caso su una tariffa di riferimento espressa in centesimi di euro/kWh.

25.8 La tariffa $TVI(dis)_m$ risulta composta dalle seguenti componenti:

- a) $\rho_1^m(dis)$, suddivisa negli elementi $\rho_1^m(disAT)$, $\rho_1^m(disMT)$ e $\rho_1^m(disBT)$;
- b) $\rho_3^m(dis)$, suddivisa negli elementi $\rho_3^m(disAT)$, $\rho_3^m(disMT)$ e $\rho_3^m(disBT)$.

25.9 Ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento, per ciascuna tipologia di contratto c e con riferimento a ciascuna impresa m , sono state adottate le seguenti formule:

$$\rho_1^m(c) = \frac{CR_{12,m}^{DIS} \Phi_{c,m}}{N_{12,c,m}}$$

dove:

- $CR_{12,m}^{DIS}$ è il costo riconosciuto a copertura dei costi di distribuzione (remunerazione del capitale investito, ammortamenti e costi operativi) per ciascuna impresa distributrice m ;

$$\Phi_{c,m} = \frac{(pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})}{\sum_c (pf_{10,c} N_{10,c,m} + pp_{10,c} kW_{10,c,m} + pe_{10,c} kWh_{10,c,m})};$$

con:

- $pf_{10,c}$, $pp_{10,c}$, $pe_{10,c}$ sono rispettivamente i corrispettivi unitari espressi in centesimi di euro/punto di prelievo, in centesimi di euro/kW e in centesimi di euro/kWh delle tariffe di riferimento (tariffa TV1 di cui all’articolo 6 del TIT e tariffa D1 di cui all’articolo 31 del TIT) per il servizio di distribuzione;
- $N_{10,c,m}$, $kW_{10,c,m}$, $kWh_{10,c,m}$ sono le variabili di scala effettive (numero di punti di prelievo, kW di potenza contrattualmente impegnata e kWh) relative all’anno 2010 per ciascuna tipologia di contratto c , servito dall’impresa distributrice m , come determinate ai fini dell’applicazione dei meccanismi di perequazione generale;
- $N_{12,c,m}$ è il numero di punti di prelievo servito dall’impresa distributrice m , appartenente alla tipologia di contratto c , stimato per l’anno 2012⁴⁷.

$$\rho_3^m(c) = \frac{CR_{12,m}^{DIS} \Phi_{c,m}}{kWh_{12,c,m}}$$

⁴⁷ Ai fini della stima, l’Autorità ha utilizzato i valori delle variabili di scala comunicati dalle imprese distributrici per la perequazione generale per l’anno 2010. Non essendo disponibili alla data delle determinazioni tariffarie né i dati relativi all’anno 2012, né i dati consuntivi relativi all’anno 2011, l’Autorità, per stimare il dato relativo all’anno 2012 (cfr. paragrafo 19.3 della presente Relazione), che il tasso di variazione delle variabili di scala rilevanti tra il 2010 e il 2011 sia nullo (ossia che i valori stimati per il 2011 siano uguali a quelli rilevati a consuntivo nell’anno 2010).

dove:

- $kWh_{12,c,m}$ è la quantità di energia elettrica distribuita dall'impresa distributrice m alla tipologia di contratto c , stimata per l'anno 2012⁴⁸.

- 25.10 In merito, va precisato che è stata prevista l'esenzione dall'applicazione delle componenti tariffarie a copertura delle infrastrutture di rete in alta tensione rimaste nel perimetro delle imprese distributrici per le tipologie di utenza connesse con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV.
- 25.11 La scelta di escludere tali tipologie di utenza è derivata da ulteriori riflessioni legate allo scorporo di rilevanti porzioni della rete di distribuzione in alta tensione e il loro conferimento a Terna. Come indicato al punto 18.4 della Relazione AIR relativa alla deliberazione n. 348/07 "*Sia in condizioni di emergenza (quali il venir meno di impianti di produzione connessi a 380 kV) che per esigenze di regolazione, le reti di alta tensione della distribuzione, grazie alla loro magliatura, risultano essenziali per garantire la continuità del servizio anche ai clienti connessi in altissima tensione (a conferma di tale circostanza, si segnalano le recenti notizie di stampa circa l'interesse di Terna ad acquisire le reti in alta tensione di Enel Distribuzione). In altri termini, anche gli utenti connessi alla rete di trasmissione nazionale, usufruiscono della rete di alta tensione di distribuzione e, dunque, è corretto che contribuiscano a coprirne i costi.*". Peraltro, nel nuovo contesto delineatosi dopo gli scorpori, l'Autorità ritiene che le porzioni di rete di distribuzione in alta tensione rimaste nel perimetro della distribuzione siano da considerarsi come prevalentemente funzionali alla fornitura dell'energia elettrica agli utenti connessi in alta, media e bassa tensione, mentre risulta arduo riconoscere un nesso funzionale rispetto all'erogazione del servizio agli utenti connessi in altissima tensione.

Fissazione dei livelli iniziali delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione – commercializzazione

- 25.12 Ai fini della determinazione della tariffa $TVI(cot)$ sono state distinte le imprese che svolgono il servizio di vendita ai clienti finali in maggior tutela tramite società separata dalle imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità integrata.
- 25.13 Le componenti della tariffa $TVI(cot)$ per le imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità separata sono state determinate con metodologie analoghe a quelle descritte, *mutatis mutandis*, per la determinazione degli elementi della tariffa $TVI(dis)_m$.
- 25.14 Per le imprese che svolgono il servizio di maggior tutela in modalità integrata è invece prevista una differenziazione dei corrispettivi. Gli elementi della tariffa $TVI(cot)$ relativi ai punti di prelievo che non sono serviti in maggior tutela sono fissati pari a quelli previsti per le imprese distributrici che svolgono il servizio in modalità separata. Gli elementi della tariffa $TVI(cot)$ relativi ai punti di prelievo serviti in maggior tutela sono stati fissati pari alla somma dei corrispettivi unitari a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione e del servizio di vendita riconosciuti alle imprese distributrici che erogavano il servizio di maggior tutela per i punti di prelievo di prelievo serviti in maggior tutela relativi all'anno 2011 al netto della componente RCV_i di cui alla Tabella 5 del TIV⁴⁹, applicando un coefficiente di aggiornamento che riflette la variazione del costo riconosciuto tra l'anno 2011 e l'anno 2012, determinata con riferimento alle imprese che svolgono il servizio di commercializzazione mediante società separata.

⁴⁸ Vedi nota precedente.

⁴⁹ Il TIV è l'Allegato A alla deliberazione n. 156/07, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07.

Fissazione dei livelli iniziali dei parametri tariffari relativi al servizio di misura

- 25.15 Le logiche di fissazione del vincolo ai ricavi ammessi per il servizio di misura non risultano perfettamente coincidenti con quelle adottate per i servizi di trasmissione e distribuzione, per cui non è possibile distinguere in modo netto la tariffa di riferimento, in funzione della quale si determina il ricavo ammesso per l'impresa, dalla tariffa obbligatoria applicata al titolare del contratto.
- 25.16 In coerenza con le ipotesi formulate nel corso del processo di consultazione, per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha mantenuto, in linea generale, la struttura e l'articolazione delle tariffe per il servizio di misura in vigore nel TPR. L'Autorità ha altresì proceduto, in un'ottica di maggiore trasparenza, all'enucleazione dall'elemento *MIS(INS)* della quota parte relativa alla copertura del residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 riconosciuto ai fini regolatori, istituendo un apposito elemento, denominato *MIS(RES)*.
- 25.17 Il costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 è riconosciuto a ciascuna impresa mediante l'elemento $T_i(res)$; quest'ultimo, il cui valore è definito nella tabella 10 del TIME, rappresenta un'integrazione unitaria dei ricavi di misura riconosciuta fino al 2027, in ragione di ogni misuratore elettronico installato, e aggiornata annualmente, come esplicitato al punto 31.7.
- 25.18 L'integrazione unitaria di cui al punto precedente è unica a livello nazionale e, per l'anno 2012, è determinata dall'Autorità come rapporto tra il valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 entro il 31 dicembre 2010, desunto dalle dichiarazioni delle imprese distributrici, e il numero di misuratori elettronici BT compatibili con i requisiti previsti dalla medesima deliberazione n. 292/06, installati al 31 dicembre 2010; mentre, per gli anni successivi al 2012, è aggiornata come descritto al punto 31.7.

