

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
446/2015/R/EEL**

**CRITERI PER LA DEFINIZIONE DELLE TARIFFE PER L'EROGAZIONE
DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA NEL QUINTO PERIODO
REGOLATORIO**

Tariffe, vincoli ai ricavi e meccanismi di perequazione

Documento per la consultazione per la formazione di provvedimenti nell'ambito del
procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema
idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL

Mercato di incidenza: energia elettrica
24 settembre 2015

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL, per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e di condizioni tecnico-economiche per il servizio di connessione in vigore nel periodo di regolazione con decorrenza dall'1 gennaio 2016.

Il presente documento fa seguito alla pubblicazione dei documenti per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL, di inquadramento generale, e 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL, nel quale sono esposti gli orientamenti iniziali in tema di determinazione dei costi riconosciuti, fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti.

Il presente documento illustra i primi orientamenti in relazione alla fissazione dei vincoli di ricavo, alla struttura delle tariffe e ai connessi meccanismi di perequazione.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o tramite posta elettronica (infrastrutture@autorita.energia.it) entro il **26 ottobre 2015**.*

Le osservazioni e le proposte pervenute saranno pubblicate sul sito internet dell'Autorità. Pertanto, qualora i partecipanti alla consultazione intendano salvaguardare la riservatezza di dati e informazioni, motiveranno tale richiesta contestualmente a quanto inviato in esito al presente documento, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione

**Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Infrastrutture Unbundling e Certificazione
Direzione Mercati Elettricità e Gas
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**

e-mail: infrastrutture@autorita.energia.it
sito internet: www.autorita.energia.it

INDICE

PARTE I	ASPETTI INTRODUTTIVI.....	5
1.	Inquadramento generale.....	5
2.	Oggetto della consultazione.....	7
3.	Obiettivi specifici.....	8
4.	Struttura del documento.....	9
PARTE II	CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE	10
5.	Richiami all’assetto di settore.....	10
6.	Tariffe di trasmissione per le imprese distributrici.....	11
7.	Tariffe di trasmissione per i clienti finali	19
8.	Costi riconosciuti connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento	20
PARTE III	CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE.....	22
9.	Brevi richiami della normativa in vigore.....	22
10.	Caratteri generali del sistema tariffario per il servizio di distribuzione	23
11.	Tariffa di riferimento	24
12.	Tariffe obbligatorie	26
13.	Vincoli ai ricavi ammessi	31
14.	Meccanismi di perequazione	35
15.	Meccanismi di promozione delle aggregazioni	38
PARTE IV	CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI MISURA.....	41
16.	Aspetti generali	41
17.	Servizio di misura dell’energia elettrica immessa e prelevata dalle reti, nonché dell’energia elettrica prodotta	42
18.	Regolazione tariffaria del servizio di misura.....	54
PARTE V	REGOLAZIONE TARIFFARIA PER L’UTENZA DOMESTICA, PRODUTTORI, CONNESSIONI E RICARICA VEICOLI ELETTRICI.....	58
19.	Tariffe obbligatorie per le utenze domestiche in bassa tensione	58
20.	Tariffe per i produttori	62
21.	Conessioni	62
22.	Tariffe per usi di ricarica veicoli elettrici	63

PARTE VI OBBLIGHI INFORMATIVI IN CAPO AL GESTORE DEL SISTEMA DI TRASMISSIONE E ALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE DI RIFERIMENTO	66
23. Modalità di rettifica dei dati finalizzati alla determinazione delle tariffe di riferimento	66

PARTE I

ASPETTI INTRODUTTIVI

1. Inquadramento generale

- 1.1 Il presente documento per la consultazione si inquadra nel procedimento 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 quinto periodo di regolazione (di seguito: *NPR*), avviato dall'Autorità con la deliberazione 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL).
- 1.2 Nell'ambito di detto procedimento sono già stati emanati i seguenti documenti per la consultazione:
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 5/2015/R/EEL), con finalità di inquadramento generale, che espone i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento;
 - il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL, in materia di approfondimenti tecnici relativi alla regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica nel quinto periodo di regolazione;
 - il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/EEL, in materia di promozione selettiva degli investimenti nei sistemi innovativi di distribuzione di energia elettrica (di seguito: documento per la consultazione 255/2015/R/EEL);
 - il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 335/2015/R/EEL), recante i primi orientamenti dell'Autorità relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali per il quinto periodo di regolazione elettrico e dei successivi aggiornamenti;
 - il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione (di seguito: documento per la consultazione 415/2015/R/EEL).
- 1.3 Ai fini del procedimento rilevano, altresì, i seguenti ulteriori atti:
- il procedimento avviato con deliberazione 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 204/2013/R/EEL), in tema di revisione delle tariffe per i servizi di rete (trasmissione e distribuzione) e di misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti tariffarie a

copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione¹;

- la deliberazione 2 maggio 2003, 180/2013/R/EEL, in materia di regolazione tariffaria per prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo connessi in media e bassa tensione, a decorrere dall'anno 2016 (di seguito: deliberazione 180/2013/R/EEL);
- il documento per la consultazione, di prossima pubblicazione, in tema di definizione delle regole da applicare ai prelievi di energia reattiva nel quinto periodo di regolazione nelle reti in alta e altissima tensione, ai transiti di energia reattiva nei punti di interconnessioni tra reti e alle immissioni di energia reattiva nei punti di prelievo, ai sensi dell'articolo 2 della deliberazione 2 maggio 2013, 180/2013/R/EEL;
- con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/EEL, recante gli orientamenti per la determinazione delle specifiche funzionali dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione, in attuazione dell'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/2014);
- sempre con riferimento al servizio di misura, il Resoconto a chiusura dell'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, allegato alla deliberazione 6 agosto 2015, 413/2015/R/EEL.

1.4 In parallelo al procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL l'Autorità ha avviato, con la deliberazione 4 dicembre 2014, 597/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 597/2014/R/COM), un procedimento per una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Secondo quanto indicato nella medesima deliberazione 597/2014/R/COM, è previsto che i due procedimenti vengano svolti in maniera coordinata, anche temporalmente.

1.5 Nell'ambito del medesimo procedimento di cui alla deliberazione 597/2014/R/COM, l'Autorità ha emanato in data 9 giugno 2015 il documento per la consultazione 275/2015/R/COM, contenente gli orientamenti iniziali

¹ Tale procedimento è successivamente confluito nel procedimento, avviato con deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/EFR, a seguito dell'emanazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che ha fornito indicazioni di rango primario per l'attuazione della riforma. Nell'ambito di detto procedimento sono stati già emanati i documenti per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/EEL e 18 giugno 2015, 293/2015/R/EEL. In parallelo, con deliberazione 19 giugno 2014, 285/2014/R/COM, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento per la revisione dei criteri per la determinazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica a favore delle famiglie in condizioni di difficoltà economica (cd. *bonus sociale*), nell'ambito del quale sono stati emanati i documenti per la consultazione 2 ottobre 2014, 468/2014/R/COM e 30 luglio 2015, 388/2015/R/COM.

dell'Autorità in relazione ai criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e alle tempistiche per l'adozione della nuova metodologia nei singoli servizi regolati dei settori elettrico e gas.

- 1.6 Con riferimento al procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL, a breve è prevista la pubblicazione del documento per la consultazione recante gli orientamenti iniziali in relazione allo sviluppo selettivo degli investimenti del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e nel corso del prossimo mese di novembre è prevista la pubblicazione di un documento conclusivo in cui saranno riportati gli orientamenti finali dell'Autorità per il quinto periodo di regolazione tariffaria del settore elettrico.
- 1.7 Il provvedimento finale è previsto per il prossimo mese di dicembre.

2. Oggetto della consultazione

- 2.1 Come indicato nei documenti per la consultazione 5/2015/R/EEL e 335/2015/R/EEL, l'Autorità è orientata a prolungare la durata del periodo di regolazione, estendendola ad almeno sei anni (2016 – 2021), e a introdurre, nella seconda metà del nuovo periodo di regolazione, logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (c.d. approccio *totex*).
- 2.2 Tenuto conto delle osservazioni fornite da alcuni operatori al documento per la consultazione 335/2015/R/EEL con riferimento al tema della durata del periodo di regolazione, l'Autorità sta valutando la possibilità di prolungare il *NPR* a otto anni (2016-2023), suddividendo il periodo di regolazione in una prima parte (di seguito: *NPR1*) caratterizzata da un sistema tariffario definito sulla base delle proposte consultate in dettaglio nel corso dell'anno 2015 e da una seconda parte (di seguito: *NPR2*) caratterizzata dall'introduzione di criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex* e di strutture tariffarie che saranno consultati nel dettaglio nei prossimi anni.
- 2.3 Tale impostazione, garantendo al sistema la definizione dei criteri di regolazione per un periodo di tempo non inferiore ai periodi regolatori passati, consoliderebbe la certezza del quadro regolatorio nell'ipotesi di transizione verso il nuovo approccio fondato sul riconoscimento di spesa totale che potrebbe essere introdotto nel *NPR2*.
- 2.4 In coerenza con la suddetta impostazione, anche le ipotesi contenute nel presente documento relative ai criteri di regolazione tariffaria per la determinazione delle tariffe obbligatorie, delle tariffe di riferimento e dei vincoli di ricavo, alla struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento e dei meccanismi di perequazione sono sviluppate con particolare riferimento al *NPR1* (2016-2018 se di durata triennale o 2016-2019 se di durata quadriennale).

- 2.5 Le ipotesi relative alla determinazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per il *NPR1* saranno effettuate applicando criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza in continuità con quelli adottati nel precedente periodo di regolazione. Una revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologia di utenza sarà sviluppata nel *NPR1* in modo da apportare eventuali revisioni nel *NPR2*.
- 2.6 Sono rimandate a successive consultazioni le ipotesi per la definizione del sistema tariffario per il *NPR2*. Tali ipotesi saranno sviluppate tenendo conto degli esiti della revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologia di utenza e della definizione dei criteri di riconoscimento dei costi basati sulle logiche *totex*. In tale contesto saranno analizzate anche le tematiche relative ai criteri di socializzazione dei costi e alla prospettiva di reintrodurre margini di flessibilità nella definizione delle strutture tariffarie, come indicato nel capitolo 12 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL.

Spunti per la consultazione

- S1.** Osservazioni in merito alla durata del periodo di regolazione.

3. Obiettivi specifici

- 3.1 Gli obiettivi specifici del presente documento sono identificati sulla base degli obiettivi generali definiti nel documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, in coerenza con gli obiettivi strategici definiti dall'Autorità *nel Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, approvato con deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A e in particolare con l'obiettivo strategico di rimozione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica, e tengono conto delle prescrizioni contenute nell'articolo 14 del Regolamento n. 714/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.
- 3.2 L'Autorità, nella definizione del sistema tariffario per i servizi a rete per il *NPR*, intende perseguire i seguenti obiettivi:
- a) definire un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti;
 - b) rafforzare l'applicazione del principio di aderenza ai costi delle tariffe;
 - c) promuovere la tutela degli interessi dei clienti finali;
 - d) promuovere la concorrenza e l'efficienza;
 - e) considerare le esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese;

- f) tenere conto delle esigenze di sicurezza della rete;
- g) favorire la semplicità amministrativa e la trasparenza dei meccanismi tariffari.

4. Struttura del documento

- 4.1 Il presente documento di consultazione, oltre alla presente parte introduttiva (Parte I), nella quale vengono richiamati gli obiettivi perseguiti e descritto lo sviluppo complessivo del procedimento stesso, è organizzato in ulteriori cinque parti ed in particolare:
- Parte II, in tema di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione;
 - Parte III, in tema di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione;
 - Parte IV, in tema di criteri di regolazione tariffaria per il servizio di misura;
 - Parte V, in tema di regolazione tariffaria per l'utenza domestica, i produttori e la ricarica veicoli elettrici;
 - Parte VI, in tema di rettifiche dei dati necessari ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento.

PARTE II

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE

5. Richiami all'assetto di settore

- 5.1 Come indicato nell'articolo 3 delle *Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79*, come modificato in ultimo dalla deliberazione 658/2014/R/EEL (di seguito: *Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento*), la funzione di esecuzione fisica dei contratti di acquisto e vendita di energia elettrica è articolata nei servizi di:
- a) connessione, inteso, come, realizzazione e mantenimento del collegamento alle infrastrutture di una rete con obbligo di connessione di terzi;
 - b) trasmissione, inteso come il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
 - c) distribuzione, inteso come il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
 - d) dispacciamento, inteso, ai fini del presente provvedimento, come determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di acquisto e di vendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei diversi cicli esecutivi, come approvvigionamento e conseguente fornitura di risorse del sistema elettrico nazionale necessarie a garantire la sicurezza dello stesso e il buon esito dei contratti, nonché come valorizzazione e regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali.
- 5.2 Nell'attuale assetto il servizio di trasmissione è prestato dal gestore del sistema di trasmissione alle imprese distributrici che a loro volta forniscono agli utenti della rete un servizio integrato di trasmissione e distribuzione. Per accedere ai servizi di trasmissione e distribuzione, come previsto dall'articolo 4 delle *Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento*, è necessaria la conclusione con il gestore del sistema di trasmissione di un contratto di dispacciamento. Per quanto riguarda il servizio di dispacciamento c'è pertanto un legame contrattuale diretto tra gestore del sistema di trasmissione e utente della rete, mentre per quanto riguarda il servizio di trasmissione non c'è un

rapporto contrattuale diretto tra utente della rete e gestore del sistema di trasmissione. Gli utenti della rete si interfacciano con le imprese distributrici.

- 5.3 Nell'ambito del rapporto contrattuale, relativo al servizio di trasmissione, tra gestore del sistema di trasmissione e imprese distributrici è prevista l'applicazione della componente tariffaria *CTR*, a copertura dei costi del servizio di trasmissione. Le imprese distributrici addebitano agli utenti della rete, per il medesimo servizio, la componente tariffaria *TRAS*. Un meccanismo perequativo garantisce il bilanciamento dei costi e dei ricavi relativi al servizio di trasmissione rispettivamente sostenuti e conseguiti dalle imprese distributrici.
- 5.4 Nell'ambito del rapporto contrattuale, relativo al servizio di dispacciamento, tra gestore del sistema di trasmissione e utenti del dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del *TIS*² (come aggiornato in ultimo con la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 658/2014/R/EEL), è prevista l'applicazione, a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna di competenza di ciascun utente del dispacciamento, del corrispettivo unitario *DIS* di cui all'articolo 46 delle *Condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento*.

6. Tariffe di trasmissione per le imprese distributrici

- 6.1 Con deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 l'Autorità, in sede di approvazione dei criteri di regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione 2012-2015 (di seguito: *VPR*), al fine di adottare una struttura tariffaria maggiormente aderente alla struttura dei costi sottostanti il servizio di trasmissione (*cost reflectivity*) e di garantire un adeguato grado di certezza sul gettito tariffario a copertura dei costi di trasmissione, ha previsto l'introduzione di una struttura binomia (potenza/energia) della componente tariffaria *CTR* applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, superando la tariffa monomia (energia) vigente nel precedente periodo di regolazione nonché, in considerazione del più stabile flusso di ricavi garantito dalla componente in potenza della tariffa, il meccanismo di garanzia dei ricavi introdotto con deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08.
- 6.2 Tuttavia, in ragione delle difficoltà operative emerse in sede di consultazione, l'applicazione della struttura binomia della tariffa è stata rimandata (cfr. deliberazione 20 dicembre 2012, 565/2012/R/EEL), al fine di consentire approfondimenti con il gestore del sistema di trasmissione sulla possibilità di

² Il *TIS* è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partecipe fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*), Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, come successivamente modificato e integrato.

determinare in modo omogeneo e univoco la potenza disponibile nei punti di interconnessione.

6.3 Dai suddetti approfondimenti è emersa, anche a seguito di confronti avviati dal gestore del sistema di trasmissione con le imprese distributrici e associazioni di categoria, l'impossibilità di individuare in maniera omogenea e univoca i parametri impiantistici tecnico-dimensionali attraverso i quali identificare la potenza disponibile nei punti di interconnessione tra la *RTN* e le reti di distribuzione date le notevoli differenze esistenti tra le tipologie impiantistiche nei punti di interconnessione (ivi inclusi i punti di prelievo dei clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, ad essi assimilati). In particolare sono state segnalate, tra le altre, le seguenti casistiche:

- a) configurazioni nelle quali nel punto di interconnessione non sono presenti impianti;
- b) configurazioni nelle quali sono presenti trasformatori la cui capacità non è in linea con la capacità di trasmissione delle linee elettriche a monte dell'interconnessione medesima;
- c) situazioni dove, sebbene sia possibile individuare parametri elettrici di riferimento (quali la potenza di targa dei trasformatori), a causa delle diverse configurazioni di esercizio della rete, tale potenza può non essere rappresentativa della reale potenza disponibile nei singoli punti di interconnessione.