Box 3 – Composizione dei parametri tariffari iniziali

Servizio di trasmissione

Per quanto riguarda il servizio di trasmissione, l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- a) la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi del servizio di trasmissione, relativa ai costi operativi è pari al 19,2%;
- b) la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 27,3%;
- c) la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 45,6%;
- d) la quota parte copertura della maggiore remunerazione degli investimenti di sviluppo della RTN è pari al 4,3%;
- e) la parte a copertura degli oneri relativi al Piano di difesa, di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03, è pari al 3,6%.

Servizio di distribuzione – infrastrutture di rete

Per quanto riguarda il servizio di distribuzione (esclusi i costi commerciali), l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- a) la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è pari al 33,3%;
- b) la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 29,5%;
- c) la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 37,2%.

Servizio di distribuzione - commercializzazione

Per quanto riguarda le tariffe a copertura dei costi di commercializzazione, l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- a) la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è pari al 76,3%;
- b) la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 20,9%;
- c) la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 2,8%.

Servizio di misura

Per quanto riguarda il servizio di misura, l'incidenza delle singole quote parte delle componenti tariffarie è la seguente:

- a) la quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi è pari al 23,8%;
- b) la quota parte a copertura degli ammortamenti è pari a 52,5%;
- c) la quota parte a remunerazione del capitale investito è pari a 23,7%.

26 Regolazione tariffaria del servizio di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

- 26.1 L'articolo 5 del TIT disciplina la regolazione economica relativa al servizio di trasmissione per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici, prevedendo l'applicazione, da parte dell'impresa distributrice, di una componente tariffaria a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione (*TRAS*).
- 26.2 Introducendo una discontinuità rispetto al TPR, l'Autorità, al fine di garantire una maggiore aderenza delle tariffe di trasmissione ai costi sottostanti il servizio, ha dato seguito all'ipotesi di cui al punto 8.3 del DCO 42/11 di articolare in forma binomia la componente *TRAS* applicabile ai punti di prelievo relativi a clienti finali, limitatamente alle utenze connesse in alta e altissima tensione (indipendentemente dal fatto che i punti di prelievo siano connessi a reti di distribuzione o direttamente alla RTN). Pertanto, la tariffaria a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione risulta composta da:
- a) la sola componente $TRAS_E$, espressa in centesimi di euro/kWh, per le utenze in bassa e media tensione;
 - b) una componente $TRAS_P$, espressa in centesimi di euro/kW, ed una componente $TRAS_E$, espressa in centesimi di euro/kWh, per le utenze in alta e altissima tensione.
- 26.3 Tuttavia, al fine garantire alle imprese distributrici un sufficiente intervallo temporale per adeguare i propri sistemi informativi, transitoriamente per il 2012 l'Autorità ha previsto, anche per le utenze in alta e altissima tensione, un'applicazione in acconto della componente $TRAS_E$, salvo conguaglio da effettuare successivamente alla determinazione delle componenti $TRAS_E$ e $TRAS_P$ applicabili alle medesime tipologie di utenza per l'anno 2012 (il comma 4.3 della deliberazione ARG/gas 199/11 prevede che tali componenti siano determinate entro il 31 dicembre 2012).
- 26.4 Il livello iniziale della componente $TRAS_E$ è stato determinato a partire dalla componente CTR_E e tenendo conto dei fattori percentuali di perdita sulle reti elettriche di cui alla tabella 4 dell'Allegato A della deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (TIS), come modificata con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 196/11, e della stima della domanda associata a ciascuna tipologia di utenza per l'anno 2012, al fine di garantire il medesimo gettito necessario alla copertura del livello di ricavo riconosciuto per il servizio di trasmissione. In particolare, in relazione ai corrispettivi per il servizio di trasmissione, i corrispettivi unitari applicati alle utenze connesse con una tensione nominale superiore a 220 kV sono stati

differenziati, rispetto al precedente periodo di regolazione, per effetto dell'applicazione di specifici coefficienti di perdite *standard*.

27 Regolazione tariffaria del servizio di distribuzione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

- 27.1 Per il quarto periodo di regolazione l'Autorità ha confermato la struttura e l'articolazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione. I livelli di tali tariffe vengono aggiornati in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto.
- 27.2 Le tariffe obbligatorie sono in generale articolate in tre componenti, una quota fissa (espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno), una quota potenza (espressa in centesimi di euro/kW per anno) e una quota energia (espressa in centesimi di euro/kWh).
- 27.3 Limitatamente alle utenze di illuminazione pubblica e alle utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici si applica la sola quota energia. Con riferimento alle utenze in alta tensione si applica una quota fissa e una quota energia, mentre con riferimento alle utenze in altissima tensione si applica la sola quota fissa.

Energia reattiva

- 27.8 La riforma della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo e nei punti di interconnessione tra reti è stata oggetto del DCO 13/11. L'Autorità ha confermato l'intenzione di dar seguito a detta riforma con un successivo provvedimento, la cui entrata in vigore, come anticipato nella richiamata consultazione, è prevista a partire dall'1 gennaio 2016.
- 27.9 Il TIT prevede che, con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, le imprese distributrici, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applichino delle componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kvarh, differenziate per livello di tensione. Le componenti tariffarie sono inoltre differenziate in funzione della percentuale di energia reattiva sull'energia attiva; corrispettivi più elevati sono previsti, in particolare, nel caso questa percentuale superi il 75%.
- 27.10 Per i punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, i corrispettivi relativi ai prelievi di energia reattiva nella fascia F3 sono posti pari a zero.

Componenti UC

- 27.11 In continuità con quanto previsto nel precedente periodo di regolazione, i corrispettivi per il servizio di distribuzione applicabili ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici sono maggiorati delle seguenti componenti tariffarie ulteriori:
- UC*₃ a copertura dei meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
 - UC*₄ a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
 - UC*₆ a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;

- d) *UC₇* a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali.

Punti di emergenza

- 27.12 Analogamente a quanto previsto nel terzo periodo di regolazione, ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo indicato come principale nel contratto per il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

28 Regolazione tariffaria del servizio di misura per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali non domestici

Corrispettivi per il servizio di misura

- 28.1 Fatta salva l'enucleazione dell'elemento *MIS(RES)* dall'elemento *MIS(INS)*, l'Autorità ha mantenuto anche per il QPR la struttura tariffaria in vigore nel precedente periodo, continuando a prevedere la separata evidenza dei costi riconosciuti a copertura delle attività di installazione e manutenzione dei misuratori, di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.
- 28.2 Per quanto riguarda i punti di prelievo, di immissione e interconnessione ove non risulti installato un misuratore, in coerenza con l'impostazione del precedente periodo di regolazione, l'applicazione dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica è effettuata al netto dei corrispettivi inerenti all'installazione-manutenzione e alla raccolta dei dati, di cui alle tabelle 2 e 3 del TIME.