6.4 In considerazione delle problematiche sopra evidenziate per la determinazione della potenza disponibile, Terna aveva proposto all'Autorità, in luogo del criterio del parametro elettrico basato sul dimensionamento tecnico degli impianti, l'utilizzo di un criterio cosiddetto "convenzionale", in funzione delle misure di energia elettrica transitata nei punti di interconnessione in un determinato intervallo temporale. In particolare Terna ha proposto di determinare la potenza disponibile come la potenza media prelevata nei 15 minuti di picco dell'anno ($n-2$).

6.5 Ciononostante l'Autorità ha ritenuto opportuno rimandare l'adozione di una struttura tariffaria maggiormente aderente alla struttura dei costi sottostanti il servizio di trasmissione³ a successivi approfondimenti tecnici e metodologici sulle modalità di determinazione di un *driver* significativo e stabile di potenza disponibile nei punti di interconnessione. Pertanto, con la deliberazione 19 dicembre 2013, 607/2013/R/EEL, in esito al documento per la consultazione del 17 ottobre 2013, 455/2013/R/EEL, l'Autorità ha confermato, anche per i restanti anni del quarto periodo di regolazione (2014 e 2015), la struttura monomia della componente *CTR* ed il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione,

³ Tale impostazione risulta coerente con le indicazioni dell'articolo 14 del Regolamento n. 714/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, in materia di *cost reflectivity* delle tariffe di accesso alla rete.

prevedendo l'introduzione di una struttura tariffaria binomia limitatamente alla sola componente tariffaria *TRAS* applicata ai soli clienti finali in AT/AAT, in modo da trasferire comunque su tali clienti i segnali di costo connessi all'impegno di potenza, con l'obiettivo di migliorare la *cost reflectivity* della struttura tariffaria per tali clienti.

- 6.6 Ai fini dell'individuazione di una nuova ipotesi di regolazione per il *NPR1* occorre considerare che il costo del servizio di trasmissione per le imprese distributrici è di natura passante e che pertanto i benefici, in termini di segnali di prezzo, connessi con l'adozione di strutture dei corrispettivi che riflettano maggiormente i costi nei punti di interconnessione appaiono limitati e da soli non sufficienti a giustificare i costi amministrativi necessari per l'implementazione della riforma prospettata nel quarto periodo di regolazione.
- 6.7 Peraltro l'adozione di una struttura della tariffa di trasmissione monomia (energia) da applicare nei contratti che regolano i rapporti tra gestore del sistema di trasmissione ed impresa distributtrice implica che i ricavi tariffari siano influenzati dalla quantità di energia elettrica che transita nelle reti di trasmissione. È peraltro noto che il costo del servizio di trasmissione non dipenda dalla quantità di energia elettrica trasportata, ma sia legato, in buona misura, alla capacità resa disponibile (potenza). Di conseguenza non appare opportuna, né da un punto di vista tecnico né sul piano teorico, l'esposizione del gestore di rete di trasmissione nazionale al rischio di variazione delle quantità di energia elettrica trasportata. Proprio per questo motivo a partire dal terzo periodo di regolazione è stato previsto (cfr. articolo 4 della deliberazione ARG/elt 188/08 e articolo 16 del TIT), un meccanismo di attenuazione del rischio volume per il sistema di trasmissione posto a carico della componente tariffaria *UC3*⁴. Tale meccanismo si attiva in particolare nel momento in cui lo scostamento tra i volumi di riferimento considerati ai fini della determinazione del *CTR* ed i volumi effettivamente consuntivati supera la franchigia dello 0,5% e prevede l'integrazione del gettito tariffario, a valere sul Conto alimentato dalla componente *UC3*, fino a coprire il 99,5% dei volumi di riferimento; il meccanismo garantisce pertanto una quasi totale sterilizzazione del rischio volume in capo al gestore del sistema di trasmissione. Occorre infine sottolineare che i meccanismi di garanzia dei ricavi comportano potenziali sussidi intertemporali tra gli utenti del servizio che, in linea generale, non appaiono desiderabili.
- 6.8 Se l'esposizione al rischio di variazione delle quantità di energia che transita nelle reti non appare opportuna, l'Autorità ritiene nondimeno opportuno prevedere un'evoluzione degli attuali schemi di regolazione, da un lato per responsabilizzare maggiormente gli operatori rispetto ai costi del servizio,

⁴ La componente tariffaria *UC3* è destinata alla copertura degli oneri di sistema derivanti dai meccanismi di perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

dall'altro per rendere più coerente il quadro regolatorio, affinando le relazioni tra rischi e rendimenti.

- 6.9 Una piena sterilizzazione del rischio volume, se appare giustificata in un contesto di tariffe monomie basate sulla quantità di energia elettrica trasportata, comporta, a giudizio dell'Autorità, una non desiderabile significativa deresponsabilizzazione del gestore di rete di trasmissione nazionale. Sul piano teorico si deve infatti osservare che, qualora il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto dalla regolazione sia superiore all'effettivo costo del capitale, nel caso di rischio di utilizzazione delle infrastrutture nullo, ci potrebbe essere un incentivo a sovra-investire. Un parziale coinvolgimento del gestore del sistema di trasmissione nel rischio di inutilizzo di nuovi investimenti si ritiene possa incentivare una maggiore accuratezza nell'analisi degli scenari di domanda e di conseguenza contribuire a migliorare l'efficacia della formazione dei piani di sviluppo, ferme restando le competenze dell'Autorità e del Ministero dello Sviluppo economico in materia di valutazione e approvazione dei Piani di sviluppo, di cui all'articolo 36 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo n. 93/11). Tale soluzione appare inoltre coerente con il principio generale secondo cui il rischio deve essere allocato a chi è meglio in grado di gestirlo, essendo la scelta di investimento nelle mani del gestore di rete che ha strumenti per valutare il potenziale grado di utilizzo di una infrastruttura.
- 6.10 Nel medio-lungo termine la maggiore responsabilizzazione degli operatori di rete in relazione al rischio di inutilizzo delle infrastrutture potrebbe produrre un contenimento del costo del servizio.
- 6.11 L'esposizione a un più alto rischio di inutilizzo delle infrastrutture richiede peraltro una compensazione in termini di incremento del tasso di remunerazione del capitale investito.
- 6.12 Il regolatore deve dunque calibrare in modo opportuno livello di rischio lasciato all'operatore e livello dei rendimenti ammessi in modo tale che, da un lato, il maggior costo (certo) derivante dall'extra-remunerazione risulti inferiore ai risparmi futuri attesi, conseguenti a una maggiore selettività degli investimenti, dall'altro, il maggiore rischio deve essere compensato e deve essere fissato almeno a un livello tale che un soggetto neutrale al rischio valuti come identiche le due soluzioni.
- 6.13 In relazione a tali considerazioni l'Autorità ritiene opportuno valutare l'ipotesi di rivedere i meccanismi tariffari adottati nel VPR. In particolare, si ritiene opportuna l'adozione di una struttura binomia della componente *CTR*, con una componente in potenza e una in energia, da applicare ai prelievi nei punti di interconnessione tra la *RTN* e le reti di distribuzione.
- 6.14 Una struttura binomia appare preferibile rispetto all'adozione di una tariffa monomia (in potenza), in quanto si ritiene possa fornire un miglior incentivo

all'accuratezza nella rilevazione delle quantità di energia elettrica transitate nei punti di interconnessione.

- 6.15 Per la definizione della componente in potenza l'Autorità, viste le difficoltà di implementazione riscontrate nei precedenti periodi regolatori in relazione alla possibilità di rilevare la potenza disponibile nei punti di interconnessione, ritiene opportuno prevedere l'utilizzo, quale *driver*, della media, calcolata su un orizzonte pluriennale, delle potenze massime prelevate su base mensile nei punti di interconnessione. Tale grandezza, agevole da calcolare attraverso i dati delle curve di prelievo in possesso sia del gestore della *RTN* che delle imprese distributrici, è determinabile attraverso un criterio univoco per tutti i punti di interconnessione e, allo stesso tempo, rappresenta una sufficiente approssimazione della potenza tecnica disponibile nei punti di interconnessione. L'ampiezza dell'orizzonte temporale considerato influisce sul grado di rischio posto in capo al gestore del sistema di trasmissione. Si ritiene ragionevole un orizzonte di tre-cinque anni. Tale grandezza è poi aggiornata su base annuale (media mobile delle potenze massime prelevate negli ultimi tre-cinque anni di calendario disponibili) anche al fine di tenere conto della cessazione dei punti di interconnessione, nonché della realizzazione di nuovi punti.
- 6.16 Al fine di minimizzare le oscillazioni dei ricavi in relazione agli andamenti dei prelievi dalla *RTN*, si propone di applicare la componente in potenza alla media del valore di potenza massima prelevata nel mese di riferimento e dei valori di potenza massima prelevata nel medesimo mese nei quattro anni precedenti. Nel *BOX 1* è riportato un esempio che illustra la logica di tale meccanismo.

BOX 1 – Determinazione e applicazione della componente CTR in potenza

Il presente BOX riporta un esempio numerico per la definizione della componente *CTR* in potenza da applicare ai prelievi nei punti di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione.

Si consideri il caso in cui si voglia definire la componente in potenza per l'anno 2016 in un sistema semplificato dove vi siano solo due punti di interconnessione (A e B). Si ipotizzi inoltre che si voglia determinare il *driver* come media delle potenze massime prelevate negli ultimi 5 anni di calendario disponibili. Poiché il corrispettivo per l'anno 2016 è determinato nell'anno *n-1* (dunque nel 2015), gli ultimi 5 anni disponibili sono quelli del periodo 2010-2014. Le potenze massime prelevate su base mensile dei punti A e B nel periodo 2010-2014, e le rispettive medie, sono riportate nella tabella sottostante.

Determinazione del corrispettivo unitario mensile (2016)														
<i>Utilizzo, quale driver, della media, calcolata su un orizzonte pluriennale (5 anni, dal 2010 al 2014), delle potenze massime prelevate su base mensile nei punti di interconnessione di un sistema semplificato</i>														
		gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic	Media potenza mensile
2010	Punto A	10	10	10	10	10	10	5	5	5	5	5	5	
	Punto B	40	40	40	40	40	40	20	20	20	20	20	20	
	Somma	50	50	50	50	50	50	25	25	25	25	25	25	37,5
2011	Punto A	2	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	
	Punto B	10	10	10	10	10	20	20	20	20	20	20	20	
	Somma	12	12	12	12	12	25	25	25	25	25	25	25	19,6
2012	Punto A	5	5	5	5	5	5	15	15	15	15	15	15	
	Punto B	20	20	20	20	20	20	50	50	50	50	50	50	
	Somma	25	25	25	25	25	25	65	65	65	65	65	65	45,0
2013	Punto A	15	15	15	15	15	15	8	8	8	8	8	8	
	Punto B	50	50	50	50	50	50	30	30	30	30	30	30	
	Somma	65	65	65	65	65	65	38	38	38	38	38	38	51,5
2014	Punto A	8	8	8	8	8	8	10	10	10	10	10	10	
	Punto B	30	30	30	30	30	30	15	15	15	15	15	15	
	Somma	38	38	38	38	38	38	25	25	25	25	25	25	31,5
Driver														37,0
Costo riconosciuto (2016)														100
Corrispettivo unitario mensile (2016)														0,23

Dall'esempio numerico si evince come il *driver* sia pari a 37 kW. Ipotezzando un costo riconosciuto per l'anno 2016 pari a 100 €, si ha un corrispettivo unitario mensile per l'anno 2016 pari a $(100/12)/37 = 0,23 \text{ €/kW/mese}$.

Tale corrispettivo è applicato alla media del valore di potenza massima prelevata nel mese di riferimento (es. gennaio 2016) e dei valori di potenza massima prelevata nel medesimo mese nei quattro anni precedenti (il mese di gennaio negli anni 2012-2015).

Nel caso del punto A, tale valore è pari a 11,6 kW per il mese di gennaio 2016, che moltiplicato per il corrispettivo pari a 0,23 €/kW/mese determina un esborso da parte del distributore pari a 2,6 € per il mese di gennaio. Sommando a ciò la somma corrisposta dal distributore nel punto B (6,1 €) si ha un gettito per il Gestore della rete di trasmissione pari a 8,7 € per il mese di gennaio. La tabella sottostante riporta gli elementi numerici necessari a calcolare la potenza a cui applicare, in ciascun punto di interconnessione, il corrispettivo unitario mensile per il mese di gennaio 2016 ed il relativo gettito.

Applicazione del corrispettivo unitario mensile (2016)

Applicazione del corrispettivo unitario alla media del valore di potenza massima prelevata nel mese di riferimento e dei valori di potenza massima prelevata nel medesimo mese nei quattro anni precedenti (2012-2015)

		gen
2012	Punto A	5
	Punto B	20
	Somma	25
2013	Punto A	15
	Punto B	50
	Somma	65
2014	Punto A	8
	Punto B	30
	Somma	38
2015	Punto A	10
	Punto B	15
	Somma	25
2016	Punto A	20
	Punto B	20
	Somma	40
Potenza mensile (*)	Punto A	11,6
	Punto B	27,0
	Somma	38,6
Corrispettivo (2016)		0,23
Gettito (2016)	Punto A	2,6
	Punto B	6,1
	Somma	8,7

(*) Media tra la potenza massima rilevata nel mese di riferimento dell'anno 2016 e le potenze massime rilevate nel medesimo mese dei 4 anni precedenti.

- 6.17 La quota di ricavo riconducibile alla componente in energia dovrebbe pesare nel complesso orientativamente per il 5-10% dei ricavi e comunque sarà determinata per un valore almeno pari alla quota parte dei ricavi tariffari destinata alla copertura dell'extra-remunerazione del capitale investito prevista dai meccanismi di incentivo di tipo *output-based* introdotti nei precedenti periodi di regolazione così da incidere sui ricavi riconducibili a quote di

remunerazione eccedenti il livello base, ed eventualmente quote di ricavo a copertura di costi variabili⁵. La componente tariffaria in energia, espressa in centesimi di euro/kWh, sarebbe applicata in relazione:

- a) all'energia elettrica netta prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale;
- b) all'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla RTN, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione.

- 6.18 Il *driver* per la determinazione della componente tariffaria in energia è definito ad inizio periodo di regolazione sulla base degli ultimi dati di prelievo disponibili e, fatto salvo il caso di consistenti (maggiori del 10%) oscillazioni del prelievo, rimane costante per il *NPR1*.
- 6.19 L'ipotesi di introduzione di una tariffa binomia potrebbe essere gestita nel quadro di menù di regolazione caratterizzati da un diverso grado di rischio volume e da diversi livelli dei tassi di rendimento sul capitale investito, in analogia con quanto l'Autorità intende valutare per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- 6.20 In tale contesto l'Autorità è orientata a prevedere il superamento dell'attuale meccanismo di garanzia dei ricavi in vigore nel *VPR*. Per quanto riguarda più in generale le tematiche relative ai meccanismi di incentivo, nell'ambito delle quali nei precedenti periodi regolatori era stato sviluppato tale meccanismo di garanzia dei ricavi, si rimanda al documento per la consultazione recante gli orientamenti iniziali in relazione allo sviluppo selettivo degli investimenti del servizio di trasmissione dell'energia elettrica che, come indicato nel precedente paragrafo 1.6 è di prossima approvazione.
- 6.21 Nell'ipotesi di introduzione di una tariffa binomia per il servizio di trasmissione prestato dal gestore del sistema di trasmissione alle imprese distributrici, l'Autorità è orientata a prevedere l'abolizione dell'attuale meccanismo di garanzia dei ricavi in vigore nel *VPR*.

⁵ Dalle stime effettuate sui ricavi riconosciuti per il servizio di trasmissione per l'anno 2015 la quota di gettito attribuita in energia ammonterebbe ad almeno il 6,2%.

Spunti per la consultazione

- S2. Osservazioni in merito alla possibile introduzione di una componente *CTR* in forma binomia.
- S3. Osservazioni in merito al *driver* proposto per la determinazione della potenza impegnata nei punti di interconnessione.
- S4. Osservazioni in merito all'ipotesi che potrebbe essere sviluppata in alternativa a quella descritta nel documento, di fare invece riferimento alla potenza installata degli impianti di interconnessione.
- S5. Osservazioni sull'ipotesi di identificazione dei pesi della quota potenza e della quota energia.

7. Tariffe di trasmissione per i clienti finali

- 7.1 In continuità con l'impostazione adottata nei precedenti periodi regolatori, l'Autorità è orientata a prevedere che i costi relativi al servizio di trasmissione siano a carico dei soli punti di prelievo, in coerenza con le disposizioni di cui all'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99. Come anticipato nel paragrafo 2.5, le ipotesi relative alla determinazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per il *NPR1* saranno effettuate applicando criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza in continuità con quelli adottati nel *VPR*. Una revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologia di utenza sarà sviluppata nel *NPR1* in modo da apportare eventuali revisioni nel *NPR2*.
- 7.2 In attesa della richiamata revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, in continuità con il *VPR*, l'Autorità intende confermare i criteri di allocazione dei costi di trasmissione ai clienti finali attraverso l'applicazione della componente tariffaria *TRAS* ai prelievi di energia elettrica; in particolare:
 - a) per gli utenti BT e MT, una componente *TRAS* monomia, applicata all'energia elettrica prelevata e differenziata per livello di tensione in funzione delle perdite di rete;
 - b) per gli utenti AT e AAT, una componente *TRAS* binomia, con una componente tariffaria fissa ($TRAS_P$) applicata alla potenza impegnata nei punti di prelievo dei clienti finali ed una variabile ($TRAS_E$) applicata all'energia elettrica prelevata.
- 7.3 La componente *TRAS* binomia per i clienti in AT/AAT è costruita secondo il principio di isogettito rispetto all'applicazione della componente *TRAS* monomia, e cioè garantendo, attraverso l'applicazione della componente in

potenza e della componente in energia, il medesimo gettito che si sarebbe complessivamente ottenuto dall'applicazione della componente *TRAS* monomia ai clienti connessi in AT/AAT.

- 7.4 La componente in potenza $TRAS_p$ è determinata come rapporto tra la quota parte del gettito di trasmissione allocato ai clienti finali in AT/AAT attribuito in quota potenza e la potenza impegnata dai medesimi clienti finali.
- 7.5 La potenza impegnata dai clienti finali connessi in AT/AAT è determinata come media annuale della potenza impegnata in ciascun mese dell'anno $t-2$, per ognuno dei punti di prelievo dei clienti finali connessi in AT/AAT.
- 7.6 Per la ripartizione dei corrispettivi tra componenti in potenza e in energia, l'Autorità intende procedere in coerenza con quanto proposto nel precedente paragrafo 6.17.

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazione sulle ipotesi relative alla struttura delle tariffe di trasmissione per i clienti finali.
- S7. Osservazioni in merito ai criteri di costruzione della componente *TRAS* binomia.

8. Costi riconosciuti connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento

- 8.1 Rispetto alle tematiche dell'uniformazione dei criteri di riconoscimento dei costi per il funzionamento di Terna connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento ed all'ipotesi prospettata nel paragrafo 8.15 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, e confermata nel documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, di includere tali costi nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione, l'Autorità, anche alla luce di quanto emerso nell'ambito della suddetta consultazione, ritiene opportuno procedere all'uniformazione dei criteri di riconoscimento dei costi, ma al contempo, al fine di evitare sussidi incrociati tra servizio di trasmissione e servizio di dispacciamento, prevedere che i costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del TIS, siano posti a carico, attraverso l'applicazione della componente *DIS* di cui all'articolo 46 della deliberazione 9 giugno 2006, 111/06, agli utenti del dispacciamento in prelievo.

Spunti per la consultazione

- S8.** Osservazioni in merito alla proposta di non modificare l'attuale allocazione dei costi per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, ai sensi del comma 24.3 del TIS.

PARTE III

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE

9. Brevi richiami della normativa in vigore

- 9.1 Nel VPR il sistema tariffario relativo al servizio di distribuzione è stato implementato secondo le logiche del *tariff decoupling* e si è sostanziato in un sistema di vincoli ai ricavi ammessi, determinati in funzione di tariffe di riferimento, differenziate per le singole imprese distributrici nel caso delle tariffe a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e a *cluster* di imprese, nel caso delle tariffe a copertura dei costi di commercializzazione, e tariffe obbligatorie, differenziate per tipologia di utenza, uniformemente applicate sul territorio nazionale (nel BOX 2 è riportata in sintesi una descrizione delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento nel quarto periodo di regolazione). Meccanismi di perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione consentono di redistribuire tra le imprese i ricavi conseguiti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, al fine di garantire a ciascuna impresa il conseguimento del ricavo ammesso dalle tariffe di riferimento "individuali" a copertura dei costi delle infrastrutture e dalle tariffe di riferimento "per cluster" a copertura dei costi di commercializzazione.

BOX 2 – Tariffe obbligatorie e tariffe di riferimento

Tariffe obbligatorie

Per le utenze corrispondenti a clienti finali domestici è previsto un sistema basato su tariffe obbligatorie trinomie (D2 e D3) applicate a tutti i clienti e fissate in funzione della tariffa obiettivo D1. Tali tariffe sono fissate in maniera tale da garantire la copertura dei costi a livello nazionale. Per approfondimenti si rimanda al procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/EEL.

Nel caso di utenze corrispondenti ai clienti non domestici, ciascuna impresa distributtrice è tenuta ad applicare una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione. Tale tariffa ha una struttura trinomina (salvo che nel caso degli usi di illuminazione pubblica, degli usi per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici e degli usi diversi in alta e altissima tensione) e, per talune sotto-tipologie contrattuali, prevede corrispettivi differenziati definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale.

Tariffe di riferimento

Con riferimento alla copertura dei costi delle infrastrutture di rete, l'Autorità ha previsto, per ciascuna impresa distributrice, la fissazione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno e differenziata per livello di tensione, ad eccezione della tariffa di riferimento relativa a utenze per illuminazione pubblica, per le quali la tariffa è espressa in centesimi di euro/kWh.

Con riferimento alla copertura dei costi di commercializzazione, l'Autorità ha definito corrispettivi unitari delle tariffe di riferimento differenziati in relazione alle modalità di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali in maggior tutela, distinguendo le imprese che erogano tale servizio di vendita mediante società separata dalle imprese che lo erogano in modalità integrata.

10. Caratteri generali del sistema tariffario per il servizio di distribuzione

- 10.1 In generale, per il *NPR* l'Autorità, con riferimento al servizio di distribuzione dell'energia elettrica, intende confermare l'impianto dell'attuale sistema tariffario che prevede, da un lato, la distinzione tra tariffe a copertura dei costi delle infrastrutture di rete e tariffe a copertura dei costi di commercializzazione, dall'altro il disaccoppiamento della tariffa effettivamente applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, con conseguente esigenze di perequazione.
- 10.2 Nel *NPR1*, in coerenza con quanto anticipato nella parte introduttiva del presente documento per la consultazione, in particolare nel paragrafo 2.5, in relazione ai criteri di allocazione dei costi riconosciuti alle tipologie di utenza e alle strutture tariffarie, l'Autorità intende procedere in continuità con quanto previsto nel *VPR*. Gli studi per la possibile revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, che saranno avviati nel *NPR1*, potranno condurre a revisioni dei livelli tariffari delle tariffe obbligatorie che dovrebbero trovare applicazione nel *NPR2*.
- 10.3 In questo contesto di continuità, l'Autorità intende peraltro valutare l'ipotesi di introdurre, in via sperimentale, nel *NPR1*, configurazioni di menù regolatori che, in attesa dello sviluppo dei menù *totex* richiamati nel paragrafo 29.9 e seguenti del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, possano offrire alle imprese distributrici la possibilità di scegliere tra schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi, opportunamente calibrati in modo da offrire differenti configurazioni di rischio/remunerazione.

11. Tariffa di riferimento

- 11.1 L'Autorità, come indicato nel paragrafo 10.1, per il *NPR* intende mantenere per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica l'attuale disaggregazione tra componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e componenti tariffarie a copertura dei costi relativi alla commercializzazione del servizio.

Struttura della tariffa di riferimento - Reti di distribuzione

- 11.2 Per quanto riguarda le componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi relativi alle infrastrutture della rete di distribuzione, nel *VPR* sono state adottate componenti fisse⁶, espresse in euro per punto di prelievo, differenziate per livello di tensione e per impresa distributrice. Tale soluzione è stata adottata in esito all'analisi di differenti opzioni di regolazione, sviluppate in chiave di analisi di impatto della regolazione (AIR).
- 11.3 Per il *NPR1* l'Autorità è orientata a confermare la struttura tariffaria già adottata nel *VPR* e ritiene opportuno approfondire le ipotesi di utilizzare quale variabile di scala, in luogo dei punti di prelievo serviti, la potenza impegnata nei punti di prelievo serviti, in parallelo agli approfondimenti sui criteri di allocazione di costo alle tipologie di utenze che, come anticipato, saranno svolti nel *NPR1*.
- 11.4 Anche per l'aggiornamento dei livelli tariffari nel *NPR1* l'Autorità intende procedere in continuità con i criteri di aggiornamento annuale utilizzati nel corso del *VPR*.

Spunti di consultazione

- S9.** Osservazioni rispetto all'ipotesi di prevedere che i corrispettivi della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture di rete siano fissati per il *NPR1* in funzione del numero dei punti di prelievo serviti, differenziati per livello di tensione e per impresa distributrice.
- S10.** Osservazioni sull'ipotesi di utilizzare la potenza impegnata.

Struttura della tariffa di riferimento - Commercializzazione

- 11.5 In relazione alla commercializzazione, in coerenza con l'attuale periodo di regolazione, l'Autorità intende confermare anche nel *NPR* la definizione della

⁶ Con l'eccezione delle utenze per illuminazione pubblica, per le quali la tariffa di riferimento è espressa in centesimi di euro/kWh.

tariffa di riferimento sulla base di costi *standard* nazionali differenziata per tipologia di utenza.

- 11.6 Come già illustrato nel *BOX 2* nel corrente periodo di regolazione le tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione risultano differenziate in relazione alle modalità di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali in maggior tutela, distinguendo le imprese che erogano tale servizio di vendita mediante società separata dalle imprese che lo erogano in modalità integrata. In particolare, per rappresentare le economie di scopo che possono derivare dalla gestione congiunta delle attività di distribuzione e di vendita in maggior tutela, alle imprese che svolgono l'attività in modo integrato è riconosciuto, con riferimento alle utenze in bassa tensione, un corrispettivo unitario a copertura dei costi di commercializzazione della distribuzione ad un livello mediamente inferiore rispetto a quello riconosciuto per le imprese che hanno separato l'attività di distribuzione da quella di vendita.
- 11.7 Le disposizioni del TIUF⁷, in applicazione del comma 38.2 del decreto legislativo n. 93/11, hanno rafforzato gli obblighi di separazione funzionale per le imprese di distribuzione di energia elettrica con meno di 100.000 punti di prelievo che fino ad oggi hanno svolto in maniera integrata le attività di distribuzione e di vendita in maggior tutela.
- 11.8 Le soprarichiamate disposizioni del TIUF comporteranno pertanto degli oneri per quelle imprese che fino ad oggi, godendo di economie di scopo nello svolgimento congiunto delle attività di distribuzione e di vendita in maggior tutela, hanno avuto costi riconosciuti relativi alla commercializzazione più bassi, equiparandole, in sostanza, alle imprese che svolgono le attività di distribuzione e vendita in maniera separata.
- 11.9 Per tali ragioni l'Autorità è orientata a valutare, già a partire dall'anno 2016, la definizione di tariffe di riferimento non più differenziate sulla base dell'attuale modalità di erogazione del servizio di maggior tutela da parte delle imprese. In tal caso la tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione verrebbe dimensionata in maniera analoga per tutte le imprese distributrici sulla base di costi *standard* nazionali.
- 11.10 L'Autorità si riserva comunque di affinare i propri orientamenti in merito a tali aspetti a valle di più dettagliate valutazioni dei costi desumibili dai conti annuali separati relativi all'anno 2014 da poco disponibili.

⁷ Il TIUF, è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione (*unbundling*) funzionale per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, Allegato A alla deliberazione 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM.

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni sulle ipotesi per la definizione delle tariffe di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione.

12. Tariffe obbligatorie

- 12.1 La definizione delle tariffe obbligatorie per le utenze domestiche in bassa tensione è oggetto del procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/EEL. Di conseguenza nel presente documento si sviluppano ipotesi di regolazione limitatamente alle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche.
- 12.2 Nel VPR, per le utenze corrispondenti ai clienti non domestici, ciascuna impresa distributrice applica una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione (costi delle infrastrutture di rete e costi di commercializzazione). Tale tariffa ha una struttura trinomina (ad eccezione delle utenze di illuminazione pubblica, delle utenze in alta e altissima tensione e delle utenze per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici) e, per gli usi diversi in media tensione ed in bassa tensione, prevede corrispettivi a scaglioni differenziati definiti sulla base della potenza impegnata dal cliente finale. La successiva Tabella 1 riporta struttura e livelli dei corrispettivi in vigore negli anni 2012 – 2015.

Tabella 1 - Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione per gli anni 2012 – 2015

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Quota fissa				Quota potenza				Quota energia			
	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015	Anno 2012	Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	1,344	1,352	1,355	1,379
Utenze in bassa tensione per alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici	-	-	-	-	-	-	-	-	5,896	5,943	5,955	6,063
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW												
- per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW	524,54	504,96	482,35	503,07	3.147,36	3.178,83	3.186,26	3.242,26	0,065	0,066	0,066	0,067
- per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW	524,54	504,96	482,35	503,07	2.980,83	3.010,64	3.017,68	3.070,72	0,065	0,066	0,066	0,067
- per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW	524,54	504,96	482,35	503,07	3.313,89	3.347,03	3.354,86	3.413,82	0,065	0,066	0,066	0,067
- per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW	576,99	555,46	530,59	553,38	3.313,89	3.347,03	3.354,86	3.413,82	0,065	0,066	0,066	0,067
- per potenze impegnate superiori a 10 kW	576,99	555,46	530,59	553,38	3.313,89	3.347,03	3.354,86	3.413,82	0,065	0,066	0,066	0,067
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	524,54	504,96	482,35	503,07	3.147,36	3.178,83	3.186,26	3.242,26	0,062	0,063	0,063	0,064
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-	-	-	-	-	-	0,704	0,711	0,713	0,726
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	49.755,67	47.898,62	45.753,97	47.719,60	3.559,16	3.594,75	3.603,16	3.666,49	0,061	0,062	0,062	0,063
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore o uguale a 500 kW	44.780,10	43.108,76	41.178,57	42.947,63	3.195,98	3.227,94	3.235,49	3.292,36	0,055	0,056	0,056	0,057
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	43.265,80	41.650,97	39.786,06	41.495,30	2.803,75	2.831,79	2.838,41	2.888,30	0,048	0,048	0,048	0,049
Utenze in alta tensione	2.188.228,10	2.106.555,64	2.012.235,06	2.098.682,36	-	-	-	-	0,021	0,021	0,021	0,021
Utenze in altissima tensione, con tensione inferiore a 380 kV	2.188.228,10	2.106.555,64	2.012.235,06	2.098.682,36	-	-	-	-	-	-	-	-
Utenze in altissima tensione, con tensione uguale o superiore a 380 kV	2.188.228,10	2.106.555,64	2.012.235,06	2.098.682,36	-	-	-	-	-	-	-	-

- 12.3 La struttura delle tariffe obbligatorie è definita in modo da consentire il rispetto del vincolo di bilancio nazionale, garantendo pertanto che, in media, i ricavi derivanti dall'applicazione delle medesime tariffe obbligatorie consentano la copertura dei costi riconosciuti a livello nazionale. Gli eventuali squilibri, a livello di singola impresa, tra il vincolo ai ricavi ammessi e i ricavi effettivi conseguiti dall'applicazione delle tariffe obbligatorie ai clienti finali, sono compensati attraverso i meccanismi di perequazione.
- 12.4 Nella successiva Tabella 2 è riportata la composizione della spesa relativa al servizio di distribuzione per alcuni profili di consumo rilevanti, calcolata sulla base dei corrispettivi vigenti nell'anno 2015.
- 12.5 La Tabella 2 mostra come la spesa derivante dall'applicazione delle tariffe per l'utilizzo delle reti di distribuzione sia in larga misura determinata dalla quota fissa (centesimi di euro/punto di prelievo/anno) e dalla quota potenza (centesimi di euro/kW/anno), con un'incidenza della spesa per la quota energia (centesimi di euro/kWh) crescente all'aumentare delle ore di utilizzo della potenza impegnata.