29 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le imprese distributrici e per i produttori

Trattamento dei produttori per i prelievi di energia elettrica in reti con obbligo di connessioni di terzi

- 29.1 L'Autorità, in continuità con il precedente periodo di regolazione, ha confermato l'esenzione dei produttori dal pagamento degli oneri relativi all'uso delle reti di trasmissione e distribuzione (nonché delle componenti *A*, *UC* ed *MCT*) per i prelievi strettamente necessari allo svolgimento delle attività proprie della produzione dell'energia elettrica. Tale esenzione è limitata ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, con riferimento alla potenza elettrica dei servizi ausiliari di generazione dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente.

Trattamento dei produttori per le immissioni di energia elettrica in reti con obbligo di connessioni di terzi

- 29.2 L'Autorità, nel capitolo 10 del DCO 42/11, ha proposto di eliminare l'agevolazione tariffaria riconosciuta ai produttori connessi in media e bassa tensione, in considerazione del fatto che,

in una prospettiva di aderenza delle tariffe ai costi, la rapida diffusione della generazione distribuita e delle fonti rinnovabili non programmabili registrata negli ultimi anni (cfr. paragrafo 7.7), impone al sistema elettrico la necessità di ingenti investimenti di sviluppo delle reti di distribuzione e trasmissione, e non più risparmi indotti dalla minore necessità di infrastrutturazione delle reti di trasmissione. Pertanto, il mantenimento della suddetta disciplina avrebbe indotto un ingiustificato incremento dei costi posti a carico del sistema e, in ultima istanza, del consumatore finale. Ciò perché quello che prima era un costo evitato dovuto alle minori esigenze di potenziamento di una parte di infrastrutture (rete di trasmissione), nel nuovo contesto fattuale non lo è più: lo sviluppo della generazione distribuita (e in tale ambito, preponderante è il ruolo delle fonti rinnovabili) rende infatti necessari consistenti investimenti sulle reti di distribuzione e trasmissione, imponendo al sistema elettrico costi aggiuntivi.

- 29.3 Inoltre, l'aumento della generazione distribuita (ossia l'aumento della produzione in media e bassa tensione), determina un incremento della probabilità di inversione del flusso di energia – da livelli di tensione medio bassi a livelli di tensione alti o altissimi – e dunque un cambiamento della logica di funzionamento delle reti di distribuzione da passive ad attive, con la conseguente necessità di rilevanti investimenti sulle reti (trasmissione e distribuzione) per mantenere in equilibrio e in sicurezza il sistema elettrico.
- 29.4 Nel corso della consultazione è emersa una generale condivisione per la proposta dell'Autorità; tuttavia, alcune associazioni di categoria hanno evidenziato che tale proposta risulta essere lesiva degli interessi degli operatori che hanno realizzato gli impianti di produzione in considerazione del quadro di regolazione vigente, anche per ragioni di affidamento.
- 29.5 Al riguardo, si evidenzia che:
- a) i criteri tariffari vengono determinati con riferimento ad un periodo pluriennale definito *ex ante*, fermo restando che l'Autorità provvede alla revisione dei criteri tariffari perseguendo un obiettivo generale di stabilità regolatoria; ciò significa che le regole tariffarie possono, anzi devono, essere modificate quando ciò viene indotto dall'esperienza maturata in relazione agli effetti della regolazione tariffaria pregressa, o a seguito di mutamenti fattuali o giuridici;
 - b) nel caso in esame, la rapida crescita degli impianti di produzione allacciati in media e bassa tensione sta, da un lato, facendo emergere esigenze di ingenti investimenti di adeguamento delle reti di distribuzione e, dall'altro, modificando le esigenze di esercizio in sicurezza della rete di trasmissione, con connessi oneri di adeguamento delle infrastrutture;
 - c) di conseguenza, non sussistono più i presupposti tecnico-economici che giustificavano l'agevolazione tariffaria per la generazione distribuita; si ricorda, infatti, che tale agevolazione era stata introdotta dall'Autorità facendo esclusivo riferimento alla minor necessità di sviluppo delle infrastrutture di trasmissione indotta dallo sviluppo di impianti di produzione in media e bassa tensione, e sulla base del presupposto che *“la diffusione di impianti di generazione distribuita si presenta in linea generale come un'alternativa rispetto allo sviluppo della rete di trasmissione”*⁵⁰;
 - d) pertanto gli operatori non possono riporre nessun affidamento sulla vigenza di regole che vada oltre il periodo pluriennale di riferimento; ogni nuovo periodo di regolazione ha infatti ad oggetto un nuovo arco temporale rispetto al quale l'Autorità è libera di modificare indirizzi in precedenza assunti, ogni qualvolta il mutato contesto induca a migliorare gli effetti e i risultati di una precedente regolazione non più soddisfacente;

⁵⁰ Cfr. paragrafo 8.45 del documento per la consultazione 1 luglio 2003.

- e) i criteri tariffari, come evidenziato nell'ambito del DCO 42/11, sono definiti al fine di garantire l'aderenza delle tariffe ai costi sottostanti l'erogazione del servizio; il mantenimento dell'agevolazione, non essendo più motivato da giustificazioni di costo, si sarebbe pertanto configurato come una mera politica di incentivazione della generazione distribuita basata su un trasferimento di risorse dai clienti finali ai produttori, non perseguibile attraverso la regolazione tariffaria se non dietro esplicite previsioni normative.

Trattamento delle imprese distributrici per l'uso della rete di trasmissione nazionale

- 29.6 Come già anticipato nel capitolo 15, l'Autorità ha previsto l'introduzione di una struttura tariffaria binomia con riferimento alla tariffa applicata alle imprese distributrici a copertura dei costi di trasmissione, superando la tariffa monomia vigente nel precedente periodo di regolazione.
- 29.7 L'articolo 16 del TIT prevede pertanto che ciascuna impresa distributtrice che preleva energia elettrica dalla RTN riconosca al gestore del sistema di trasmissione un corrispettivo determinato applicando:
- a) la componente CTR_P , espressa in centesimi di euro/kW, alla potenza disponibile nei punti di interconnessione;
 - b) la componente CTR_E , espressa in centesimi di euro/kWh, all'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale.
- 29.8 Tuttavia, transitoriamente per il 2012, sulla base delle considerazioni formulate al precedente paragrafo 15.14, l'Autorità ha valorizzato la sola componente CTR_E (mantenendo di fatto una tariffa monomia).

Trattamento delle imprese distributrici per l'uso della rete di distribuzione di altre imprese

- 29.9 L'adozione di tariffe di riferimento a copertura dei costi per le infrastrutture di rete del servizio di distribuzione ha comportato la necessità di modificare l'impostazione dei corrispettivi previsti per il servizio di distribuzione prestato ad altre imprese distributrici, rispetto all'impostazione adottata nei precedenti periodi di regolazione.
- 29.10 In particolare, l'Autorità ha ritenuto che i punti di interconnessione tra reti di distribuzione debbano essere trattati al pari dei punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e che quindi in tali punti, in funzione del livello di tensione, debbano essere applicate le tariffe obbligatorie previste per le utenze per altri usi con caratteristiche corrispondenti. I ricavi conseguiti dalle imprese distributrici nei punti di interconnessione concorrono poi, al pari dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti finali, alla determinazione degli importi di perequazione.
- 29.11 Tale impostazione rende necessario, al fine di garantire la copertura dei costi del servizio alle imprese distributrici sottese (che pagano per il servizio di distribuzione prestato da imprese distributrici terze un corrispettivo corrispondente a quello pagato dai clienti finali titolari di punti di prelievo), l'inserimento nell'ambito dei meccanismi di perequazione di un apposito elemento da applicare alle sole imprese distributrici sottese. Tale elemento del meccanismo di perequazione, come meglio si vedrà in seguito, rende passante il costo del servizio di distribuzione riconosciuto ad altre imprese distributrici.