Tabella 2 - Composizione della spesa per il servizio di distribuzione per profilo di consumo (corrispettivi vigenti nell'anno 2015)

Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile fino a 16,5 kW

tipo profilo				
tariffa applicata	BTA2		BTA4	
potenza impegnata (kW)	3	3	10	10
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
composizione percentuale della spesa				
per quota fissa	5,07%	4,78%	1,56%	1,48%
per quota potenza	92,90%	87,57%	96,54%	91,35%
per quota energia	2,03%	7,64%	1,89%	7,17%
totale	100,00%	100,00%	100,0%	100,0%

Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile oltre 16,5 kW

tipo profilo				
tariffa applicata	BTA6		BTA6	
potenza impegnata (kW)	20	20	30	30
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
composizione percentuale della spesa				
per quota fissa	0,76%	0,71%	0,50%	0,48%
per quota potenza	97,32%	92,02%	97,57%	92,24%
per quota energia	1,92%	7,27%	1,93%	7,28%
totale	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Altre utenze in media tensione

tipo profilo				
tariffa applicata	MTA1		MTA3	
potenza impegnata (kW)	100	100	600	600
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
composizione percentuale della spesa				
per quota fissa	11,34%	10,86%	2,30%	2,19%
per quota potenza	87,16%	83,41%	96,07%	91,59%
per quota energia	1,50%	5,73%	1,63%	6,22%
totale	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Altre utenze in alta tensione

tipo profilo				
tariffa applicata	ALTA		ALTA	
potenza impegnata (kW)	1000	1000	2000	2000
ore di utilizzo della potenza	4000	8000	4000	8000
composizione percentuale della spesa				
per quota fissa	96,15%	92,59%	92,59%	86,20%
per quota potenza	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
per quota energia	3,85%	7,41%	7,41%	13,80%
totale	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Ipotesi per il NPR1

- 12.6 Per il *NPR1*, l'Autorità intende mantenere l'attuale struttura tariffaria caratterizzata da corrispettivi differenziati per sotto-tipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata. Tali tariffe continuano ad essere obbligatoriamente applicate da tutte le imprese distributrici ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali.
- 12.7 La struttura vigente nell'attuale periodo di regolazione, come evidenziato nella precedente *Tabella 2*, appare già sostanzialmente adeguata al raggiungimento degli obiettivi di orientamento ai costi, di incentivo all'efficienza energetica e di stabilità tariffaria.
- 12.8 Peraltro, va evidenziato come, con il documento per la consultazione 293/2015/R/EEL relativo alla revisione della struttura delle tariffe applicate alle utenze domestiche, l'Autorità, con l'obiettivo di rafforzare ulteriormente il principio di orientamento ai costi (*cost reflectivity*), ha proposto l'azzeramento del corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh, trasferendo il gettito attualmente derivante dalle suddette aliquote sui corrispettivi espressi in quota potenza.
- 12.9 Pertanto, al fine di migliorare la coerenza complessiva delle strutture tariffarie e rafforzare ulteriormente il principio di *cost reflectivity*, nelle more della generale revisione delle modalità di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, l'Autorità intende valutare la possibilità di effettuare, già nel *NPR1*, analoghi interventi sulle strutture tariffarie relative alle utenze non domestiche in bassa e alle utenze in media tensione.
- 12.10 Simulazioni effettuate sui corrispettivi delle tariffe obbligatorie attualmente vigenti mostrano che una revisione della struttura tariffaria nei termini indicati al precedente paragrafo 12.9, comporterebbe variazioni di spesa dei clienti finali molto limitate, con aumenti poco significativi (circa +0,5%) per i clienti caratterizzati da un basso grado di utilizzo della potenza disponibile, e con impatti favorevoli per i clienti caratterizzati da profili di consumo a maggiore utilizzo della potenza disponibile (*Tabella 3*).

Tabella 3 - Variazioni della spesa in caso di azzeramento della quota energia per gli utenti connessi in bassa e media tensione

Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile fino a 16,5 kW

tipo profilo				
tariffa applicata	BTA2		BTA4	
potenza impegnata (kW)	3	3	10	10
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
confronti di spesa				
spesa con corrispettivi 2015	99,16	105,19	353,62	373,72
spesa con corrispettivi 2015 rimodulati	99,56	99,56	354,93	354,93
variazione spesa	0,40%	-5,36%	0,37%	-5,03%

Bassa tensione usi diversi con potenza disponibile oltre 16,5 kW

tipo profilo				
tariffa applicata	BTA6		BTA6	
potenza impegnata (kW)	20	20	30	30
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
confronti di spesa				
spesa con corrispettivi 2015	666,28	704,68	996,91	1.054,51
spesa con corrispettivi 2015 rimodulati	669,51	669,51	1.001,76	1.001,76
variazione spesa	0,49%	-4,99%	0,49%	-5,00%

Altre utenze in media tensione

tipo profilo				
tariffa applicata	MTA1		MTA3	
potenza impegnata (kW)	100	100	600	600
ore di utilizzo della potenza	1000	4000	1000	4000
confronti di spesa				
spesa con corrispettivi 2015	4.206,69	4.395,69	18.038,75	18.920,75
spesa con corrispettivi 2015 rimodulati	4.332,91	4.332,91	18.880,07	18.880,07
variazione spesa	3,00%	-1,43%	4,66%	-0,22%

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni sulle ipotesi relative alla definizione delle tariffe obbligatorie nel NPR1.

Corrispettivi da applicare nei punti di interconnessione nella titolarità di imprese di distribuzione

- 12.11 L'Autorità, in coerenza con i criteri in vigore nel *VPR* intende confermare l'impostazione dei corrispettivi previsti per il servizio di distribuzione prestato ad altre imprese distributrici, attualmente disciplinato dall'articolo 17 del TIT.
- 12.12 Il citato articolo 17 prevede che i punti di interconnessione tra reti di distribuzione siano trattati al pari di punti di prelievo nella titolarità di clienti finali e che quindi in tali punti, in funzione del livello di tensione, si applichino 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 perequazione⁸.

13. Vincoli ai ricavi ammessi

- 13.1 Il vincolo ai ricavi ammessi per il servizio di distribuzione nel *VPR* è stato determinato in funzione dalle tariffe di riferimento e del numero dei punti di prelievo serviti dall'impresa.
- 13.2 Come indicato nel paragrafo 10.3 l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre, in via sperimentale, configurazioni di menù regolatori che possano offrire alle imprese distributrici la possibilità di scegliere tra schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi a copertura dei costi del servizio di distribuzione.
- 13.3 L'ipotesi di prevedere schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi, con opzioni caratterizzate da un diverso grado di rischio, in particolare di rischio legato alla domanda di servizio, si inquadra nelle misure che l'Autorità ritiene vadano studiate per gestire al meglio l'evoluzione delle modalità di utilizzo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, segnatamente l'emergere della figura del c.d. *prosumer* e le prospettive di sviluppo dei sistemi di accumulo individuale dell'energia elettrica che, in una prospettiva di lungo termine, potrebbero portare a una riduzione nell'utilizzo delle reti.

⁸ Come nel corrente periodo di regolazione, con esclusivo riferimento alle imprese distributrici sottese, sarà definito un apposito elemento nell'ambito dei meccanismi di perequazione, al fine di rendere passante il costo del servizio di distribuzione riconosciuto ad altre imprese distributrici dalle cui reti viene prelevata l'energia per l'alimentazione dei punti di prelievo relativi a clienti finali, connessi alle reti dell'impresa sottesa.

- 13.4 In questo contesto l’Autorità ritiene che il contenimento dei costi del servizio, da perseguire mediante continui stimoli all’efficientamento e un’attenta selezione degli investimenti, che troveranno la loro sintesi nel nuovo paradigma regolatorio fondato sulla spesa totale, possa essere favorito anche da una flessibilizzazione degli schemi adottati per la definizione dei vincoli ai ricavi.
- 13.5 In particolare l’Autorità ritiene che sia opportuno valutare la possibilità di responsabilizzare in qualche misura le imprese distributrici in relazione al rischio volume, in analogia a quanto prospettato nei paragrafi 6.8 e seguenti in relazione al servizio di trasmissione dell’energia elettrica. Si ha ragione di ritenere, infatti, che anche nel caso del servizio di distribuzione, soprattutto in ragione dell’atteso sviluppo degli *smart distribution system*⁹ e dei rilevanti investimenti che si prospettano nei prossimi anni per la loro realizzazione, lasciando un certo grado di rischio di inutilizzo delle infrastrutture sull’impresa distributtrice sia possibile favorire una migliore accuratezza da parte delle imprese distributrici nelle scelte di investimento e, conseguentemente, un contenimento del costo del servizio nel medio-lungo termine.
- 13.6 L’esposizione a un più alto rischio di inutilizzo delle infrastrutture richiede una compensazione in termini di incremento del tasso di remunerazione del capitale investito. La calibrazione del livello di *extra-remunerazione* a copertura del maggior rischio appare cruciale nel disegno dei menù. Nella calibrazione del livello di *extra-remunerazione* occorre tenere conto, da un lato, degli effetti sui consumatori. Il maggior costo derivante dall’*extra-remunerazione* deve essere inferiore ai risparmi futuri attesi, conseguenti a una maggior selettività negli investimenti. Dall’altro, il maggior rischio deve essere compensato e deve essere fissato almeno a un livello tale che un soggetto neutrale al rischio valuti come identiche le due soluzioni.
- 13.7 Nel quadro del disegno di specifici menù regolatori per le imprese distributrici l’Autorità ritiene possano essere gestite anche le ipotesi formulate nel documento per la consultazione 335/2015/R/EEL in tema di determinazione dei costi riconosciuti per le imprese distributrici¹⁰ e le ipotesi relative a meccanismi

⁹ Si veda in merito il documento per la consultazione 255/2015/R/EEL.

¹⁰ Al capitolo 25 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, l’Autorità ha proposto un duplice schema di determinazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti:

- i. per le imprese con oltre 100.000 utenti connessi, un regime analogo a quello vigente nel periodo di regolazione 2012 – 2015;
- ii. per le imprese al di sotto di tale soglia, la possibilità di esercitare un’opzione tra:
 - a. riconoscimento parametrico dei costi di capitale, basato sul valore aggregato degli investimenti delle imprese di dimensioni medio-piccole;
 - b. riconoscimento puntuale dei costi di capitale, con modalità identiche a quelle relative alle imprese riportate al precedente punto i., cui si affiancherebbero obblighi di partecipazione ai meccanismi di verifica di alcuni indicatori di qualità tecnica e commerciale.

facoltativi di regolazione della qualità, illustrate nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL¹¹.

Menù regolatori per le imprese distributrici grandi (oltre 100.000 punti di prelievo)

13.8 In relazione a quanto indicato nei paragrafi precedenti l'Autorità ritiene opportuno valutare per il *NPR1* l'introduzione in via sperimentale di un menù di regolazione che comprenda quattro opzioni:

- a) **opzione base:** il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base di una tariffa di riferimento determinata in funzione del numero dei punti di prelievo serviti, i cui livelli sono aggiornati nel corso del triennio successivo al primo anno del *NPR1* secondo le regole di aggiornamento già adottate nel *VPR*. È prevista l'applicazione dei meccanismi obbligatori per la regolazione della qualità come individuati nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL;
- b) **opzione rischio volume:** il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base di una tariffa di riferimento determinata in funzione del numero di punti di prelievo serviti (peso non inferiore al 50%), della potenza impegnata nei punti di prelievo serviti (peso non superiore al 50%) e della quantità di energia elettrica prelevata (peso non superiore al 10%), i cui livelli sono fissati all'inizio del *NPR1* sulla base delle attese di evoluzione della domanda. Le tariffe di riferimento sono determinate tenendo conto di una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, calcolato nel rispetto dei principi indicati nel paragrafo 13.6. È prevista l'applicazione dei meccanismi obbligatori per la regolazione della qualità come individuati nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL;
- c) **opzione qualità aggiuntiva:** il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato sulla base di una tariffa di riferimento determinata in funzione del numero dei punti di prelievo serviti, i cui livelli sono aggiornati nel corso del triennio successivo al primo anno del *NPR1* secondo le regole di aggiornamento già adottate nel *VPR*. I livelli delle tariffe di riferimento sono pari a quelli previsti per l'opzione base. L'applicazione dei meccanismi facoltativi per la regolazione della

¹¹ Secondo quanto riportato nel paragrafo 2.12 del documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, in materia di continuità del servizio di distribuzione sono previste le seguenti regolazioni opzionali:

- a) partecipazione alle regolazioni premi-penalità da parte delle imprese di piccole dimensioni, anche in forma aggregata;
- b) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a cause esterne;
- c) partecipazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni con preavviso;
- d) partecipazione alla regolazione premi-penalità delle interruzioni dovute a forza maggiore.

qualità, come individuati nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL, comporta l'individuazione di un addendo nella formula del vincolo ai ricavi ammessi, il cui segno e la cui entità dipende dalla *performance* conseguita dall'impresa distributrice. Per ragioni di semplicità amministrativa, l'Autorità intende rinviare al futuro l'Autorità l'ipotesi di prevedere che nel caso di scelta dell'opzione qualità aggiuntive le tariffe di riferimento siano fissate a un livello più elevato rispetto a quello previsto per l'opzione base, in modo da incorporare gli *extra*-costi connessi agli *standard* di qualità più elevati e prevedere una diversa calibrazione dei premi e delle penalità previste per i meccanismi facoltativi che, in ipotesi estreme, potrebbero sostanzarsi in sole penalità;

- d) **opzione rischio volume e qualità aggiuntiva:** il vincolo ai ricavi ammessi è calcolato secondo quanto previsto per l'opzione rischio volume. È prevista anche l'applicazione dei meccanismi facoltativi per la regolazione della qualità come individuati nel documento per la consultazione 415/2015/R/EEL.

Menù regolatori per le imprese distributrici medio-piccole (fino a 100.000 punti di prelievo)

- 13.9 Nel capitolo 25 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL l'Autorità, per il riconoscimento dei costi di capitale delle imprese distributrici di dimensione medio-piccola, ha prospettato due regimi alternativi: un regime di riconoscimento parametrico dei costi e un regime di riconoscimento puntuale dei costi.
- 13.10 Tali ipotesi si concretizzano nella definizione di un menù regolatorio dedicato alle imprese medio-piccole.
- 13.11 La prima opzione (parametrica), come indicato nel paragrafo 25.6 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, prevede che i costi di capitale possano essere definiti con logiche parametriche basate sul valore aggregato degli investimenti effettuati dalle imprese di dimensioni medio-piccole, definendo corrispettivi unitari per punto di prelievo servito, differenziati in funzione della densità di utenza, superando eventuali riconoscimenti specifici previsti dai prevalenti meccanismi di perequazione specifica aziendale.
- 13.12 La seconda opzione (puntuale)¹² prevede che le tariffe di riferimento riflettano costi riconosciuti di capitale calcolati puntualmente per singola impresa. La scelta di tale opzione implica, come indicato nel paragrafo 25.11 del richiamato

¹² Si ricorda in merito che, come indicato nel paragrafo 25.10 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL l'Autorità intende fornire accesso prioritario a tale opzione alle imprese già ammesse al precedente regime di perequazione specifica aziendale.

documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, la verifica annuale dei seguenti indicatori:

- a) durata regolata delle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore o uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa (riferimento attuale: commi 20.1, 24.2, lettere a) e b) dell'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11);
- b) numero regolato delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa (riferimento attuale: commi 20.1, 24.2, lettere a) e b) dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11);
- c) totalità degli utenti MT serviti con livelli effettivi di continuità non peggiori degli standard sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice (attuale riferimento: comma 37.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11);
- d) totalità delle prestazioni commerciali per clienti finali e/o produttori BT e MT effettuate entro i tempi massimi disciplinati (attuale riferimento: tabelle 13, 14, 15, 16 e 17 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11).

13.13 Per le imprese che servano meno di 5.000 punti di prelievo che richiedano di accedere al regime di calcolo puntuale è poi previsto che le medesime debbano provvedere anche alla registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento (attuale riferimento: comma 13.3, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 198/11).

13.14 In caso di mancato rispetto degli *standard* di qualità individuati è prevista l'automatica applicazione, a partire dall'anno successivo a quello in cui si verifica la violazione, dell'opzione parametrica.

14. Meccanismi di perequazione

14.1 Nell'attuale periodo di regolazione sono attivi i seguenti meccanismi di perequazione e di integrazione dei ricavi:

- a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
- b) perequazione dei costi di trasmissione;
- c) integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti.

- 14.2 Tenuto conto della conferma anche per il *NPR* dell'attuale impianto del sistema tariffario basato sul disaccoppiamento delle tariffe di riferimento per la determinazione del vincolo ai ricavi ammessi per le imprese e delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali, l'Autorità è orientata a confermare nella sostanza i meccanismi di perequazione sopra citati. In coerenza con disposizioni della normativa primaria, non verrà invece rinnovato il meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti.

Perequazione dei ricavi del servizio di distribuzione

- 14.3 Il meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione è finalizzato a garantire alle imprese distributrici il conseguimento del ricavo ammesso dalle tariffe di riferimento.
- 14.4 Nel *NPR*, inoltre, tale meccanismo dovrà tenere conto che, a sensi delle disposizioni dell'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione 180/2013/R/EEL, alla determinazione dei ricavi effettivi rilevanti ai fini della verifica del vincolo ai ricavi per il servizio di distribuzione concorre anche una quota dell'80% del ricavo conseguito dall'applicazione dei corrispettivi di energia reattiva previsti per le tipologie di contratto in bassa tensione.

Perequazione dei costi di trasmissione

- 14.5 Con riferimento ai costi della trasmissione, l'Autorità intende confermare il meccanismo di perequazione già esistente che garantisce alle imprese distributrici che il costo sostenuto in relazione al servizio di distribuzione sia passante confrontando il costo sostenuto dall'impresa derivante dall'applicazione del corrispettivo *CTR* ai prelievi dalla rete di trasmissione azionale e da altre reti di distribuzione ed il ricavo ottenuto dalla medesima impresa dall'applicazione ai clienti finali della componente *TRAS* in corrispondenza di punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali e nei punti di interconnessione tra reti di distribuzione.
- 14.6 Il meccanismo nel dettaglio verrà rivisto per tenere conto di eventuali modifiche della struttura del corrispettivo *CTR* come ipotizzato nel capitolo 6 del presente documento per la consultazione.

Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto dipendenti

- 14.7 Con il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 (di seguito: decreto legge n. 91/11) convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, il Governo ha stabilito che, a decorrere dall'1 luglio 2014, l'Autorità escluda dall'applicazione dei corrispettivi tariffari gli oneri per lo sconto dipendenti previsti dal Contratto collettivo nazionale di lavoro del settore elettrico.

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione.

Tempistiche di perequazione

- 14.8 In coerenza con le disposizioni contenute nel TIV¹³ con riferimento all'attività di vendita dell'energia elettrica e con le proposte illustrate nel documento per la consultazione 294/2015/R/GAS con riferimento al settore del gas, l'Autorità sta valutando di introdurre alcune modifiche alle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione anche con riferimento all'attività di distribuzione dell'energia elettrica al fine di attuare una convergenza tra attività e settori regolati consentendo una gestione più efficiente dei meccanismi medesimi da parte della Cassa Conguaglio per il settore elettrico (di seguito: CCSE).
- 14.9 Nel VPR le tempistiche di perequazione per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica sono disciplinate nella parte II del TIT, in particolare all'articolo 32, e con la determinazione 15 luglio 2013, 4/2013 – DIUC.
- 14.10 In particolare, per il NPR, rispetto alle attuali tempistiche, si propone di prevedere una comunicazione preliminare da parte di CCSE dei risultati di perequazione alle imprese di distribuzione prima delle comunicazioni definitive in modo che le imprese distributrici possano verificare le cause di eventuali scostamenti tra i risultati comunicati da CCSE ed i risultati attesi e sanare eventuali comunicazioni errate dei dati utili al calcolo degli ammontari di perequazione. Tale intervento comporterebbe il posticipare il termine ultimo per il versamento degli importi dovuti dalle imprese alla CCSE e per il versamento degli importi dovuti dalla CCSE alle imprese.
- 14.11 La Tabella 4 sintetizza le ipotesi di revisione sopra accennate confrontandole con le tempistiche attualmente previste dal TIT.

Tabella 4: Ipotesi di revisione delle tempistiche relative ai meccanismi di perequazione

	Tempistiche attuali	Nuove tempistiche proposte
Invio dei dati da parte delle imprese alla CCSE	30 settembre	31 luglio
Comunicazione preliminare dei risultati di perequazione da parte della CCSE	-	15 settembre

¹³ Il TIV è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità 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, Allegato A alla deliberazione 19 luglio 2012, 301/2012/R/EEL, come successivamente modificato e integrato.

Comunicazione dei risultati di perequazione da parte della CCSE	30 ottobre	15 novembre
Versamento delle imprese alla CCSE degli importi dovuti	15 novembre	15 dicembre
Erogazione dalla CCSE alle imprese degli importi spettanti	30 novembre	31 dicembre

- 14.12 Il TIT prevede che eventuali richieste di rettifica dei dati inviati da parte delle imprese distributrici, se successive alla scadenza disciplinate per l'invio dei dati, comportino l'applicazione di una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributtrice che richiede la rettifica, pari all'1% del valore economico della rettifica medesima, con un minimo definito pari a 1.000 euro.
- 14.13 In ottica di convergenza con il settore gas, l'Autorità intende proporre che la suddetta disposizione trovi applicazione con riferimento a rettifiche non aventi impatto ai fini tariffari, per le quali si ritiene opportuno introdurre una specifica indennità amministrativa come illustrato nel capitolo 23.
- 14.14 Sempre in un'ottica di convergenza, l'Autorità ritiene opportuno che i versamenti alla CCSE per gli importi derivanti da rettifiche per errori di comunicazione delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione siano maggiorati secondo le modalità operative definite dalla CCSE.

Spunti per la consultazione

- S14.** Osservazioni sulle ipotesi relative alla tempistiche relative ai meccanismi di perequazione.
- S15.** Osservazioni riguardo alle ipotesi di applicazione di indennità amministrative sui versamenti alla CCSE derivanti da rettifiche dei dati di perequazione.

15. Meccanismi di promozione delle aggregazioni

- 15.1 I meccanismi di promozione delle aggregazioni in vigore nei precedenti periodi di regolazione hanno avuto nel complesso efficacia limitata, anche se il numero delle imprese esercenti il servizio di distribuzione si è ridotto nell'ultimo decennio, scendendo da circa 160 a circa 140.
- 15.2 La bassa efficacia degli strumenti di incentivazione alle aggregazioni adottati in passato è probabilmente da ricondurre, nel caso delle piccole società che svolgono il servizio, controllate o gestite direttamente da enti locali, principalmente dalla valutazione delle ricadute negative connesse alle ipotesi di

cessione a operatori di maggiori dimensioni in termini di occupazione a livello locale, controllo degli investimenti e qualità commerciale del servizio (es. chiusura di sportelli decentrati, poco efficienti).

- 15.3 L'Autorità ritiene che le ipotesi di regolazione, descritte nel documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, con riferimento alle modalità di determinazione del costo riconosciuto dovrebbero favorire ulteriori processi di aggregazione. Da un lato la prospettiva di estensione di regolazioni incentivanti anche sulle spese di capitale che dovrebbe derivare dall'introduzione dei meccanismi di riconoscimento dei costi fondati sulla spesa totale, nelle valutazioni dell'Autorità dovrebbe fornire uno stimolo all'efficientamento nella produzione del servizio che comporta, tenuto conto delle economie di scala che caratterizzano in generale i servizi a rete, tra l'altro, l'esigenza di svolgere il servizio in situazioni ottimali anche in relazione ai bacini d'utenza serviti. Dall'altro nel nuovo paradigma regolatorio potrebbero essere gestite in modo più puntuale alcune delle istanze relative alla qualità commerciale del servizio.
- 15.4 Un freno alle aggregazioni potrebbe essere legato anche a problemi di adeguata valorizzazione degli *asset* ai fini regolatori. L'Autorità intende pertanto valutare l'ipotesi di introdurre meccanismi di correzione del valore regolatorio degli *asset*, attivabili in sede di aggregazione di più imprese distributrici, analoghi a quelli che sono stati individuati con la deliberazione 24 luglio 2015, 367/2015/R/GAS con cui è stata definita la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni di cui alla deliberazione 573/2013/R/GAS, relative alle gestioni comunali e sovracomunali, con le disposizioni relative alle gestioni per ambito di concessione.
- 15.5 Nel contesto della distribuzione del gas naturale è stato previsto che ai fini della valutazione dei cespiti a seguito degli affidamenti del servizio mediante le nuove gare per ambito, nei casi in cui la regolazione preveda che la valorizzazione dei cespiti sulla base del valore delle immobilizzazioni nette di località valutate ai fini regolatori (comma 21.1, lettera b), della RTDG¹⁴), qualora il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete risulti inferiore del 25% rispetto al valore unitario per metro di rete determinato in via parametrica secondo la formula individuata dall'Autorità nell'articolo 23 della medesima RTDG, il valore iniziale, per il periodo di affidamento, delle immobilizzazioni nette viene calcolato in funzione del valore lordo parametrico di cui all'Articolo 23 della RTDG, applicando un coefficiente pari a 0,75.

¹⁴ RTDG è la Parte II del Testo Unico delle disposizioni della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, approvato con la deliberazione 367/2014/R/GAS, come successivamente modificato e integrato.

- 15.6 Tali meccanismi, che rendono necessaria l'individuazione di un valore parametrico degli *asset*, troverebbero applicazione esclusivamente a seguito di operazioni di aggregazione che riducano il numero degli operatori del servizio di distribuzione.

Spunti per la consultazione

S16. Osservazioni sulle ipotesi relative all'approccio ipotizzato per favorire le aggregazioni tra imprese.

PARTE IV

CRITERI DI REGOLAZIONE TARIFFARIA PER IL SERVIZIO DI MISURA

16. Aspetti generali

- 16.1 Attualmente sono vigenti diverse deliberazioni in materia di misura dell'energia elettrica. Con esclusivo riferimento alle parti inerenti l'erogazione del servizio e la regolazione tariffaria, si richiama il TIME¹⁵ e l'Allegato A alla deliberazione 4 dicembre 2014, 595/2014/R/EEL.
- 16.2 Più in dettaglio, il TIME reca disposizioni in merito all'erogazione del servizio di misura nei punti di prelievo e nei punti di immissione nonché contiene disposizioni relative alla misura nei punti di interconnessione tra reti. L'Allegato A alla deliberazione 4 dicembre 2014, 595/2014/R/EEL reca invece le disposizioni relative alla misura dell'energia elettrica prodotta, nei casi in cui tale misura è necessaria per la corretta applicazione delle disposizioni normative e regolatorie attualmente vigenti. Si rileva, sin d'ora, che, per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, gli apparecchi di misura installati ai sensi del TIME si applicano anche ai fini della misura dell'energia elettrica prodotta. In tali casi non serve installare ulteriori apparecchi di misura e trovano applicazione solo le disposizioni del TIME, non anche quelle di cui alla deliberazione 595/2014/R/EEL, anche ai fini della misura dell'energia elettrica prodotta.
- 16.3 La diffusione sempre più marcata di impianti di produzione di energia elettrica installati presso l'utenza finale rende sempre più necessaria una maggiore integrazione tra i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e i dati di misura dell'energia elettrica prodotta. A titolo d'esempio, nei casi in cui diverse unità di produzione o diversi impianti condividono lo stesso punto di connessione, i dati di misura dell'energia elettrica prodotta sono necessari anche al fine di ripartire tra essi il dato di misura dell'energia elettrica immessa; oppure, nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, può essere necessario che il medesimo soggetto disponga congiuntamente dei dati

¹⁵ TIME è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2012-2015, approvato con la deliberazione ARG/elt 199/11, come successivamente modificato e integrato.

di misura dell'energia elettrica immessa, prelevata e prodotta al fine di calcolare la quantità di energia elettrica consumata.

- 16.4 Il Resoconto a chiusura dell'indagine conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, allegato alla deliberazione 413/2015/E/EEL (di seguito: Resoconto misura) ha messo in evidenza una serie di criticità in merito all'erogazione del servizio di misura, alcune delle quali richiedono aggiornamenti della regolazione attualmente vigente.
- 16.5 Gli aspetti richiamati ai punti 16.3 e 16.4, nonché quelli già presentati dall'Autorità nei documenti per la consultazione già richiamati (tra cui, soprattutto, il documento 5/2015/R/EEL), rendono necessario aggiornare l'attuale TIME, definendo un unico testo integrato della misura elettrica comprensivo anche della misura dell'energia elettrica prodotta, nei termini meglio declinati nel seguito. Al riguardo già nel presente documento vengono riportati gli orientamenti generali. Al presente farà seguito una successiva consultazione recante lo schema di articolato del nuovo TIME, da pubblicare nei primi giorni di novembre.

17. Servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata dalle reti, nonché dell'energia elettrica prodotta

Responsabilità per il servizio di misura dell'energia elettrica attualmente vigenti

- 17.1 Il TIME attualmente vigente definisce le responsabilità per il servizio di misura in relazione ai punti di prelievo, ai punti di immissione e ai punti di interconnessione tra reti. Inoltre il TIME attualmente vigente distingue tra responsabilità relative all'installazione e alla manutenzione dei misuratori e responsabilità relative alla raccolta, validazione e registrazione delle misure.
- 17.2 Per quanto riguarda i punti di prelievo e di punti di immissione, il TIME attualmente vigente prevede che:
- a) il punto di immissione è un punto di connessione utilizzato esclusivamente per immettere in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto e per prelevare l'energia elettrica necessaria per l'alimentazione dei servizi ausiliari;
 - b) tutti gli altri punti di connessione sono classificati tra i punti di prelievo, indipendentemente dal fatto che siano utilizzati solo per prelevare energia elettrica o anche per immetterla.

In relazione a tali punti, le responsabilità delle attività che costituiscono il servizio di misura sono attualmente definite come riassunto nella seguente Tabella 5.

Tabella 5 – Attuali responsabilità delle attività relative al servizio di misura per i punti di prelievo e di immissione

	Installazione e manutenzione dei misuratori	Corrispettivo tariffario	Raccolta, validazione e registrazione delle misure	Corrispettivo tariffario
Punto di immissione relativo a soli impianti di produzione fino a 20 kW. Punto di immissione in BT (*)	Gestore di rete	Tabella 2 + Tabella 5 del TIME	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME
Punto di immissione diverso da quelli di cui sopra	Soggetto titolare dell'impianto di produzione	-	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME
Punto di prelievo	Impresa distributrice	Tabella 2 + Tabella 5 del TIME	Impresa distributrice	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME

(*) Ad eccezione dei punti di immissione in bassa tensione relativi a impianti di produzione di energia elettrica di potenza nominale superiore a 20 kW già connessi alla data del 26 agosto 2012 o i cui titolari hanno inviato entro la medesima data la richiesta di connessione ai sensi del Testo Integrato Connessioni Attive.

- 17.3 Il TIME attualmente vigente già prevede che la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure avrebbe dovuto essere trasferita in capo al gestore di rete, anziché all'impresa distributrice.
- 17.4 Nei casi di punti di interconnessione tra reti di distribuzione, la responsabilità dell'intero servizio di misura (comprensivo di installazione e manutenzione dei misuratori, nonché di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica) è affidata all'impresa che gestisce la rete di distribuzione al livello più alto ovvero, a parità di livelli di tensione, all'impresa che, al momento della richiesta di interconnessione, su base annua, risulti cedere energia elettrica attraverso il punto di interconnessione per la maggior parte del tempo.
- 17.5 Per quanto riguarda i punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, la responsabilità dell'intero servizio di misura è stata attribuita, in via transitoria, alle imprese distributrici, in continuità con il precedente periodo di regolazione. Lo stesso TIME prevede che, a regime, la responsabilità di raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica fosse assegnata al gestore del sistema di trasmissione. Tale situazione di regime, ad oggi, non è ancora stata raggiunta.
- 17.6 Infine, per quanto riguarda la misura dell'energia elettrica prodotta, le responsabilità per il servizio di misura attualmente vigenti sono disciplinate dalla deliberazione 595/2014/R/EEL e riassunte nella seguente Tabella 6 (si rimanda alla deliberazione medesima per le disposizioni transitorie relative alla transizione dalla previgente deliberazione 11 aprile 2007, 88/07).

Tabella 6 – Attuali responsabilità delle attività relative al servizio di misura dell'energia elettrica prodotta

	Installazione e manutenzione dei misuratori	Corrispettivo tariffario	Raccolta, validazione e registrazione delle misure	Corrispettivo tariffario
Impianti di produzione connessi a qualunque livello di tensione di potenza fino a 20 kW	Gestore di rete	Tabella 2 del TIME	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME
Impianti di produzione connessi in BT di potenza superiore a 20 kW ed entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012 (*)	Produttore	-	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME
Impianti di produzione connessi in BT di potenza superiore a 20 kW ed entrati in esercizio dal 27 agosto 2012	Gestore di rete	Tabella 2 del TIME	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME
Impianti di produzione connessi in MT, AT e AAT di potenza superiore a 20 kW	Produttore	-	Gestore di rete	Tabella 3 + Tabella 4 del TIME

(*) Ad eccezione degli impianti di produzione di potenza superiore a 20 kW ed entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012 per i quali il gestore di rete assume la responsabilità delle attività di installazione e manutenzione del misuratore dell'energia elettrica prodotta qualora il misuratore dell'energia elettrica prodotta già installato non sia, come reso evidente dal gestore di rete al produttore, compatibile con il sistema di telelettura del gestore di rete medesimo ovvero sia posizionato in un punto non idoneo alla telelettura.

- 17.7 Si richiama infine l'articolo 10, comma 10.4, del Testo Integrato per la regolazione dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC¹⁶), ai sensi del quale, nel caso dei predetti sistemi (qualora necessaria la misura dell'energia elettrica prodotta) il responsabile della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica prodotta coincide con il responsabile della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa.

¹⁶ Il TISSPC è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo, Allegato A alla deliberazione 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, come successivamente modificato e integrato.

Analisi effettuate durante il quarto periodo regolatorio, criticità emerse e orientamenti dell'Autorità per il nuovo periodo regolatorio

Le attività che compongono il servizio di misura

- 17.8 Le attività che compongono il servizio di misura sono già state declinate dall'Autorità nell'ambito del TIUC¹⁷ (si veda, in particolare, l'articolo 6, comma 6.5).
- 17.9 Al riguardo si evidenzia che il TIUC, al comma 4.7, prevede che *“Attività di misura dell'energia elettrica è l'attività finalizzata a rendere disponibili le misure dell'energia elettrica e della potenza, attive e reattive, relative alle unità di produzione e alle unità di consumo connesse, anche indirettamente, alle reti di distribuzione e di trasmissione. Tale attività comprende le operazioni organizzative e di elaborazione, informatiche e telematiche relative all'installazione e manutenzione dei gruppi di misura, alla gestione dei dati di misura e alle operazioni di natura commerciale sui gruppi di misura, sia laddove la sorgente di tali dati è un gruppo di misura, sia laddove la determinazione di tali dati è ottenuta anche convenzionalmente tramite l'applicazione di algoritmi numerici.”*. Inoltre, al comma 6.5, il TIUC prevede che: “
- a) *le operazioni di “installazione e manutenzione” sono finalizzate a garantire la disponibilità e il buon funzionamento dei gruppi di misura necessari per rendere disponibili i dati di misura previsti dalla regolazione vigente e comprendono la messa in loco, l'installazione, la parametrizzazione, e la messa in servizio dei gruppi di misura, nonché la verifica periodica del corretto funzionamento degli stessi, l'eventuale ripristino delle funzionalità o sostituzione e l'accessibilità delle misure presso il gruppo di misura al soggetto responsabile della gestione dei dati di misura. Ai comparti relativi all'installazione e manutenzione dei gruppi di misura è attribuibile la proprietà dei medesimi;*
 - b) *le operazioni di “gestione dei dati di misura” sono finalizzate a garantire, ai soggetti aventi titolo, la disponibilità dei dati di misura utilizzabili ai fini dello svolgimento dei servizi regolati. Sono qui ricomprese le operazioni necessarie alla raccolta, alla validazione, alla registrazione e all'eventuale stima, ricostruzione, rettifica e messa a disposizione dei dati di misura medesimi ai soggetti interessati; rientrano in queste operazioni anche l'installazione e la manutenzione dei concentratori, dei relativi dispositivi di telecomunicazione e del sistema di telegestione dei gruppi di misura;*

¹⁷ Il TIUC è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (*unbundling* contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione, Allegato A alla deliberazione 22 maggio 2014, 231/2014/R/COM.