Trattamento dei punti di interconnessione e di immissione per l'erogazione del servizio di misura

- 29.12 L'articolo 9 del TIME disciplina l'applicazione dei corrispettivi di misura nei punti di interconnessione e di immissione. La regolazione mira a garantire il riconoscimento dei

diversi elementi che compongono la tariffa di misura in funzione delle responsabilità affidate ai soggetti coinvolti, come definite dall'articolo 4 del medesimo TIME.

- 29.13 A tal fine l'Autorità ha stabilito che:
- nei punti di interconnessione, il soggetto che si occupa dell'installazione e manutenzione del misuratore è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento *MIS(INS)* di cui alla Tabella 2 del TIME;
 - nei punti di interconnessione e nei punti di immissione, il soggetto che si occupa della raccolta delle misure è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento *MIS(RAC)* di cui alla Tabella 3 del TIME;
 - nei punti di interconnessione e nei punti di immissione, il soggetto che si occupa della validazione e registrazione delle misure è titolato a ricevere un corrispettivo pari all'elemento *MIS(VER)* di cui alla Tabella 4 del TIME.
- 29.14 Nel caso di punti di connessione utilizzati sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica, qualora vi sia un unico misuratore che rilevi sia i prelievi che le immissioni, il ricavo derivante, in ciascun punto, dall'applicazione dei corrispettivi previsti dall'articolo 9 del TIME non potrà comunque eccedere quello derivante dall'applicazione delle componenti riportate nella tabella 1 del medesimo provvedimento.
- 29.15 Come già illustrato nel precedente capitolo 28, in relazione al trattamento dei punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali, anche per i punti di interconnessione e di immissione, nel caso in cui non risulti installato il misuratore, il TIME dispone che i corrispettivi di misura siano applicati al netto dei corrispettivi inerenti all'installazione-manutenzione e alla raccolta dei dati, di cui alle tabelle 2 e 3 del medesimo TIME.

30 Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche in bassa tensione

- 30.1 Come nel TPR, per i punti nella titolarità di clienti domestici è prevista l'applicazione di tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità. La tariffa D1 rappresenta una tariffa obiettivo, ma non è applicata ai clienti finali. A questi ultimi (o più precisamente ai punti nella titolarità di clienti finali domestici) vengono applicate invece le tariffe D2 e D3: la prima è applicata ai clienti domestici per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW, mentre la seconda è applicata a tutti gli altri clienti domestici.
- 30.2 Il sistema tariffario per le utenze domestiche in bassa tensione, prevede altresì la presenza di meccanismi di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica, riservati ai clienti che versano in condizioni di disagio economico e/o in gravi condizioni di salute.
- 30.3 Le tariffe D2 e D3 prevedono una struttura a scaglioni di consumo, articolati in coerenza con quelli rilevanti ai fini dell'applicazione delle accise ai sensi del decreto legislativo n. 26/07. Tali scaglioni presentano elementi di progressività, al fine di disincentivare i consumi elevati in un'ottica di tutela dell'esigenza di uso efficiente delle risorse.
- 30.4 Al fine di migliorare la trasparenza della struttura tariffaria, a partire dal 2012, la componente a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, è stata enucleata dalle componenti τ delle tariffe D2 e D3, dando separata evidenza alla componente UC_6 .
- 30.5 La tariffa D1 di cui all'articolo 30 del TIT è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- componente σ_1 , costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;

- b) componente σ_2 ;
 - c) componente σ_3 , costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
- 30.6 Le tariffe D2 e D3 sono normate dai commi 31.2 e 31.3.
- 30.7 La tariffa D2, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D2)$;
 - b) componente $\tau_2(D2)$;
 - c) componente $\tau_3(D2)$;
- 30.8 La tariffa D3, invece, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:
- a) componente $\tau_1(D3)$;
 - b) componente $\tau_2(D3)$;
 - c) componente $\tau_3(D3)$;
- 30.9 Le componenti $\tau_3(D2)$ e $\tau_3(D3)$ hanno una struttura articolata per scaglioni di consumo annuo. Ai fini dell'addebito di tale componente, il comma 31.3 del TIT prevede che, almeno per le fatture a conguaglio, venga utilizzato il criterio del pro-quota giorno. Più in dettaglio, è previsto che lo scaglione di consumo giornaliero sia calcolato dividendo ciascuno scaglione annuo per 365 e arrotondando il risultato alla terza cifra decimale.
- 30.10 In relazione alla regolazione delle utenze domestiche, giova ricordare che, con il documento per la consultazione 16 marzo 2011, DCO 5/11, confluito nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione ARG/elt 6/11, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti volti ad allentare i possibili vincoli di natura elettrica che potrebbero limitare l'utilizzo dei prezzi biorari obbligatori, ipotizzando misure rivolte all'utenza domestica con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 3 kW.
- 30.11 A tal fine l'Autorità ha proposto, con riferimento alle forniture domestiche di residenza anagrafica con potenza pari a 3 kW, che, su richiesta del cliente, possa essere riconosciuta un'ulteriore tipologia contrattuale da 3,5 kW di potenza contrattualmente impegnata, alla quale applicare i medesimi corrispettivi della tariffa D2.
- 30.12 Le osservazioni ricevute nell'ambito della consultazione hanno confermato, in particolar modo da parte delle imprese distributrici (sebbene non siano stati forniti elementi quantitativi al riguardo), la presenza di potenziali criticità di carattere operativo, sia in termini di costi e tempi necessari alla riprogrammazione dei misuratori, sia in termini di costi e tempi necessari per l'adeguamento delle reti (al fine di limitare possibili effetti di sovraccarico delle medesime).
- 30.13 Tali considerazioni, unitamente all'impossibilità di estendere le agevolazioni fiscali attualmente previste per le forniture fino a 3 kW nelle abitazioni di residenza anagrafica, hanno indotto l'Autorità a differire, a valle di ulteriori approfondimenti, la possibilità di prevedere l'estensione fino a 3,5 kW della potenza contrattualmente impegnata dai clienti domestici con tariffa D2.

31 Aggiornamento annuale dei parametri tariffari e delle tariffe obbligatorie

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi

- 31.1 Con riferimento alla quota parte dei parametri tariffari a copertura dei costi operativi, nel corso del quarto periodo di regolazione, l'Autorità provvederà ad effettuare un

aggiornamento annuale secondo il meccanismo del *price-cap*, nel rispetto di quanto disposto dall'articolo 2, commi 18 e 19 della legge n. 481/95.

- 31.2 Ai fini dell'aggiornamento annuale sono applicati:
- il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
 - il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti (cfr. *Box 1*, pagina 48 della presente Relazione AIR);
 - il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Aggiornamento annuale delle tariffe di riferimento per il servizio di trasmissione e distribuzione – infrastrutture di rete

- 31.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - i tassi di variazione collegati agli investimenti netti realizzati;
 - il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati, secondo le regole proprie di ciascun servizio.
- 31.4 In relazione alla quota parte del capitale investito valutato in via parametrica, l'adeguamento delle immobilizzazioni nette per tenere conto di ammortamenti e dismissioni viene effettuato sempre in via parametrica, aggiornando i vettori nazionali dei pesi delle immobilizzazioni nette, secondo la seguente formula generale⁵¹:

$$\varphi_{ITA}^{-y,IMN} = \varphi_{ITA}^{-y-1,IMN} - \left(\varphi_{ITA}^{-y,AMM} + \varphi_{ITA}^{-y,DISM} \right)$$

Aggiornamento annuale della quota parte dei parametri tariffari a copertura degli ammortamenti

- 31.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015 l'Autorità aggiorna annualmente la quota parte delle componenti a copertura degli ammortamenti, applicando:
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
 - il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
 - il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
 - il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.
- 31.6 Dettagli relativi alle modalità di aggiornamento della quota parte dei parametri che riflette lo stock di immobilizzazioni nette valutato parametricamente sono disponibili nell'Appendice A2.

⁵¹ Per maggiori dettagli sulle modalità di aggiornamento delle tariffe di riferimento per i servizi di trasmissione e distribuzione, si consulti l'Appendice A2 allegata alla presente relazione.

Aggiornamento annuale della componente $T_i(res)$

- 31.7 L'integrazione unitaria dei ricavi di misura $T_i(res)$ di cui ai precedenti punti 25.17 e 25.18 è aggiornata annualmente con la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Aggiornamento annuale delle tariffe obbligatorie

- 31.8 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2012 – 31 dicembre 2015, l'Autorità aggiorna entro il 30 novembre di ogni anno le tariffe obbligatorie, con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra il gettito nazionale derivante dall'applicazione delle medesime tariffe obbligatorie e il ricavo ammesso dalle tariffe di riferimento.

32 Disposizioni generali per l'applicazione dei corrispettivi

- 32.1 L'articolo 3 del TIT contiene indicazioni di carattere generale per la regolazione dei corrispettivi tariffari.
- 32.2 In particolare, il comma 3.1 del TIT dispone che le tariffe debbano essere applicate dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutti i clienti, attuali o potenziali, appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.

Modalità di applicazione dei corrispettivi unitari e regole di arrotondamento

- 32.3 Il TIT prevede che, in termini unitari, la componente $TRAS_E$, le quote energia delle componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva, la componente CTR per il servizio di trasmissione erogato alle imprese distributrici, le componenti MIS_3 (espresse in centesimi di euro/kWh), le componenti τ_3 delle tariffe D2 e D3, nonché le componenti A , UC , MCT espresse in centesimi di euro/kWh siano applicate così come sono definite dall'Autorità, senza arrotondamenti o troncamenti rispetto al numero di decimali con i quali vengono pubblicate.
- 32.4 Le quote fisse delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, le componenti MIS_1 (espresse in centesimi di euro per punto di prelievo per anno), le componenti τ_1 delle tariffe D2 e D3, le componenti A e UC espresse in centesimi di euro per punto di prelievo per anno sono addebitate in quote mensili, calcolate dividendo per dodici gli importi riportati nelle tabelle allegate al TIT e arrotondando con criterio commerciale alla seconda cifra decimale il quoziente ottenuto.
- 32.5 Le quote potenza delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, le componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3 (espresse in centesimi di euro/kW per anno), nonché le componenti A e UC espresse in centesimi di euro per kW per anno sono addebitate in quote mensili calcolate dividendo per dodici gli importi riportati nelle tabelle allegate al TIT e arrotondando con criterio commerciale alla seconda cifra decimale il quoziente ottenuto.
- 32.6 Le modalità di addebito riportate ai precedenti punti 32.4 e 32.5 presuppongono continuità di rapporto contrattuale per il periodo di fatturazione di durata mensile o bimestrale. In altri termini, si presuppone che per tutto il mese a cui è riferito l'addebito, il contratto per il servizio di distribuzione sia stato in vigore senza modifiche.
- 32.7 Nel caso in cui il contratto sia oggetto di modifiche che non abbiano decorrenza dal primo giorno del mese, gli addebiti di cui ai punti 32.4 e 32.5 riferiti al mese in cui si verifica la modifica contrattuale (per esempio nuove connessioni, volture, subentri o cessazioni) sono effettuati moltiplicando le componenti tariffarie in quota fissa ed in quota potenza per un

coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni effettivi di durata del contratto nel mese e 365.

- 32.8 Si ritiene ammissibile la modalità di fatturazione che prevede, anche in continuità del rapporto contrattuale, l'addebito degli importi di cui ai punti 32.4 e 32.5 per periodi che non coincidono con il mese solare (per esempio addebiti relativi a un periodo che va dal 5 febbraio al 5 marzo, in luogo di addebiti relativi al mese di febbraio). In tali casi, gli addebiti degli importi di cui ai punti 32.4 e 32.5 sono effettuati moltiplicando le componenti tariffarie in quota fissa ed in quota potenza per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni effettivi relativi al singolo periodo di fatturazione e 365.

Nozione di potenza rilevante ai fini degli addebiti tariffari

- 32.9 L'applicazione delle quote potenza delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione e delle componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3, nonché delle componenti UC espresse in centesimi di euro/kW per anno, viene effettuata in funzione della potenza impegnata. La nozione di potenza impegnata non è stata modificata rispetto a quella in vigore nel TPR.
- 32.10 La potenza impegnata risulta definita come:
- a) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
 - b) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi.
- 32.11 La potenza contrattualmente impegnata è definita come il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata. Nella definizione è precisato che per motivi di sicurezza l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza.
- 32.12 Il comma 3.2 del TIT prevede che l'esercente renda disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW e che, entro il limite di 30 kW, l'esercente possa rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata. Il successivo comma 3.3, inoltre, precisa che entro il sopra richiamato limite di 30 kW, il limitatore della potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata aumentato di almeno il 10%.
- 32.13 Il combinato disposto degli articoli 1 e 3 del TIT prevede quindi la seguente casistica:
- a) nel caso in cui nel contratto sia espressamente riportata la potenza contrattualmente impegnata, dovrà essere prevista la presenza del limitatore di potenza, ovvero la mancanza del limitatore di potenza dovrà essere esclusivamente la conseguenza di motivi di sicurezza dell'impianto utilizzatore; in tali casi, la potenza rilevante ai fini dell'addebito delle quote potenza della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, delle componenti τ_2 delle tariffe D2 e D3 e della componente UC_6 , è la potenza contrattualmente impegnata;
 - b) in tutti gli altri casi, la potenza rilevante ai fini dell'addebito dei corrispettivi espressi in quota potenza è la potenza massima prelevata nel mese.

Nozione di potenza disponibile nei punti di interconnessione

- 32.14 Conseguentemente all'introduzione della struttura binomia della tariffa a copertura dei costi del servizio di trasmissione applicata alle imprese distributrici con riferimento ai prelievi dalla rete di trasmissione nazionale ai punti di interconnessione (*CTR*), l'Autorità ha introdotto nel TIT la definizione di potenza disponibile nei punti di interconnessione, intesa come la massima potenza transitabile in un punto di interconnessione. Al riguardo, occorre evidenziare che i punti di interconnessione rilevanti ai fini dell'applicazione della tariffa

CTR sono i punti di connessione circuitale tra due la RTN e le reti di distribuzione e i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN.

- 32.15 L'Autorità, al comma 16.2 del TIT, ha previsto che il gestore del sistema di trasmissione, con il supporto delle imprese responsabili della gestione degli impianti, individui la suddetta potenza e comunichi le informazioni aggiornate all'Autorità entro il 30 settembre di ciascun anno.
- 32.16 In relazione alle modalità di determinazione della potenza disponibile per il primo anno di applicazione, si rimanda a quanto già evidenziato al paragrafo 15.14.

33 Perequazione generale e meccanismi di integrazione dei ricavi

Meccanismi di perequazione

- 33.1 Nel corso del TPR erano attivi una pluralità di meccanismi perequativi destinati alle imprese di distribuzione, ivi inclusi il meccanismo della perequazione specifica aziendale e i meccanismi di integrazione dei ricavi.
- 33.2 Con riferimento ai costi/ricavi relativi al servizio di distribuzione, coerentemente con la revisione delle modalità di determinazione del costo riconosciuto e delle tariffe di riferimento (con il passaggio da un criterio di determinazione basato su dati medi di settore ad un criterio di determinazione "per impresa"), l'Autorità, anche in una logica di semplificazione normativa, ha ritenuto opportuno prevedere la riduzione degli istituti perequativi propri del servizio di distribuzione:
- a) perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione, che ha assorbito i precedenti meccanismi di perequazione relativi a:
 - i. costi di distribuzione sulle reti di alta tensione;
 - ii. costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
 - iii. costi di distribuzione sulle reti di media e bassa tensione;
 - iv. perequazione specifica aziendale;
 - b) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3;
 - c) perequazione dei costi commerciali sostenuti per la clientela in bassa tensione;
 - d) perequazione dei costi relativi al servizio di trasmissione;
 - e) perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione.