- c) *gli interventi di “natura commerciale” sulle apparecchiature di misura comprendono gli interventi, diretti o indiretti, conseguenti a modifiche contrattuali o a gestioni del rapporto commerciale che non richiedano la sostituzione del gruppo di misura. Sono esclusi gli interventi di sospensione, riattivazione e distacco.”.*

- 17.10 Nel nuovo TIME si ritiene opportuno allineare tutte le nomenclature e le definizioni a quelle riportate nel TIUC (di più recente introduzione). In tal senso, sia per quanto riguarda l'attribuzione delle responsabilità sia per quanto riguarda l'applicazione dei corrispettivi tariffari, si ritiene opportuno fare separato riferimento all'attività di “installazione e manutenzione” e all'attività di “gestione dei dati di misura” (quest'ultima in luogo dell'attuale attività di raccolta, registrazione e validazione).
- 17.11 Il Resoconto misura ha evidenziato alcune criticità in relazione a disallineamenti tra la regolazione dell'Autorità e l'ambito fiscale, comportando, in alcuni casi, duplicazioni di misuratori e maggiori costi in capo agli utenti (si veda, per approfondimenti, i paragrafi 2.7 e 4.3 del medesimo Resoconto misura). Al riguardo occorre effettuare ulteriori approfondimenti anche nell'ambito del protocollo d'intesa siglato con l'Agenzia delle Dogane, per quanto eventualmente di competenza dell'Autorità.

Individuazione e utilizzo dei dati di misura dell'energia elettrica consumata

- 17.12 Ai fini dell'applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata in sito (in misura pari al 5% del valore unitario applicato all'energia elettrica prelevata nel caso di SEU, RIU e SEESEU e in misura pari al 100% del valore unitario applicato all'energia elettrica prelevata negli altri casi), nel pieno rispetto della legge n. 99/09 e del decreto legge n. 91/14, occorrerebbe disporre dei dati di misura dell'energia elettrica consumata.
- 17.13 Tuttavia, attualmente, le imprese distributrici non rilevano i dati di misura dell'energia elettrica consumata. Per questo motivo, per le fasi di prima applicazione delle sopra richiamate disposizioni normative, l'Autorità, con le deliberazioni 578/2013/R/EEL e 609/2014/R/EEL, ha previsto che:
- a) nel caso di sistemi diversi da SEU e SEESEU, nonché nel caso dei SEU e SEESEU connessi alle reti elettriche di alta e altissima tensione ovvero di quelli connessi alle reti di media tensione purché nella titolarità di imprese ad alto consumo di energia, si faccia riferimento ai dati di misura eventualmente già disponibili a fini fiscali;
 - b) nel caso di SEU e SEESEU connessi alle reti elettriche di bassa e media tensione diversi da quelli di cui al precedente punto, si faccia riferimento a formule forfetarie, come consentito dal decreto legge n. 91/14.

- 17.14 Ai fini di una più efficace e corretta applicazione dei sopra richiamati dettati normativi, si ritiene opportuno porre le condizioni affinché le imprese distributrici possano disporre dei dati di misura dell'energia elettrica consumata in sito.
- 17.15 L'unica eccezione a tale principio potrebbe essere mantenuta nel solo caso di SEU e SEESEU connessi alle reti elettriche di bassa tensione per i quali si potrebbe confermare, per semplicità, l'applicazione di un corrispettivo a *forfait* (esso è attualmente pari a 36 euro per punto di connessione/anno ed è oggetto di aggiornamento annuale). Peraltro tale scelta risulta consentita dal decreto legge 91/14 finché la quota della parte variabile dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema applicata ai consumi in sito rimane inferiore al 10%.
- 17.16 Si ritiene quindi opportuno prevedere che, a decorrere dal 2017, nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo connessi alle reti elettriche di media, alta e altissima tensione, i gestori di rete responsabili della raccolta, registrazione e validazione dei dati di misura rilevino anche i dati di energia elettrica consumata in sito. Si ritiene inoltre che tali dati non debbano essere oggetto di misura diretta ma che debbano essere calcolati tramite opportuni algoritmi, a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata. Tali dati dovranno altresì essere messi a disposizione delle società di vendita ai fini della fatturazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema secondo le stesse modalità e tempistiche attualmente applicate per la messa a disposizione dei dati dell'energia elettrica prelevata.
- 17.17 Lo stesso principio esposto nel paragrafo precedente dovrebbe essere applicato anche nel caso di sistemi di distribuzione chiusi, a cura dei gestori dei medesimi sistemi (si rimanda, al riguardo, al documento per la consultazione 644/2014/R/EEL).

I punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale

- 17.18 L'articolo 4, comma 4.3, del TIME prevedeva l'invio, da parte di Terna, di una serie di informazioni afferenti ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, al fine di disporre degli elementi necessari per la revisione delle responsabilità del servizio di misura in tali punti. Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture 6 dicembre 2012, n. 12/2012, sono state definite le modalità di comunicazione delle informazioni, di cui al predetto comma 4.3 del TIME.
- 17.19 Il gestore del sistema di trasmissione, nella comunicazione del luglio 2013 in risposta alle richieste di informazioni di cui al comma 4.3 del TIME, ha evidenziato alcune criticità e ha ipotizzato alcune soluzioni.
- 17.20 Tra le criticità, il gestore del sistema di trasmissione ha evidenziato:
- a) la frequente assenza di misuratori sull'esatto punto di interconnessione fra rete di trasmissione e reti di distribuzione, che genera incertezza

nella misura rilevata a valle, in impianti e su apparecchiature di misura di terzi;

- b) la difficoltà a far recepire in tempi accettabili (compatibili con le tempistiche degli acconti e dei conguagli) alle imprese distributrici le segnalazioni di incongruenze delle misure e delle anagrafiche riscontrate da parte di Terna;
- c) l'impossibilità per il gestore della rete di trasmissione di riscontrare e prevenire tempestivamente alcune tipologie di errore sulle apparecchiature di misura di responsabilità delle imprese distributrici quali ad esempio: costanti di lettura errate, inversione delle amperometriche dei misuratori, deriva di alcune apparecchiature di misura verso errori superiori alla classe di precisione, nuovi punti di prelievo connessi e non comunicati tempestivamente in anagrafica da parte delle imprese distributrici;
- d) difficoltà nella condivisione con le imprese distributrici degli algoritmi di misura utilizzati (spesso di responsabilità delle stesse imprese distributrici), che influiscono sul valore dell'energia scambiata con la RTN;
- e) contenziosi esistenti fra Terna ed alcune imprese distributrici riguardo la responsabilità della misura dell'energia scambiata dagli impianti di produzione;
- f) la difficile previsione dell'ammontare dei conguagli delle misure di responsabilità delle imprese distributrici, che in alcuni casi sono risultati molto rilevanti.

- 17.21 Rispetto alla soluzione di tali criticità il gestore del sistema di trasmissione evidenziava i rilevanti costi (dell'ordine delle centinaia di milioni di euro) e le obiettive difficoltà realizzative (mancanza di spazio in taluni casi, accesso in zone di proprietà altrui, opere civili di una certa rilevanza, ecc) rispetto alla prospettiva aperta dalle disposizioni dell'articolo 4 del TIME e di conseguenza riteneva ragionevole *“evitare la duplicazione di AdM a ridosso dei punti di prelievo ed immissione in AT ed AAT, mantenendo l'attuale perimetro delle AdM in esercizio ed invariata la relativa responsabilità della installazione e manutenzione dei misuratori in capo alle imprese distributrici ed ai produttori.”*
- 17.22 Il gestore del sistema di trasmissione suggeriva poi di prevedere specifici obblighi nel caso di nuovi punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, volti a favorire l'installazione delle apparecchiature di misura all'esatto punto di confine di proprietà.
- 17.23 Inoltre il gestore del sistema di trasmissione reputava opportuno ovviare al problema relativo all'assenza generalizzata di apparecchiature di misura sui punti di interconnessione con la rete di trasmissione attraverso l'installazione di misuratori di riscontro sulle sottostazioni elettriche della rete di trasmissione,

che permetterebbero di garantire la qualità nel tempo della misurazione dell'energia scambiata grazie alla quadratura di micro-bilanci di area.

- 17.24 Successivamente, il Resoconto misura ha evidenziato che la responsabilità del servizio di misura attribuita ai soggetti (le imprese distributrici) che sostengono un onere economico sul kWh misurato non induce un comportamento virtuoso (si veda, per approfondimenti, il paragrafo 3.1 del medesimo Resoconto misura). Anche tale Resoconto induce a completare il percorso già avviato con il TIME attualmente vigente.
- 17.25 Come anche già indicato nel paragrafo 10.26 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, l'Autorità intende infine riesaminare le responsabilità delle attività del servizio di misura in corrispondenza dei punti di interconnessione tra la RTN e la rete di distribuzione attualmente disciplinate dal TIME, tenendo conto delle esigenze di economicità.
- 17.26 In questa prospettiva, con riferimento ai punti di interconnessione tra rete di trasmissione e reti di distribuzione, alla luce delle suddette osservazioni del gestore del sistema di trasmissione e di quanto emerso nell'ambito della richiamata indagine conoscitiva, l'Autorità, per il *NPR1*, ritiene opportuno proseguire e completare il percorso già avviato con il TIME attualmente vigente.
- 17.27 Sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, sembrerebbe comunque opportuno:
- a) escludere nuove installazioni massive di misuratori nei punti di interconnessione, confermando la responsabilità dell'installazione e manutenzione in capo alle imprese distributrici. Tale soluzione infatti appare come la più efficiente sul piano dei costi e può consentire un'adeguata rilevazione della potenza e dell'energia elettrica transitate nei punti di interconnessione. L'applicazione di algoritmi, fondati sul calcolo teorico delle perdite, per il riporto delle misure ai punti di confine tra le reti di trasmissione e le reti di distribuzione, se gestita in modo accurato, consente una corretta quantificazione dei transiti. Tali algoritmi potrebbero essere definiti nell'ambito di un apposito gruppo di lavoro che coinvolga sia Terna sia le imprese distributrici.
 - b) attribuire in via definitiva a Terna, in luogo dei distributori, la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure (da rinominare "gestione dei dati di misura") dell'energia elettrica necessarie per identificare, anche tramite gli appositi algoritmi sopra richiamati, la quantità di energia elettrica che transita per i punti di interconnessione tra rete di trasmissione e reti di distribuzione, ivi incluse le misure rilevate dai misuratori già installati (su rete AT o MT). Tali misure dovranno anche essere messe a disposizione dell'impresa distributtrice in quanto necessarie anche per l'esercizio della medesima rete.

- 17.28 Le criticità segnalate del gestore del sistema di trasmissione nazionale in relazione agli errori relativi alla corretta mappatura delle caratteristiche delle apparecchiature di misura (costanti di lettura errate, inversione delle amperometriche dei misuratori, deriva di alcune apparecchiature di misura verso errori superiori alla classe di precisione) che possono incidere sulla corretta determinazione dei transiti di energia e di potenza nei punti di interconnessione suggeriscono poi l'opportunità di prevedere:
- obblighi in capo al soggetto responsabile dell'installazione e manutenzione di segnalare tempestivamente al gestore della rete di trasmissione le anomalie di funzionamento che si dovessero verificare al sistema di misura;
 - una serie di diritti in capo al gestore della rete di trasmissione che contemplino l'accesso ai sistemi di misura, al fine di verificarne lo stato di conservazione e manutenzione, il diritto ad assistere a eventuali controlli per l'accertamento del corretto funzionamento delle apparecchiature e degli strumenti che compongono il sistema di misura svolti da terzi;
 - la possibilità che le imprese distributrici possano comunque rilevare i dati di misura la cui gestione verrebbe trasferita in capo al gestore della rete di trasmissione a fini di riscontro e in quanto necessarie anche per l'esercizio della medesima rete.

I punti di interconnessione tra reti di distribuzione

- 17.29 Nell'ambito del VPR non sono state rilevate criticità significative in relazione alla responsabilità del servizio di misura in corrispondenza di punti di interconnessione tra reti di distribuzione. Pertanto, si intende confermare l'attuale regolazione anche per il NPR.

Questioni attinenti la responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica immessa, prelevata, prodotta e consumata nel caso di utenti finali (clienti finali e produttori)

- 17.30 Come già anticipato nel capitolo 16, è necessaria una maggiore integrazione tra i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e i dati di misura dell'energia elettrica prodotta, ai fini della corretta applicazione delle normative e della regolazione vigente. Ciò rende necessario aggiornare l'attuale impostazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica immessa, prelevata e prodotta, superando il riferimento al punto di connessione (che, a sua volta, può essere classificato come punto di prelievo o come punto di immissione) e introducendo il concetto di "punto di misura".
- 17.31 Più in dettaglio, si ritiene opportuno definire il punto di misura come il punto fisico di una rete elettrica o di un impianto d'utenza nel quale dovrebbe essere installata un'apparecchiatura di misura affinché sia possibile rilevare il dato di misura necessario per l'applicazione delle disposizioni normative e regolatorie vigenti. Nei casi in cui non risulti tecnicamente possibile installare i misuratori in corrispondenza del punto di misura, il soggetto responsabile della raccolta, validazione e registrazione delle misure è tenuto a definire opportuni algoritmi

che consentano di pervenire al dato di misura necessario per l'applicazione delle disposizioni normative e regolatorie vigenti, a partire dai dati effettivamente rilevati. Solo il dato di misura dell'energia elettrica immessa, prelevata, prodotta e consumata, necessario per l'applicazione delle disposizioni normative e regolatorie dovrà successivamente essere messo a disposizione degli attori operanti nel sistema elettrico (quali Terna ai fini del dispacciamento, le società di vendita, il GSE ove necessario).

- 17.32 A sua volta, si ritiene che il punto di misura, nel caso in cui si voglia misurare l'energia elettrica immessa o prelevata dalla rete pubblica, debba coincidere con il punto di connessione, definito come all'articolo 1, comma 1.1, lettera ee), del TICA¹⁸. Il punto di connessione può essere distinto tra:
- a) punto di immissione, se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica;
 - b) punto di prelievo in tutti gli altri casi.
- 17.33 Invece, nel caso in cui sia necessario misurare l'energia elettrica prodotta, il punto di misura deve essere determinato sulla base dei criteri già attualmente definiti dall'Allegato A alla deliberazione 595/2014/R/eel (si veda, in particolare l'articolo 6). Esso potrebbe essere denominato "punto di misura di generazione".
- 17.34 Infine, nel caso in cui si voglia misurare l'energia elettrica consumata (anziché calcolarla tramite algoritmi), il punto di misura deve essere determinato sulla base dei criteri già attualmente definiti dall'Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL (si veda, in particolare, l'articolo 23). Esso potrebbe essere denominato "punto di misura del consumo".
- 17.35 Per quanto riguarda le responsabilità, l'Autorità, per il *NPR1*, ritiene opportuno proseguire e completare il percorso già avviato con il *TIME* attualmente vigente, tenendo conto dell'esigenza di razionalizzazione sistemica sopra esposta in coerenza con quanto indicato nel paragrafo 10.26 del documento per la consultazione 5/2015/R/EEL, nonché tenendo conto del Resoconto misura.
- 17.36 In particolare, al fine di attribuire le responsabilità delle diverse attività del servizio di misura, si ritiene opportuno fare riferimento al concetto di "rete rilevante", definita come l'insieme della RTN, ivi inclusa la rete di interconnessione con l'estero, e delle reti di distribuzione in alta tensione direttamente connesse alla RTN in almeno un punto di interconnessione.

¹⁸ Il TICA è il Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione, Allegato A alla deliberazione 23 luglio 2008, ARG/ELT 99/08, come successivamente modificato e integrato.