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

- 33.3 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, disciplinato all'articolo 33 del TIT, garantisce alle imprese distributrici il conseguimento del ricavo ammesso dalle tariffe di riferimento di cui ai commi 7.1 e 7.2 del TIT.
- 33.4 Il saldo di tale meccanismo è ottenuto confrontando il ricavo derivante dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione di cui all'articolo 8 del TIT (calcolati considerando anche i prelievi delle imprese distributrici terze connesse alle proprie reti e al netto delle maggiorazioni destinate al Fondo per eventi eccezionali), nonché dal ricavo derivante dall'applicazione convenzionale della tariffa obiettivo D1 di cui al comma 30.1 del TIT (al netto dell'elemento $\sigma_1(mis)$ e dell'elemento $\sigma_3(tras)$), con i ricavi ammessi derivanti dall'applicazione delle componenti tariffarie delle tariffe di riferimento di cui al comma 7.1 del TIT.

Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

- 33.5 Il meccanismo di perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3 è disciplinato dall'articolo 34 del TIT.
- 33.6 Anche per il quarto periodo di regolazione, l'Autorità ha fissato, da un lato, una tariffa obiettivo (tariffa D1) che definisce implicitamente, a livello nazionale, il ricavo ammesso conseguibile dall'applicazione delle tariffe ai clienti domestici, dall'altro, le tariffe obbligatorie D2 e D3 che tutte le imprese distributrici sono tenute ad applicare ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali domestici.
- 33.7 La differente articolazione delle tariffe obbligatorie rispetto a quella della tariffa obiettivo D1, nonché le specifiche caratteristiche dei clienti domestici a cui le tariffe D2 e D3 sono applicate, comportano esigenze di perequazione.
- 33.8 Mediante tale meccanismo vengono pertanto perequate le differenze tra i ricavi che l'impresa ha effettivamente conseguito dall'applicazione (senza sconti e abbuoni) delle tariffe D2 e D3 e i ricavi che l'impresa avrebbe conseguito se avesse effettivamente applicato le componenti tariffarie previste dalla tariffa D1.

Perequazione dei costi di trasmissione

- 33.9 Con riferimento ai costi relativi al servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto (a regime) la sostituzione della componente tariffaria CTR monomia attualmente applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, con una tariffa binomia (parte espressa in centesimi di euro/kW/anno e parte espressa in centesimi di euro/kWh).
- 33.10 Con riferimento alla tariffa applicata ai clienti finali, l'Autorità ha stabilito di articolare la tariffa TRAS in una tariffa binomia, limitatamente alle utenze connesse in alta e altissima tensione (indipendentemente dal fatto che la connessione sia relativa a reti di distribuzione o direttamente alla RTN).
- 33.11 La differenziazione tra la tariffa applicata ai prelievi dei distributori dalla rete di trasmissione (binomia) rispetto alla componente tariffaria a copertura dei costi del servizio di trasmissione applicata ai clienti finali (monomia ad eccezione delle utenze connesse in alta e altissima tensione) comporta esigenze di perequazione affinché i costi sostenuti dalle imprese distributrici in relazione al servizio di trasmissione siano *passanti*.
- 33.12 Il saldo di tale meccanismo è ottenuto confrontando il costo sostenuto dall'impresa distributtrice per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, derivante dall'applicazione dei corrispettivi previsti per il medesimo servizio ai prelievi dalla rete di trasmissione nazionale e da altre reti di distribuzione con il ricavo ottenuto dall'applicazione della tariffa TRAS di cui all'articolo 5 del TIT per il servizio di trasmissione prestato in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali e nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.

Perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione

- 33.13 L'Autorità, in relazione alla definizione delle tariffe per il servizio di misura, ha previsto il sostanziale mantenimento della struttura e dell'articolazione delle tariffe in vigore nel TPR e l'enucleazione dall'elemento *MIS(INS)* della quota parte relativa alla copertura del residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, attraverso l'istituzione di un apposito elemento *MIS(RES)*.

- 33.14 Il mantenimento della struttura e dell'articolazione delle suddette tariffe, implica il mantenimento del meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione, già attivo nel TPR, mediante il quale la remunerazione prevista per gli investimenti in misuratori elettronici in bassa tensione e il residuo non ammortizzato relativo a misuratori elettromeccanici dismessi prima del termine della loro vita utile e sostituiti con misuratori elettronici, nonché per i sistemi di raccolta dei dati di misura di energia elettrica, viene attribuita alle sole imprese che tali investimenti hanno effettivamente sostenuto.
- 33.15 In proposito, l'Autorità ha stabilito di riproporre il meccanismo di perequazione, secondo la formulazione riportata nella deliberazione ARG/elt 166/11, con alcune modifiche formali al fine di tener conto dell'enucleazione dell'elemento *MIS(RES)*. Il meccanismo di perequazione dei ricavi di misura per i punti di prelievo in bassa tensione è disciplinato all'articolo 14 del TIME.
- 33.16 Ai fini del riconoscimento alle imprese del residuo non ammortizzato relativo a misuratori elettromeccanici dismessi prima del termine della loro vita utile e sostituiti con misuratori elettronici, l'Autorità ha previsto l'istituzione di un apposito meccanismo di integrazione descritto ai successivi punti da 33.23 a 33.25.

Disposizioni transitorie in materia di perequazione

- 33.17 Nel TPR, la copertura dei costi connessi ai consumi destinati agli usi propri del servizio di trasmissione e di distribuzione era gestita mediante il meccanismo di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione, nonché mediante il meccanismo di perequazione dell'acquisto dell'energia elettrica fornita agli usi propri della trasmissione e della distribuzione.
- 33.18 Tenuto conto delle disposizioni introdotte dall'articolo 25, paragrafo 5, della direttiva 2009/72/CE, l'Autorità ha ritenuto necessario modificare la disciplina relativa alla copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri relativi ai servizi di trasmissione e distribuzione, al fine di armonizzarla con le disposizioni comunitarie.
- 33.19 In relazione a tale modifica del quadro normativo, l'Autorità ritiene opportuno definirne le modalità di attuazione attraverso una specifica consultazione, mantenendo nelle more dell'attuazione di tale riforma le modalità di riconoscimento già in vigore nel TPR.
- 33.20 A tal fine per l'anno 2012, ai sensi del comma 3.1 della deliberazione ARG/elt 199/11, la formula di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è stata adattata al fine di garantire la copertura dei minori ricavi calcolati applicando all'energia elettrica destinata ad usi propri di trasmissione e distribuzione la componente TRAS di cui all'articolo 5 del TIT e, limitatamente alle imprese distributrici non direttamente interconnesse alla RTN, le tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 8 del medesimo TIT.
- 33.21 Ai sensi del comma 7.1, lettera g) della deliberazione ARG/elt 199/11, con successivo provvedimento saranno definite le modalità di attuazione delle modifiche della disciplina relativa alla copertura dei costi connessi all'utilizzo dell'energia elettrica per gli usi propri relativi ai servizi di trasmissione e distribuzione, al fine di armonizzarla con le sopra menzionate disposizioni comunitarie.

Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti

- 33.22 Tenuto conto delle scelte effettuate per il TPR, che prevedono il riconoscimento alle imprese distributrici (e alla società Terna) degli oneri relativi agli sconti concessi a dipendenti ed ex dipendenti (inclusi i casi di reversibilità) fino al 31 dicembre 2019, anche per il quarto

periodo di regolazione è stato mantenuto il meccanismo di integrazione dei ricavi, disciplinato all'articolo 37 del TIT.

Integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06

- 33.23 L'articolo 15 del TIME disciplina le integrazioni a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06.
- 33.24 Tale meccanismo prevede la definizione di un'integrazione unitaria $T_t(res)$, unica a livello nazionale, determinata, per l'anno 2012, come rapporto tra:
- a) valore residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06 entro il 31 dicembre 2010, desunto dalle dichiarazioni delle imprese distributrici;
 - b) numero di misuratori elettronici BT compatibili con i requisiti previsti dalla medesima deliberazione n. 292/06, installati al 31 dicembre 2010.
- 33.25 L'integrazione unitaria $T_t(res)$ viene successivamente aggiornata annualmente con la variazione del delatore degli investimenti fissi lordi. Il gettito necessario per la copertura di tale integrazione viene raccolto tramite l'elemento $MIS(RES)$ della tariffa di misura, coerentemente dimensionato. Eventuali disallineamenti tra il gettito derivante dall'elemento $MIS(RES)$ e l'integrazione riconosciuta, sono compensati mediante il conto alimentato dalla componente UC_3 .
- 33.26 L'Autorità ha altresì previsto che le imprese distributrici abbiano la possibilità di richiedere alla Cassa, entro il 30 aprile 2012, il riconoscimento in unica soluzione dell'integrazione dei ricavi per il servizio di misura per l'intero periodo di regolazione 2012 – 2015.

34 Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

- 34.1 In analogia con il precedente periodo di regolazione, l'Autorità ha ritenuto di mantenere meccanismi destinati alla promozione dei processi di aggregazione tra imprese di distribuzione di energia elettrica che comportino la cessazione dell'attività di distribuzione di una o più imprese distributrici.
- 34.2 In particolare, nel caso di processi di aggregazione che comportino una riduzione del numero di imprese distributrici esistenti al 30 giugno 2011, alle imprese che si aggregano è riconosciuto un importo costituito dal costo operativo relativo al servizio di distribuzione riconosciuto a fini tariffari per l'anno 2012 all'impresa che cessa l'attività di distribuzione, aggiustato con un moltiplicatore K che tiene conto dei risparmi stimati sui costi operativi di settore indotti dall'operazione di aggregazione ed i cui valori sono pubblicati dall'Autorità.
- 34.3 L'autorità ha altresì previsto che, le imprese alle quali viene riconosciuta l'integrazione, ovvero le loro aventi causa, qualora entro i successivi cinque anni siano oggetto di processi di disaggregazione, sono tenute alla restituzione del medesimo importo ricevuto, maggiorato di un interesse pari all'Euribor a 12 mesi, base 360, maggiorato di 400 punti base.
- 34.4 Come previsto dal comma 36.4 del TIT, l'applicazione delle disposizioni di cui al presente capitolo è subordinata all'emanazione di specifiche norme attuative da adottarsi con successivi provvedimenti.

35 Prestazioni patrimoniali imposte

- 35.1 L'Autorità, in continuità con le disposizioni in vigore nel precedente periodo di regolazione, ha evidenziato la necessità di adeguare il testo della parte relativa alle prestazioni patrimoniali imposte per renderlo coerente con i nuovi testi integrati, nonché con le relative recenti disposizioni normative in materia di oneri generali e di ulteriori componenti nel settore elettrico.
- 35.2 Tale adeguamento costituisce un'attività di mera rettifica attuativa di altri atti di regolazione già consultati o della normativa primaria; pertanto, ai sensi dell'articolo 4, comma 3, dell'Allegato A alla deliberazione GOP 46/09 non hanno trovato applicazione le norme in materia di consultazione.
- 35.3 Il TIT ha pertanto previsto alcune modifiche relativamente alla denominazione dei conti istituiti presso la Cassa e al loro utilizzo, nonché alle componenti tariffarie che alimentano detti conti e alla loro modalità di esazione.

Principali modifiche apportate

- 35.4 Il TIT prevede l'introduzione del "*Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*" (comma 47.1, lettera v)), come previsto dalla deliberazione ARG/com 130/11. Detto conto è utilizzato per le finalità di cui all'articolo 32 del decreto legislativo n. 28/11, ed è alimentato dalla componente tariffaria UC₇, dalla componente tariffaria *RE* di cui al comma 35.3, lettera e), della RTDG e dalla componente tariffaria *RET* di cui al comma 23.1, lettera f) della RTTG.
- 35.5 Il titolo dell'articolo 42 "*Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*" è stato rinominato con l'aggiunta del "*Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*", in coerenza con quanto previsto dalla deliberazione ARG/com 130/11.
- 35.6 Il medesimo articolo 42 prevede che la Cassa destini gli importi derivanti dall'applicazione della componente UC₇ in quota parte al "*Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica*" e in quota parte al sopraccitato "*Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale*" in funzione delle aliquote pubblicate dall'Autorità nel rispetto del principio di competenza, sempre secondo quanto previsto dalla deliberazione ARG/com 130/11.
- 35.7 È stato introdotto il "Fondo utenti MT", alimentato dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico CTS di cui all'articolo 41 del TIQE 2012-2015 e dal gettito del Corrispettivo Tariffario Specifico CTS di cui all'articolo 37 del TIQE 2008-2011 e destinato a finanziare iniziative a sostegno degli utenti MT, come regolate dal TIQE 2012-2015.
- 35.8 Il "*Conto per il sistema indennitario*" è stato rinominato "*Conto per il rischio creditizio*" (articolo 67), in quanto utilizzato per i versamenti degli indennizzi a favore dei venditori del mercato libero e agli esercenti la maggior tutela uscente a carico del cliente finale moroso, secondo le modalità previste dall'Allegato B della deliberazione ARG/elt 191/09.
- 35.9 È stata aggiornata la parte normativa relativa al "*Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate*" (articolo 49). In particolare le novità introdotte prevedono, tra l'altro, l'utilizzo di tale conto per coprire:
- a) l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevista dal decreto 5 maggio 2011 e gli oneri ad essa connessi relativi alla gestione delle attività previste dal medesimo decreto (comma 49.2, lettera s));

- b) gli importi derivanti dalla risoluzione volontaria e anticipata delle Convenzioni Cip 6/92 di cui all'articolo 30, comma 20, della legge n. 99/09 (comma 49.2, lettera t));
- c) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attività di attuazione delle disposizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, come previsto all'articolo 7, comma 2, della deliberazione ARG/elt 104/11 (comma 49.2, lettera u));
- d) gli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi energetici derivanti dall'attuazione delle disposizioni inerenti il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, la quantificazione della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 (comma 49.2, lettera v)).

35.10 Sono stati altresì modificati:

- a) il contenuto del comma 49.4 prevedendo che le dichiarazioni del Gestore dei servizi energetici verso la Cassa riguardino tutti gli oneri sostenuti dal medesimo gestore, e non solo quelli relativi alla compravendita di energia CIP 6/92, come previsto nel precedente periodo di regolazione;
- b) il contenuto del comma 49.6, aggiornando le modalità di rendicontazione sulla situazione economica e finanziaria del conto A₃.

35.11 Si è infine provveduto alla cancellazione degli articoli riguardanti l'esazione e gli utilizzi del conto della componente tariffaria UC₁, che alimentava il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela, in quanto detto conto è stato soppresso con deliberazione ARG/elt 232/10.

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC e regimi tariffari speciali

35.12 Non è stato previsto nessun tipo di revisione sostanziale alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC e ai regimi tariffari speciali.

36 Disposizioni in materia di assetto del servizio di misura

36.1 Per quanto riguarda il servizio di misura, per i cui dettagli si rimanda ai paragrafi successivi, l'Autorità, nel perseguimento di una razionalizzazione della regolazione del servizio medesimo, coerentemente con quanto preannunciato in fase di consultazione, ha istituito il "*Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica*" (TIME), ivi ricomprendendo un primo corpo di disposizioni enucleato dal TIT.