- 17.37 Più in dettaglio, per ciascun punto di misura, si ritiene di prevedere che:
- a) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo ai gestori di rete nel caso di tutti i punti di prelievo, nonché dei punti di immissione su reti in bassa tensione e dei punti di misura di generazione afferenti agli impianti connessi su reti di bassa tensione, nonché agli altri impianti di potenza fino a 20 kW;
 - b) la responsabilità dell'installazione e manutenzione dei misuratori sia in capo al produttore nel caso dei punti di misura diversi da quelli di cui alla precedente lettera a);
 - c) la responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure sia in capo a Terna nel caso di punti di misura afferenti a utenze connesse alla rete rilevante e in capo ai gestori di rete nel caso di tutti gli altri punti di misura.
- 17.38 L'orientamento di cui al punto precedente, lettera c), congiuntamente con quanto indicato nel paragrafo 17.27, consente di attribuire a Terna la piena responsabilità della raccolta, validazione e registrazione di tutte le misure necessarie a individuare la quantità di energia elettrica scambiata tra la rete rilevante e le altre reti elettriche. Si ritiene che tale previsione consenta di risolvere le criticità evidenziate da Terna ed esposte anche nel Resoconto misura.
- 17.39 Si ritiene inoltre opportuno prevedere che, nel caso di misuratori già installati e fino alla loro sostituzione, la responsabilità dell'installazione e manutenzione rimanga in capo al soggetto a cui spettava ai sensi della regolazione previgente.
- 17.40 Tale regolazione permette anche di uniformare le responsabilità della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia prelevata, immessa e prodotta che, in alcuni casi, si erano verificate in passato (nei casi, solo parzialmente sanati dall'articolo 10, comma 10.4, del TISSPC, in cui la responsabilità era in capo all'impresa distributrice per le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata su RTN e a Terna per le misure dell'energia elettrica prodotta da impianti connessi alla medesima rete).
Il completamento dell'implementazione delle disposizioni già annunciate fin dal 2011, comporta l'esigenza di modificare i flussi informativi. In particolare, occorre prevedere esplicitamente che i dati di misura afferenti alla rete rilevante, in futuro rilevati da Terna anziché dalle imprese distributrici, debbano essere resi disponibili a queste ultime ai fini della fatturazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione.
- 17.41 Una siffatta regolazione è altresì coerente con quanto recentemente definito, in materia dell'energia elettrica prodotta, con la deliberazione 595/2014/R/EEL.

Trattamento dei dati di misura

- 17.42 Attualmente i dati di misura vengono trattati su base oraria solo se afferiscono a punti di prelievo e a punti di immissione aventi potenza disponibile superiore

a 55 kW, non corrispondenti a impianti di pubblica illuminazione. Negli altri casi, il dato orario deriva da una profilazione convenzionale dei dati di misura disponibili, siano essi per fasce o monorari.

- 17.43 Al riguardo, si ritiene opportuno valutare la possibilità di estendere il trattamento orario dei dati di misura, previa analisi delle maggiori informazioni che dovranno essere richieste alle imprese distributrici in merito alle tempistiche necessarie e all'impatto che una siffatta decisione avrebbe sul sistema elettrico (con effetti a partire da una data da definire ma sicuramente successiva all'inizio del *NPR1*).
- 17.44 L'estensione del trattamento orario dei dati di misura può consentire di disporre di dati di misura più aderenti alla realtà e, quindi, più adatti per migliorare le offerte commerciali ma anche per la promozione dell'efficienza energetica agli usi finali. Tuttavia, si ritiene che tale estensione sia molto gravosa se applicata a tutti gli utenti, in termini di numerosità dei dati e di azioni da porre in essere per rivedere il funzionamento del sistema elettrico.
- 17.45 Pertanto, potrebbe essere opportuno iniziare a valutare l'estensione del trattamento orario dei dati di misura nel caso:
- a) punti di prelievo afferenti a clienti finali BT altri usi (per i quali l'Autorità, con la deliberazione 271/2015/R/COM, ha avviato un percorso di riforma degli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo);
 - b) punti di immissione afferenti a impianti di produzione di energia elettrica;
 - c) punti di prelievo relativi a clienti BT domestici presso cui è installato un impianto di produzione, in quanto è presumibile che tali clienti finali, anche domestici (c.d. *prosumer*), siano più sensibili, rispetto ad altri clienti, a tematiche inerenti le fonti rinnovabili, il consumo in sito, l'efficienza energetica.
- 17.46 Quanto sopra riportato permetterebbe anche di superare la criticità (evidente soprattutto nel caso di impianti fotovoltaici) riscontrata nel già citato Resoconto misura, derivante dalla profilazione piatta attualmente prevista nel caso di impianti di produzione.

Ulteriori ambiti della regolazione del servizio di misura

Il Resoconto misura ha evidenziato anche ulteriori criticità che richiedono modifiche regolatorie (si vedano in particolare i casi in cui il dato di misura presenta incongruenze, come meglio descritto nel paragrafo 5.5 del Resoconto misura). Esse saranno oggetto di ulteriori approfondimenti nel corso del *NPR* al fine di promuovere una migliore qualità delle misure trasmesse.

Spunti per la consultazione

- S17.** Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per l'installazione e manutenzione dei misuratori.
- S18.** Osservazioni sulle ipotesi di assegnazione delle responsabilità per la raccolta, validazione e registrazione delle misure.

18. Regolazione tariffaria del servizio di misura

Il sistema tariffario per il servizio di misura nel quarto periodo di regolazione

- 18.1 Il sistema tariffario per il servizio di misura nel VPR si discosta sul piano formale dall'impostazione seguita per il servizio di distribuzione. Mentre il sistema tariffario per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica si caratterizza per la presenza di tariffe obbligatorie applicate agli utenti del servizio e tariffa di riferimento che dimensionano il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese distributrici, il sistema tariffario per il servizio di misura prevede la definizione di tariffe applicate agli utenti del servizio e un meccanismo di perequazione dei ricavi che distribuisce la quota parte dei ricavi a copertura dei costi di capitale relativi ai misuratori e ai sistemi di telegestione, in funzione dei costi riconosciuti alle singole imprese¹⁹.
- 18.2 Le differenti dinamiche di installazione dei gruppi di misura elettronici in bassa tensione e la prospettiva di nuove campagne di rinnovo massivo del parco misuratori²⁰ che potrebbero essere svolte con tempistiche diverse dalle diverse imprese, in presenza di una tariffa unica nazionale, rendono necessaria la presenza di un meccanismo di redistribuzione dei ricavi alle imprese in funzione del loro costo riconosciuto a copertura dei costi di capitale. Soluzioni differenti potrebbero infatti portare a squilibri non giustificati tra costi e ricavi delle imprese regolate.
- 18.3 Per il *NPR1*, anche in considerazione di quanto riportato nel paragrafo 26.11 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, e tenuto conto delle osservazioni pervenute al documento medesimo, l'Autorità conferma

¹⁹ A questo schema generale si deve aggiungere, per completezza, un meccanismo di integrazione dei ricavi a copertura per il servizio di misura in bassa tensione, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 18 dicembre 2006, 292/06.

²⁰ Si veda in merito il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 416/2015/R/EEL che illustra gli orientamenti dell'Autorità in merito alla definizione delle specifiche funzionali dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione, che l'Autorità deve predisporre in attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 3, del decreto legislativo 102/2014.

l'orientamento a definire tariffe di riferimento differenziate per impresa finalizzate al riconoscimento dei costi di capitale relativi agli investimenti riferiti ai misuratori elettronici in bassa tensione e ai sistemi di telegestione effettivamente sostenuti, per le imprese che servono oltre 100.000 clienti

- 18.4 Per le imprese di minore dimensione l'Autorità è orientata ad individuare tariffe di riferimento basate sulla valorizzazione *standard* degli investimenti in misuratori elettronici e in sistemi di telegestione ipotizzando una vetustà media dei misuratori coerente il piano temporale di installazione dei misuratori previsto dalla deliberazione 292/06.
- 18.5 Tale soluzione consentirebbe di aumentare la trasparenza del processo di determinazione tariffaria e migliorerebbe la possibilità per le imprese distributrici di prevedere i propri ricavi, nel contempo riducendo notevolmente la complessità amministrativa.

Spunti per la consultazione

- S19.** Osservazioni sull'ipotesi di impostazione generale del sistema tariffario per il servizio di misura nel *NPR1*.

Struttura delle tariffe

- 18.6 Le tariffe di misura, secondo quanto attualmente previsto dal TIME, e ripreso dalla deliberazione 595/2014/R/EEL, sono monomie e sono espresse in euro/punto di prelievo (componente MIS_1 ed elemento $\sigma_1(mis)$), tranne nel caso delle utenze per usi di illuminazione pubblica e di ricarica di veicoli elettrici dove sono monomie e sono espresse in euro/kWh (componente MIS_3), per ragioni di applicabilità.
- 18.7 L'Autorità per il *NPR* intende confermare tale impostazione che appare adeguata rispetto alle esigenze di *cost reflectivity* della tariffa.
- 18.8 Tale struttura viene mantenuta sia con riferimento alle tariffe di riferimento, sia alle tariffe obbligatorie.

Articolazione delle tariffe

- 18.9 In relazione alle sub-attività che i corrispettivi sono chiamati a coprire, il TIME prevede la disaggregazione delle componente MIS_x ²¹ nei seguenti elementi:

²¹ Con x che può assumere valore 1 o 3. Per comodità di esposizione ci si limita a descrivere il sistema in vigore per le utenze appartenenti alle tipologie di contratto diverse dalle utenze domestiche in bassa tensione.

- a) elemento *MIS_x(INS)*, a copertura dei costi, operativi e di capitale relativi all'installazione dei misuratori;
 - b) elemento *MIS_x(RAC)*, a copertura dei costi, operativi e di capitale relativi alla funzione di raccolta delle misure;
 - c) elemento *MIS_x(VER)*, a copertura dei costi, operativi e di capitale relativi alla funzione di validazione e registrazione delle misure raccolte.
- 18.10 I singoli elementi tariffari possono poi essere scomposti in quote parte in funzione della natura del costo che sono destinate a coprire. In questo senso si distinguono quote parte a copertura dei costi di capitale (remunerazione del capitale investito e ammortamenti, quote parte a copertura dei costi operativi).
- 18.11 A questi elementi tariffari e alle quote parte ad essi relative si deve aggiungere l'elemento *MIS_x(RES)* che assicura l'integrazione forfetaria dei ricavi per il servizio di misura in bassa tensione, a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione 292/06. Tale parte addizionale non trova applicazione nell'ambito della misura dell'energia elettrica prodotta poiché, in tale ambito di più recente regolazione, non si è assistito a una massiva sostituzione dei misuratori elettromeccanici con misuratori elettronici.
- 18.12 Per il *NPR1* l'Autorità intende:
 - a) attribuire la tariffa di misura a ogni singolo punto di misura, come definito nel precedente paragrafo 17.31. Tale precisazione non comporta differenze rispetto al passato nel caso in cui il punto di misura coincide con il punto di connessione ma garantisce una più equa applicazione tariffaria nel caso in cui il punto di misura afferisce alla produzione di energia elettrica (tale misura infatti non è correlata ai punti di prelievo o ai punti di immissione, né in termini di numerosità né in termini di livello di tensione);
 - b) valutare l'opportunità di una semplificazione, accorpendo gli elementi *MIS_x(RAC)* e *MIS_x(VER)* in un unico elemento a copertura dei costi relativi alla raccolta, validazione e registrazione delle misure. Tale semplificazione appare auspicabile sia in relazione al ridotto ammontare di tali elementi, sia in relazione all'obiettivo difficoltà nella separazione puntuale dei costi sottostanti.
- 18.13 Nell'ambito di tale semplificazione verrebbe comunque mantenuta l'enucleazione della quota parte di tali elementi a copertura dei costi di capitale relativi ai sistemi di raccolta dei dati di misura dell'energia elettrica, in quanto rilevante ai fini della determinazione delle quote di ricavo di spettanza di ciascuna impresa distributrice.

Spunti per la consultazione

S20. Osservazioni sull'ipotesi di semplificazione degli elementi della tariffa di misura, con accorpamento degli elementi relativi alla copertura dei costi rispettivamente di raccolta e validazione-registrazione delle misure.

Meccanismi di perequazione e integrazione dei ricavi per il servizio di misura

- 18.14 In relazione all'impostazione delle tariffe e alle esigenze di assegnare a ciascuna impresa distributrice una quota dei ricavi aggregati che rifletta il costo ad essa riconosciuto rende necessario prevedere appositi meccanismi di perequazione dei ricavi.
- 18.15 In particolare l'Autorità è orientata all'introduzione di un meccanismo di perequazione dei ricavi che consenta alle imprese di conseguire i ricavi ammessi dalla tariffa di riferimento. Per le imprese di minori dimensioni, la cui tariffa di riferimento è determinata sulla base di una valorizzazione standard degli investimenti, l'Autorità intende prevedere, nell'ambito del meccanismo di perequazione, una specifica valorizzazione di eventuali quote di misuratori non elettronici installati eccedenti la soglia di tolleranza prevista dalla deliberazione 292/06.
- 18.16 Come già esposto nel paragrafo 26.12 del documento per la consultazione 335/2015/R/EEL, resta confermato il meccanismo di integrazione dei ricavi previsto dall'articolo 15 del TIME.
- 18.17 Ulteriori meccanismi di integrazione ai ricavi potranno essere previsti nel corso del NPR qualora l'evoluzione della tecnologia e della regolazione richiedesse sostituzioni obbligatorie degli attuali misuratori installati anticipate rispetto al termine della loro vita utile.

Spunti per la consultazione

S21. Osservazioni sulle ipotesi relative ai meccanismi di perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura.

PARTE V
REGOLAZIONE TARIFFARIA PER L'UTENZA DOMESTICA,
PRODUTTORI, CONNESSIONI E RICARICA VEICOLI
ELETTRICI

19. Tariffe obbligatorie per le utenze domestiche in bassa tensione

19.1 La regolazione tariffaria per l'utenza domestica prevede una tariffa di riferimento, sulla base della quale sono definiti i ricavi conseguibili dalle imprese distributrici, e tariffe obbligatorie fissate dall'Autorità, applicate dai clienti finali. Nel *BOX 3* è riportata una breve sintesi della normativa esistente.

BOX 3 – Tariffe obbligatorie per le utenze domestiche

Nel *VPR*, ai clienti finali domestici, sono applicate due diverse tariffe, entrambe con struttura progressiva rispetto ai prelievi:

- a) la tariffa D2, applicabile ai punti di prelievo della residenza anagrafica del cliente qualora la potenza impegnata non superi 3 kW;
- b) la tariffa D3, applicabile ai punti di prelievo per abitazioni non di residenza ovvero in tutti i casi in cui il livello di potenza impegnata sia superiore a 3 kW.

Oltre a queste due tariffe, ne esiste una terza, la tariffa D1, che ha una struttura non progressiva rispetto ai prelievi, utilizzata come “tariffa di riferimento” ai fini della perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3, disciplinato dall'articolo 34 del TIT.

Le tre tariffe di rete dell'energia elettrica applicabili ai clienti domestici (D1, D2 e D3) hanno tutte la medesima struttura trinomiale, ovvero composta di tre parti:

- a) un corrispettivo fisso per punto di prelievo;
- b) un corrispettivo unitario di potenza, applicato alla potenza contrattualmente impegnata;
- c) un corrispettivo unitario per l'energia, applicato ai prelievi.

La struttura delle tariffe D2 e D3 comporta una sovvenzione incrociata tra clienti residenti con bassi consumi e tutti gli altri clienti e, conseguentemente, una sorta di “tutela di massa” non correlata all'effettivo disagio economico dei soggetti agevolati.

A partire dall'anno 2008, sono state introdotti specifici meccanismi di tutela per i clienti disagiati, che hanno consentito una parziale riduzione della “tutela di massa” garantita dalla particolare struttura delle tariffe D2 e D3 e la conseguente liberazione di risorse

per l'applicazione di meccanismi di sovvenzione più mirati, da riservare ai clienti giudicati effettivamente bisognosi di tutela²².

La tariffa D1, dall'1 luglio 2014, viene applicata ai clienti che, utilizzano esclusivamente pompe di calore come sistema di riscaldamento della propria abitazione, ed ai sensi della deliberazione 205/2014/R/EEL, aderiscono alla "sperimentazione tariffaria D1".

19.2 Di seguito, nella Tabella 7, si riportano i valori assunti dai corrispettivi unitari delle tariffe D1, D2 e D3 nel corso del VPR.

²² Si veda a tal proposito il TIBEG, Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale, allegato A alla deliberazione 402/2013/R/COM, come successivamente modificato e integrato.