36.2 Il TIME, pur non essendo definitivo (poiché l'Autorità ha rimandato a successivi provvedimenti la rinnovata definizione del servizio di misura) ha lo scopo di unificare e uniformare tutti gli aspetti della materia, allineando, fra l'altro, la regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa in rete con quella prodotta da impianti di generazione (il cui servizio di misura è regolato dalla deliberazione dell'Autorità n. 88/07), nonché la regolazione del servizio per i punti di prelievo.

36.3 Il TIME predispone la successiva ridefinizione di alcune responsabilità delle attività del servizio di misura, al fine di garantire una maggior robustezza e controllabilità del servizio, pur mantenendo provvisoriamente le responsabilità vigenti.

36.4 Considerata la stretta relazione tra energia elettrica prodotta ed energia elettrica immessa, con il TIME l'Autorità ha ritenuto opportuno porre le basi per un successivo riallineamento, in

capo ad un unico soggetto, in merito alla responsabilità dell'erogazione dell'attività della raccolta e di validazione e registrazione delle misure, per entrambe le grandezze.

- 36.5 In dettaglio, ai sensi dell'articolo 4 del TIME, con riferimento all'installazione-manutenzione dei misuratori, i soggetti responsabili del servizio di misura sono:
- a) le imprese distributrici, in relazione ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale nonché ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, con le seguenti ulteriori precisazioni:
 - i. qualora i predetti punti interconnettano reti a due livelli di tensione differenti, il responsabile è l'impresa distributtrice che gestisce la rete di distribuzione al livello di tensione più alto;
 - ii. qualora i predetti punti interconnettano reti allo stesso livello di tensione, il responsabile è l'impresa distributtrice che, al momento della richiesta di interconnessione, cede energia elettrica attraverso tale punto, per la maggior parte del tempo su base annua;
 - b) il gestore di rete, in relazione ai punti di immissione in bassa tensione fino a 20 kW, relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica;
 - c) il soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica, in relazione ai punti di immissione diversi da quelli di cui al precedente punto.
- 36.6 L'Autorità ha previsto, al fine di addivenire alla ridefinizione delle responsabilità come prospettato, un percorso di evoluzione regolatoria che prevede la verifica e l'analisi puntuale delle situazioni tecniche impiantistiche per il perimetro della RTN, in esito al quale è prevista, fra l'altro, la definizione del potere sostitutivo del gestore del sistema di trasmissione nel caso di inadempienza delle imprese di distribuzione (di cui ai commi 4.3, 4.4 e 4.6 del TIME).
- 36.7 Con riferimento agli obblighi di raccolta e di validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata, il soggetto responsabile è:
- a) con riferimento ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali, il gestore della rete pubblica da cui tali punti prelevano l'energia elettrica;
 - b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il gestore della medesima rete⁵²;
 - c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, il gestore del sistema di trasmissione;
 - d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributtrice che ai sensi del comma 4.1, lettera e) del TIME, è responsabile dell'installazione e manutenzione del misuratore.
- 36.8 Nelle more dell'adozione del provvedimento che stabilirà i nuovi obblighi di installazione dei misuratori in corrispondenza dei punti di interconnessione, ai sensi del comma 4.6 del TIME, con riferimento ai punti di prelievo connessi alla RTN e ai punti di interconnessione con la medesima RTN, le attività di raccolta e della validazione e registrazione delle misure per i punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e per i punti di interconnessione con la

⁵² Ai fini della definizione delle responsabilità di installazione-manutenzione, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica, il suddetto punto di connessione è considerato:

- punto di immissione, qualora la connessione sia asservita ad un impianto di produzione e i prelievi siano finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica;
- punto di prelievo, in tutti gli altri casi.

In questi casi il soggetto responsabile dell'installazione-manutenzione di misuratori è tenuto in ogni caso ad installare un unico misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata (ai sensi dei commi 4.7 e 4.8 del TIME)

rete di trasmissione nazionale sono a carico dell'impresa distributrice responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori.

- 36.9 Ai fini della definizione delle responsabilità del servizio di misura, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica, il suddetto punto di connessione è considerato:
- a) punto di immissione, qualora la connessione sia asservita ad un impianto di produzione e i prelievi siano finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica;
 - b) punto di prelievo, in tutti gli altri casi.
- 36.10 Nei casi di cui al precedente punto 36.9, il soggetto responsabile dell'installazione-manutenzione di misuratori è tenuto in ogni caso ad installare un unico misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata.

37 Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

- 37.1 Con riferimento alle condizioni economiche relative al servizio di connessione, l'Autorità ha in generale confermato lo schema regolatorio in vigore nel terzo periodo.
- 37.2 Sulla base del TIC relativo al quarto periodo di regolazione, il servizio di connessione è riferibile alle seguenti tipologie:
- a) connessioni permanenti ordinarie;
 - b) connessioni permanenti particolari;
 - c) connessioni temporanee.
- 37.3 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento (quota distanza). Per la connessione di clienti domestici nelle abitazioni di residenza anagrafica, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, oltre alla quota potenza, è applicata una quota fissa.
- 37.4 Con riferimento alle connessioni permanenti ordinarie in media tensione, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento (quota distanza).
- 37.5 Nel caso delle connessioni permanenti particolari, il contributo per la connessione è pari alla spesa relativa, pari al costo dei materiali a piè d'opera e della manodopera, oltre alle spese generali.
- 37.6 La disciplina relativa alle connessioni temporanee in media e bassa tensione è stata modificata nel corso del precedente periodo di regolazione con la deliberazione ARG/elt 67/10. Tale disciplina è stata confermata nella definizione delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il periodo di regolazione 2012-2015.
- 37.7 In particolare, sono considerate temporanee le connessioni la cui durata prevista è inferiore ad un anno, rinnovabile di un ulteriore anno, a meno delle connessioni temporanee dedicate ai cantieri, con riferimento alle quali la durata massima è di 3 anni, rinnovabile di ulteriori 3 anni.

- 37.8 La disciplina in tema di connessioni temporanee risulta differenziata in relazione alle seguenti tipologie:
- a) connessioni che comportano un mero intervento di attivazione, in quanto operate su impianti di rete di tipo permanente, con riferimento alle quali si applica il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità e un corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi;
 - b) connessioni che implicano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate a forfait (connessioni in bassa tensione con potenza fino a 30 kW, distanza massima di 20 metri dagli impianti di rete di distribuzione permanenti esistenti e che non comportano la realizzazione di una cabina provvisoria di trasformazione MT/BT);
 - c) connessioni che comportano la realizzazione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo transitorio regolate sulla base della spesa relativa.
- 37.9 In continuità con le disposizioni introdotte con la deliberazione ARG/elt 67/10, in materia di misura di consumi e limitazioni di potenza si applicano le disposizioni previste per la generalità dell'utenza.

Principali modifiche apportate

- 37.10 Il TIC introduce una disposizione per l'aggiornamento su base annuale dei contributi relativi alle connessioni in linea con quanto previsto per l'aggiornamento della quota parte delle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi operativi.
- 37.11 Inoltre, l'Autorità ha meglio specificato gli obblighi di trasparenza contabile a carico del gestore di rete, stabilendo che questo è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal TIC, separatamente per livello di tensione e tipologia di prestazione. Le registrazioni contabili devono consentire la separata evidenza degli importi relativi a contributi in quota fissa a copertura di costi amministrativi.

Sviluppi ulteriori della regolazione

- 37.12 In coerenza con quanto disposto dal comma 7.1, lettera d) della deliberazione ARG/elt 199/11, con successivi provvedimenti l'Autorità provvederà ad un'ulteriore razionalizzazione della materia disciplinando il servizio di connessione anche nel caso di punti di immissione.