Tabella 7 – Evoluzione delle tariffe D1, D2, D3 nel periodo 2012 - -2015

		<i>D1₂₀₁₂</i>	<i>D1₂₀₁₃</i>	<i>D1₂₀₁₄</i>	<i>D1₂₀₁₅</i>
Componente σ_1	cent€/punto prelievo/anno	2.229,22	2.178,73	2.067,84	2.011,23
Componente σ_2	cent€/kW/anno	1.506,99	1.517,30	1.557,96	1.599,64
Componente σ_3	cent€/kWh	1,535	1,595	1,646	1,730

		<i>D2₂₀₁₂</i>	<i>D2₂₀₁₃</i>	<i>D2₂₀₁₄</i>	<i>D2₂₀₁₅</i>
Componente τ_1 (D2)	cent€/punto prelievo/anno	600,00	612,00	612,00	708,00
Componente τ_2 (D2)	cent€/kW/anno	547,00	550,32	572,28	660,00
Componente τ_3 (D2)	cent€/kWh				
	- fino a 900 kWh/anno	0,461	0,478	0,484	0,539
	- oltre 900 fino a 1800 kWh/anno	0,461	0,478	0,484	0,539
	- oltre 1800 fino a 2640 kWh/anno	3,925	4,129	4,181	4,236
	- oltre 2640 fino a 3540 kWh	7,670	8,061	8,163	8,218
	- oltre 3540 fino a 4440 kWh/anno	7,670	8,061	8,163	8,218
	- oltre 4440 kWh/anno	11,550	12,274	12,430	12,485

		<i>D3₂₀₁₂</i>	<i>D3₂₀₁₃</i>	<i>D3₂₀₁₄</i>	<i>D3₂₀₁₅</i>
Componente τ_1 (D3)	cent€/punto prelievo/anno	2.229,22	2.178,73	2.067,84	2.011,23
Componente τ_2 (D3)	cent€/kW/anno	1.506,99	1.517,30	1.557,96	1.599,64
Componente τ_3 (D3)	cent€/kWh				
	- fino a 900 kWh/anno	2,355	2,437	2,468	2,523
	- oltre 900 fino a 1800 kWh/anno	2,355	2,437	2,468	2,523
	- oltre 1800 fino a 2640 kWh/anno	3,925	4,129	4,181	4,236
	- oltre 2640 fino a 3540 kWh	7,670	8,061	8,163	8,218
	- oltre 3540 fino a 4440 kWh/anno	7,670	8,061	8,163	8,218
	- oltre 4440 kWh/anno	11,550	12,274	12,430	12,485

Riflessi sulle tariffe domestiche delle disposizioni di cui al decreto legislativo 102/2014

- 19.3 Il decreto legislativo n. 102/2014, emanato in attuazione della delega di cui all'articolo 4 della legge 96/2013, con cui è stata recepita la Direttiva 2012/27/CE, contiene norme specifiche, riferite ai clienti domestici, in tema di adeguamento delle componenti *“della tariffa elettrica [...] con l'obiettivo di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi e adeguare le predette componenti ai costi del relativo servizio, secondo criteri di gradualità”*. A tal fine l'Autorità ha avviato il procedimento di cui alla deliberazione 412/2014/E/EFER.

- 19.4 Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha proposto, con riferimento alle componenti tariffarie a copertura dei costi per l'utilizzo delle reti²³, l'adozione (a regime) di una struttura tariffaria – a regime - con una copertura dei costi così strutturata:
- a) quota fissa (euro anno per punto di prelievo) per i costi legati alla sola attività di misura e commercializzazione;
 - b) quota potenza (euro/anno per kW contrattualmente impegnato) per i costi legati a tutte le attività di distribuzione a ogni livello di tensione;
 - c) quota energia (centesimi di euro per kWh prelevato) per i costi legati alle attività di trasmissione.
- 19.5 In tale ambito sono altresì affrontati i temi relativi ai meccanismi di gradualità da introdurre al fine di garantire una transizione più “morbida” verso la struttura a regime.
- 19.6 Nell'ambito di tale procedimento sarà dunque definita la struttura delle tariffe per l'uso delle reti da applicarsi ai clienti titolari di punti di prelievo per usi domestici a decorrere dall'1 gennaio 2016.
- 19.7 In relazione alle ipotesi di riforma delle tariffe per l'utenza domestica, con la segnalazione 22 giugno 2015, 287/2015/I/COM, l'Autorità ha formulato ulteriori proposte al Ministero dello sviluppo economico per l'aggiornamento della disciplina dei bonus elettrico e gas. Gli esiti di tale aggiornamento da parte del Ministero dello sviluppo economico appaiono necessari e inscindibili allo sviluppo del procedimento per la riforma delle tariffe per le utenze domestiche.
- 19.8 In esito al suddetto procedimento l'Autorità valuterà la necessità di modificare sugli attuali meccanismi di perequazione necessari a garantire alle imprese distributrici il riconoscimento dei ricavi ammessi relativi alle utenze per uso domestico.
- 19.9 L'impianto della riforma brevemente riassunto sopra, alla luce delle proposte sulla gradualità riportate nella consultazione 293/2015/R/EEL (alla cui lettura si rimanda per gli eventuali approfondimenti), a parere dell'Autorità, renderà necessario estendere, con riferimento ai clienti che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria pompe di calore, di cui alla deliberazione 8 maggio

²³ Con riferimento ai clienti finali domestici, giova ricordare che il procedimento di cui alla deliberazione 412/2014/E/EFRR, oltre alla revisione della struttura delle tariffe per l'uso delle reti, affronta diffusamente anche i temi relativi alla:

- i. struttura delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico;
- ii. struttura delle componenti tariffarie relative al servizio di vendita per il mercato di maggior tutela;
- iii. revisione dei livelli di potenza impegnata offerti ai clienti finali;
- iv. meccanismi di gradualità di attuazione della riforma;
- v. revisione della disciplina delle compensazioni della spesa finale per i clienti in situazione di disagio economico (cd *bonus elettrico*).

2014, 205/2014/R/EEL, la durata di applicazione della tariffa sperimentale D1 almeno per l'anno 2016.

- 19.10 E' utile osservare infine che, a seguito della messa a regime delle tariffe domestiche, dovrebbe venire meno la necessità di prevedere un secondo punto di prelievo appositamente dedicato all'alimentazione delle pompe di calore.

20. Tariffe per i produttori

- 20.1 Nel *VPR* è previsto che, con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi.
- 20.2 Tale agevolazione si applica nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.
- 20.3 Per il *NPR* l'Autorità, in virtù delle disposizioni primarie vigenti, intende confermare l'attuale impostazione regolatoria.

Spunti per la consultazione

S22. Considerazioni riguardo alla disciplina relativa alle tariffe per i produttori.

21. Connessioni

- 21.1 Con riferimento al servizio di connessione, l'Autorità è orientata ad affrontare nel corso dell'anno 2016 la razionalizzazione della disciplina e della struttura dei corrispettivi dei punti di connessione preannunciata nel capitolo 13 del documento per la consultazione 5/2015.
- 21.2 Le disposizioni relative al servizio di connessione recepiranno invece gli esiti del procedimento avviato con deliberazione 204/2013/R/EEL relativamente all'evoluzione della regolazione tariffaria per le utenze domestiche.

22. Tariffe per usi di ricarica veicoli elettrici

- 22.1 L'Autorità, già a partire dall'anno 2010, ha assunto alcune iniziative a sostegno dello sviluppo iniziale della nuova attività di ricarica dei veicoli elettrici, con riferimento sia alla “ricarica privata” (direttamente presso le abitazioni, *garage* o parcheggi condominiali) sia alla “ricarica pubblica” (punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico).
- 22.2 Per quanto riguarda la “ricarica privata” dei veicoli elettrici, con la deliberazione 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10 l'Autorità ha eliminato i vincoli normativi che potevano ostacolare la predisposizione di eventuali punti di ricarica nei luoghi di abitazione dei clienti domestici. A tali punti di ricarica privata l'Autorità ha previsto sia applicata la tariffa di trasporto già prevista per gli usi diversi da quelli residenziali e di illuminazione pubblica, indipendentemente dal fatto che il richiedente sia un cliente domestico o meno. Tale disposizione è destinata a essere superata dalla riforma della tariffa domestica, che superando la progressività delle componenti tariffarie elimina la necessità di un secondo punto di prelievo dedicato.
- 22.3 Per quanto riguarda invece la “ricarica pubblica” dei veicoli elettrici, l'Autorità è intervenuta con la deliberazione 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10 (di seguito: deliberazione 242/10), per introdurre dall' 1° gennaio 2011 una nuova tariffa, aggiornata trimestralmente, per i servizi di rete e gli oneri generali relativi ai punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici. Occorre considerare che tali punti sono di norma destinati alla ricarica “lenta” dei veicoli elettrici, essendo necessaria per la ricarica “rapida” punti di maggiore potenza che vengono di norma connessi in media tensione.
- 22.4 Con riferimento ai servizi di rete (e agli oneri generali), la tariffa dedicata alla ricarica elettrica, attualmente limitata ai soli punti connessi in bassa tensione, presenta una struttura monomia, espressa in centesimi di euro/kWh. I valori di tale tariffa sono aggiornati trimestralmente nell'ambito degli aggiornamenti tariffari per quanto riguarda le componenti a copertura degli oneri generali e annualmente per quanto riguarda le tariffe di trasporto. L'Autorità ha definito tale struttura tariffaria presupponendo un utilizzo di tali punti dedicati alla ricarica largamente superiore a quanto si sta effettivamente registrando nei progetti pilota selezionati a seguito della stessa deliberazione 242/10. Pertanto, nella situazione attuale di ancora scarsa diffusione sia dei veicoli elettrici sia dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico alimentati in bassa tensione (ricarica “lenta”), tale tariffa ha una funzione oggettivamente incentivante rispetto all'applicazione di una tradizionale tariffa binomia. Tale funzione incentivante è coerente con i principi stabiliti all'art 17-*nonies* del decreto legge 83/12 come convertito, con modificazioni, con la legge 7 agosto 2012, n. 134.
- 22.5 Sul tema dei combustibili alternativi è recentemente intervenuta l'Unione Europea con l'approvazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo

e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (di seguito: direttiva 2014/94/UE), che *“stabilisce un quadro comune di misure per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nell'Unione per ridurre al minimo la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti”* e fornisce indicazioni specifiche in relazione al tema della mobilità elettrica. Tale direttiva deve essere recepita nell'ordinamento nazionale entro aprile 2016.

- 22.6 In particolare, la direttiva 2014/94/UE assume che l'attività di ricarica dei veicoli elettrici debba essere svolta in condizioni competitive (*recital* 30); inoltre l'articolo 4 della stessa direttiva prevede che gli stati membri assicurino che:
- a) un numero appropriato di punti di ricarica accessibili al pubblico siano resi disponibili entro il 2020;
 - b) gli operatori del servizio di ricarica siano liberi di acquistare l'energia elettrica per la ricarica da qualunque fornitore dell'Unione;
 - c) i punti di ricarica accessibili al pubblico siano tali da consentire ai clienti del servizio di ricarica di poter accedere a tale servizio senza stipulare appositi contratti con i venditori di energia elettrica;
 - d) i prezzi applicati dal *service provider* siano ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e applicati in maniera non discriminatoria;
 - e) le imprese distributrici siano tenute a cooperare su basi non discriminatorie con qualunque operatore del servizio di ricarica.
- 22.7 Come riportato al punto 10.19 della consultazione 5/2015/R/EEL, *“l'evoluzione della normativa europea in materia di mobilità elettrica inciderà anche sul perimetro degli sviluppi delle reti elettriche di distribuzione. In questo contesto, l'Autorità ritiene che il requisito del trattamento non discriminatorio per le imprese distributrici nei confronti degli operatori del servizio di ricarica, unitamente al principio statuito dalla direttiva per cui tale servizio deve essere svolto in condizioni competitive, comporta che il “modello distributore” individuato per i primi progetti pilota dalla deliberazione 15 dicembre 2010, ARG/elt 242/10 debba essere considerato non più applicabile ad eventuali ulteriori sperimentazioni o iniziative di sviluppo della ricarica elettrica, anche finanziate dalle Regioni o dallo Stato. In tal senso, l'Autorità ha già fornito il proprio contributo al Tavolo tecnico costituito presso il Ministero delle Infrastrutture e trasporti per l'aggiornamento del Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE)”*.
- 22.8 Benché non ancora concluso, è in fase avanzata l'iter di aggiornamento per l'anno 2015 del PNIRE. Il documento tecnico su cui è stata raccolta, nel mese di luglio 2015, l'intesa della Conferenza Unificata, prevede nuovi target di sviluppo della ricarica “veloce” che non erano presenti nella versione attuale del PNIRE. E' inoltre previsto che anche per la ricarica “lenta” i punti di ricarica computabili ai fini degli obiettivi del piano debbano “garantire che almeno una presa garantisca l'erogazione di una potenza di 22 kW ovvero che l'unica presa garantisca l'erogazione di una potenza di 22 kW” e pertanto è da tenere presente

che nei prossimi anni è ragionevole attendersi uno sviluppo di punti inseriti in stazioni di rifornimento (anche di altri combustibili) connesse a punti di prelievo anche in media tensione.

22.9 In sintesi, i progetti pilota avviati a seguito della deliberazione ARG/elt 242/10 hanno dimostrato che:

- a) i quantitativi di energia ricaricati dai punti di ricarica pubblica sono assai modesti sia in valore assoluto (basso fattore di carico della colonnina) sia in senso relativo rispetto all'energia ricaricata in ambito privato (nel complesso la ricarica privata provvede a circa l'80% dell'energia ricaricata dai veicoli elettrici osservabili);
- b) il valore economico delle singole transazioni è anch'esso assai modesto, a causa dei bassi volumi erogati con ciascuna ricarica (a causa della ridotta capacità delle batterie, dell'ordine dei 20-30 kWh, cioè oltre 1 ordine di grandezza inferiore rispetto al contenuto energetico di un pieno di carburante tradizionale);
- c) il requisito *multivendor* previsto dalla delibera 242/10 per i progetti con modello distributore e modello service provider in esclusiva ha generato notevoli complicazioni per gli operatori e non appare necessario per garantire la concorrenza nel settore della vendita di energia elettrica, dal momento che – in presenza di un assetto competitivo dell'attività di ricarica – la vendita di energia elettrica da ricaricare costituisce un input produttivo come gli altri.

22.10 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità intende rivedere le proprie disposizioni in tema di ricarica dei veicoli elettrici, inclusa la tariffa monomia per i punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, alla luce del nuovo quadro ordinamentale della mobilità elettrica e in particolare del servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, che si andrà definendo anche con il previsto recepimento della direttiva 2014/94/UE nell'ordinamento nazionale e con l'approvazione degli aggiornamenti annuali del PNIRE e della normativa tecnica e regolamentare da tale Piano prevista.

22.11 In sintesi, l'orientamento dell'Autorità per il *NPR* è quello di:

- a) mantenere la tariffa monomia per i punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico per un massimo di quattro anni come misura di supporto allo sviluppo iniziale, per poi rimuovere tale tariffa e prevedere, a regime, che anche a tali punti si applichino le ordinarie tariffe di rete e oneri generali previste per la tipologia di utenza BT altri usi;
- b) non dare luogo a tariffe particolari per punti di prelievo alimentati in media tensione, dal momento che i punti di ricarica "veloce", essendo verosimilmente inseriti in stazioni di rifornimento, non potranno

essere alimentati da punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici (in quanto allo stesso punto di prelievo saranno asserviti anche ad altri usi elettrici della stazione di rifornimento).

Spunti per la consultazione

S23. Considerazioni riguardo gli orientamenti dell'Autorità in materia di tariffe per usi di ricarica dei veicoli elettrici.

**PARTE VI
OBBLIGHI INFORMATIVI IN CAPO AL GESTORE DEL
SISTEMA DI TRASMISSIONE E ALLE IMPRESE
DISTRIBUTRICI PER LA DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE
DI RIFERIMENTO**

23. Modalità di rettifica dei dati finalizzati alla determinazione delle tariffe di riferimento

- 23.1 Con riferimento alla rettifica dei dati comunicati dal gestore del sistema di trasmissione e dalle imprese distributrici ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento, nel VPR, nel TIT è previsto che la mancata comunicazione delle informazioni utili alle determinazioni tariffarie comporti la non inclusione delle medesime informazioni nell'aggiornamento tariffario fino ad ottemperanza della comunicazione, senza conguaglio delle determinazioni tariffarie già avvenute.
- 23.2 L'Autorità ritiene che tale disposizione debba essere perfezionata in maniera tale da scoraggiare omissioni di informazioni o rettifiche di dati che comporterebbero una riduzione delle tariffe di riferimento già determinate. A tal fine, anche in questo caso si ritiene opportuno attuare una convergenza con le disposizioni già previste nel settore del gas.
- 23.3 In particolare, nel NPR1 l'Autorità intende gestire le richieste di rettifica dei dati nel seguente modo:
- a) le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi che comportino vantaggi per i clienti finali saranno accettate con decorrenza dall'anno tariffario cui si riferisce l'errore;
 - b) le richieste di rettifica di dati relativi a incrementi patrimoniali e contributi che comportino vantaggi per le imprese distributrici saranno accettate con decorrenza dall'anno tariffario successivo a quello della richiesta della rettifica.

- 23.4 Saranno precisate le modalità di gestione di eventuali rettifiche comunicate dal gestore della rete di trasmissione che comportino una modifica in riduzione delle tariffe di riferimento già determinate.
- 23.5 A seguito delle richieste di rettifica l'Autorità intende applicare una indennità amministrativa a carico dell'impresa distributrice che richiede la rettifica pari all'1% della variazione del livello dei ricavi derivante dalla rettifica stessa, con un valore minimo pari a 1.000 euro.

Spunti per la consultazione

S24. Osservazioni riguardo alle modalità di rettifica dei dati comunicati dalle imprese distributrici ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento.