

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
5/2015/R/EEL**

**CRITERI DI REGOLAZIONE DELLE TARIFFE E DELLA QUALITA' DEI
SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA
ELETTRICA PER IL QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE
- DECORRENZA 1 GENNAIO 2016 -
*Inquadramento generale e linee di intervento***

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
15 gennaio 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 documento, con finalità di inquadramento generale, espone i criteri alla base delle principali linee di intervento che l'Autorità intende sviluppare nel corso del procedimento. Al presente documento faranno dunque seguito ulteriori consultazioni di maggior dettaglio e approfondimento in relazione alle diverse tematiche regolatorie in questione.

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 16 febbraio 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
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano***

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

INDICE

| | |
|---|-----------|
| PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE | 4 |
| 1 Premessa | 4 |
| 2 Quadro normativo..... | 5 |
| 3 Elementi di contesto | 11 |
| 4 Obiettivi generali dell'intervento..... | 15 |
| 5 Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione..... | 15 |
| PARTE II – CRITERI ALLA BASE DELLE LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLE TARIFFE..... | 18 |
| 6 Introduzione..... | 18 |
| 7 Durata del periodo regolatorio..... | 18 |
| 8 Logiche di riconoscimento dei costi..... | 20 |
| 9 Fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito | 24 |
| 10 Sviluppo infrastrutturale | 25 |
| 11 Vincoli ai ricavi ammessi | 31 |
| 12 Tariffe per l'uso della rete | 33 |
| 13 Interventi in materia di regolazione delle connessioni | 36 |
| PARTE III – LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITA' DEL SERVIZIO | 38 |
| 14 Introduzione..... | 38 |
| 15 Continuità del servizio di distribuzione..... | 38 |
| 16 Qualità della tensione nelle reti di distribuzione | 40 |
| 17 Qualità commerciale del servizio di distribuzione | 42 |
| 18 Qualità del servizio di misura dell'energia elettrica..... | 42 |
| 19 Qualità del servizio di trasmissione..... | 43 |

PARTE I – INQUADRAMENTO GENERALE

1 Premessa

- 1.1 Il quinto periodo di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica si colloca in un momento di profondi cambiamenti nel mercato dell'energia elettrica, in cui cominciano ad essere più visibili gli effetti dei mutamenti in corso nel settore anche sotto la spinta degli obiettivi definiti per il 2020 dall'Unione Europea, in materia di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto al 1990, copertura del fabbisogno di energia con una quota pari al 20% ricavato da fonti rinnovabili e aumento del 20% dell'efficienza energetica. Detti obiettivi sono stati di recente rinnovati con l'accordo del Consiglio europeo del 23 e 24 ottobre 2014, con il quale è stato definito il quadro 2030 per le politiche dell'energia e del clima per l'Unione europea.
- 1.2 La regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica costituisce un elemento importante nel contesto di evoluzione del mercato dell'energia elettrica e deve favorire uno sviluppo infrastrutturale e modalità di erogazione dei servizi adeguato rispetto ai mutamenti in corso e coerente con gli obiettivi citati. Sin dal quarto periodo di regolazione l'Autorità ha avviato una serie di riflessioni sulle esigenze di adattare il quadro della regolazione tariffaria del settore elettrico al mutato contesto di erogazione del servizio. Nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, approvato con la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A (di seguito: *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*), l'Autorità ha indicato che ritiene strategico e prioritario definire il nuovo periodo regolatorio per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica secondo principi di accresciuta selettività e con particolare attenzione alla regolazione della qualità del servizio, per la quale si sta completando il periodo previsto per arrivare a livelli omogenei di durata delle interruzioni tra ambiti di pari densità territoriale.
- 1.3 Il mutamento del contesto di settore rende necessaria un'attenta disamina del paradigma regolatorio, per la necessità di adattarlo al nuovo contesto.

- 1.4 Le esperienze dei regolatori stranieri mostrano che riforme del paradigma regolatorio sono state intraprese o sono allo studio¹.
- 1.5 Con il presente documento per la consultazione l’Autorità intende delineare, alla luce degli elementi che caratterizzano l’attuale contesto, i criteri alla base delle principali linee di intervento su cui sviluppare il processo di consultazione che occuperà tutto il 2015 per la definizione della regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica nel quinto periodo di regolazione.
- 1.6 Nel seguito della presente parte di *Inquadramento generale* sono forniti alcuni elementi di contesto che consentono di inquadrare le principali variabili descrittive dei cambiamenti, sono richiamate le principali novità del quadro normativo, europeo e nazionale, e sono fornite prime indicazioni sulle tempistiche di sviluppo del procedimento avviato con la deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL (di seguito: deliberazione 483/2014/R/EEL).

2 Quadro normativo

- 2.1 Nel presente capitolo sono richiamate le principali linee di evoluzione del quadro normativo europeo e nazionale. Approfondimenti su singoli aspetti di rilevanza per gli argomenti trattati saranno riportati nei documenti specifici che saranno successivamente pubblicati dall’Autorità, secondo quanto indicato nel capitolo 5.

¹ Ad esempio, in ambito europeo, il regolatore britannico *OFGEM*, nella prospettiva delle sfide emergenti nel settore e in relazione alle prospettive di sviluppo delle politiche europee di decarbonizzazione dell’energia, ha abbandonato, a partire dal 2013 per i servizi di trasporto del gas, trasmissione dell’energia elettrica e distribuzione del gas, i vecchi schemi di regolazione, sviluppando un nuovo modello per la regolazione tariffaria basato sulla performance, definito *RIIO* (*revenue = incentives + innovation + output*), con periodo regolatorio di durata di otto anni e revisione infra-periodo (quadriennale). In ambito extra-europeo, ipotesi di riforma del paradigma regolatorio sono allo studio anche negli Stati Uniti d’America: per esempio, la *New York State Public Service Commission (NYSPC)* in data 25 aprile 2014 ha avviato un procedimento per valutare la necessità di modificare, tra le altre, la regolazione tariffaria nel settore dell’energia dello stato di New York (*Reforming the energy vision*, 14-M-101), alla luce dei progressi tecnologici¹ nella gestione delle informazioni, nella produzione e nella distribuzione dell’energia elettrica. Nel rapporto, allegato all’avvio di procedimento, predisposto dal *Department Staff* sono ipotizzate riforme del sistema di regolazione tariffario, tradizionalmente fondato su schemi del tipo *rate-of-return*, evoluto poi a partire dagli anni ’80 in schemi di regolazione pluriennale che presentano molte affinità con gli schemi di regolazione adottati in Italia.

Evoluzione del quadro normativo europeo

- 2.2 Il quadro normativo europeo attualmente in vigore riflette le esigenze connesse ad alcuni obiettivi prioritari:
- portare a compimento la realizzazione del mercato interno dell'energia, per un'energia competitiva;
 - ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni dell'Unione europea entro il 2020, per un'energia sostenibile;
 - garantire la sicurezza degli approvvigionamenti anche tramite l'individuazione di priorità nello sviluppo delle infrastrutture energetiche transnazionali, per un'energia sicura.
- 2.3 Le norme per il raggiungimento dell'obiettivo di realizzazione del mercato interno dell'energia sono contenute nel cosiddetto *Terzo pacchetto energia* che, per il settore elettrico, si sostanzia nella pubblicazione della Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE che abroga la direttiva 2003/54/CE. Il Consiglio Europeo del 23 e 24 ottobre 2014 ha rilevato la fondamentale importanza di un mercato interno dell'energia pienamente funzionante e connesso e, rammentando le conclusioni di marzo 2014 sul completamento dello stesso, ha sottolineato che devono essere mobilitati tutti gli sforzi per conseguire tale obiettivo con urgenza.
- 2.4 Con il cosiddetto *Green Package* (di seguito: pacchetto 20/20/20), sono state decise le misure di politica energetica e ambientale finalizzate a raggiungere simultaneamente, nel 2020, l'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili (20% sul totale dei consumi di energia con un minimo del 10% per l'utilizzo di biocombustibili nel trasporto) e l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (-20% rispetto al livello del 1990). In relazione allo sviluppo del presente procedimento si segnala in modo particolare la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 (di seguito: direttiva 2009/28/CE) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, che istituisce obiettivi nazionali vincolanti riguardanti l'aumento della percentuale di fonti rinnovabili nell'ambito del *mix* energetico.
- 2.5 In materia di efficienza energetica, in relazione alle “*sfide senza precedenti determinate da una maggiore dipendenza dalle importazioni di energia, dalla scarsità di risorse energetiche, nonché dalla necessità di limitare i cambiamenti climatici e di superare la crisi economica*”, la direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE (di seguito: direttiva 2012/27/UE) “*stabilisce un quadro comune di misure per la*

promozione dell'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale dell'Unione relativo all'efficienza energetica del 20% entro il 2020 e di gettare le basi per ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica al di là di tale data”.

2.6 Nel quadro normativo europeo un posto di rilievo è occupato dal regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 (di seguito: regolamento (UE) 347/2013) che:

- riguarda l'individuazione, secondo principi di efficienza, di progetti di interesse comune necessari per la realizzazione di corridoi e aree prioritari, rientranti nelle categorie delle infrastrutture energetiche nei settori dell'elettricità, del gas, del petrolio e dell'anidride carbonica;
- facilita l'attuazione tempestiva di progetti di interesse comune ottimizzando, coordinando più da vicino e accelerando i procedimenti di rilascio delle autorizzazioni e migliorando la partecipazione degli *stakeholder*;
- fornisce norme e orientamenti per la ripartizione dei costi a livello transfrontaliero e incentivi correlati al rischio per progetti di interesse comune;
- determina le condizioni per l'ammissibilità di progetti di interesse comune all'assistenza finanziaria dell'Unione Europea.

2.7 Il quadro normativo vigente è destinato a evolvere. Nella Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni del 22 gennaio 2014 (COM(2014) 15 final) viene individuato il nuovo quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030.

2.8 Secondo quanto riportato nella COM(2014) 15 final *“il quadro politico per il 2030 dovrebbe basarsi sul pieno conseguimento degli obiettivi 20-20-20, oltre che sui seguenti aspetti:*

- *assunzione di un impegno ambizioso per ridurre le emissioni di gas a effetto serra in linea con le tabelle di marcia per il 2050, con un approccio efficiente sotto il profilo dei costi che consenta di rispondere alle sfide relative ad abbordabilità, competitività, sicurezza dell'approvvigionamento e sostenibilità e che tenga conto delle circostanze economiche e politiche del momento;*
- *semplificazione del quadro politico europeo e simultaneo miglioramento della complementarità e della coerenza di obiettivi e strumenti;*

- *all'interno di tale quadro dell'UE, assicurazione della flessibilità necessaria agli Stati membri per definire una transizione a un sistema a basse emissioni di carbonio che sia consona alle circostanze nazionali, al mix energetico prescelto e alle rispettive esigenze in termini di sicurezza energetica e che consenta di mantenere al minimo i costi;*
- *rafforzamento della cooperazione regionale tra gli Stati membri, al fine di aiutarli ad affrontare le sfide comuni in materia di energia e di clima con maggiore efficienza sotto il profilo dei costi e a portare avanti nel contempo l'integrazione dei mercati evitando le distorsioni;*
- *valorizzazione dello slancio da cui è scaturito lo sviluppo di energie rinnovabili con la definizione di una politica fondata su un approccio più efficiente sotto il profilo dei costi, che rafforzi la dimensione europea e che dia priorità all'ulteriore integrazione del mercato interno dell'energia e a una concorrenza priva di distorsioni;*
- *chiara comprensione dei fattori che determinano i costi dell'energia, in modo che sia possibile definire politiche basate su fatti e dati comprovati e che si possa distinguere chiaramente tra ciò che la politica nazionale e unionale può influenzare e ciò che invece non rientra in questa sfera di influenza; assicurazione che la competitività delle imprese e l'accessibilità dei prezzi dell'energia per i consumatori siano fattori determinanti nella definizione degli obiettivi del quadro politico e degli strumenti necessari per realizzarli;*
- *miglioramento della sicurezza energetica e simultanea transizione verso un sistema energetico competitivo e a basse emissioni di carbonio attraverso azioni comuni, integrazione dei mercati, diversificazione delle importazioni, sviluppo sostenibile di fonti energetiche autoctone, investimenti nelle infrastrutture necessarie, risparmio energetico nell'uso finale e sostegno alla ricerca e all'innovazione;*
- *maggiori certezze per gli investitori grazie a segnali chiari sull'evoluzione che il quadro politico subirà dopo il 2020, nonché alla garanzia che i cambiamenti sostanziali che riguardano obiettivi e strumenti esistenti non saranno realizzati prima di tale data;*
- *equa ripartizione degli sforzi tra gli Stati membri che rifletta le circostanze specifiche e le capacità di ciascuno.”.*

2.9 Nell'individuare le prossime tappe la COM(2014) 15 final contiene inviti al Consiglio e al Parlamento europeo:

- *“a concordare, entro la fine del 2014, che l'UE si impegni entro l'inizio del 2015 a presentare, nell'ambito dei negoziati che si concluderanno a Parigi nel dicembre 2015, l'intenzione di ridurre le sue emissioni di gas a effetto serra del 40%”;*
- *“ad approvare l'obiettivo di raggiungere entro il 2030, sul piano unionale, una quota di energie rinnovabili consumate nell'UE pari ad almeno il 27% mediante un impegno esplicito in tal senso assunto dagli stessi Stati membri con il sostegno di meccanismi e indicatori di attuazione rafforzati a livello dell'Unione.”*

2.10 Il Consiglio europeo del 23 e 24 ottobre 2014 ha approvato un obiettivo UE vincolante di riduzione delle emissioni nazionali di gas a effetto serra almeno del 40% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, un obiettivo UE per la quota di fonti energetiche rinnovabili consumate fissato almeno al 27% nel 2030 e un obiettivo indicativo del 27% almeno a livello dell'UE per quanto concerne il miglioramento dell'efficienza energetica nel 2030 rispetto alle proiezioni del futuro consumo di energia sulla base dei criteri attuali.

2.11 Si segnala infine la recente pubblicazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (di seguito: direttiva 2014/94/UE), sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi 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 individua *“i requisiti minimi per la costruzione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale (GNL² e GNC³) e idrogeno, da attuarsi mediante i quadri strategici nazionali degli Stati membri, nonché le specifiche tecniche comuni per tali punti di ricarica e di rifornimento, e requisiti concernenti le informazioni agli utenti”*. Tale direttiva, che dovrà essere recepita nell'ordinamento nazionale, contiene importanti indicazioni in relazione alle condizioni di svolgimento dell'attività di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico.

2.12 L'articolo 4 della direttiva 2014/94/EU sulla mobilità elettrica prevede che i Paesi membri dell'Unione dovranno assicurare che:

- un numero appropriato di punti di ricarica accessibili al pubblico siano resi disponibili entro il 2020;

² Gas naturale liquefatto.

³ Gas naturale compresso.

- gli operatori del servizio di ricarica siano liberi di acquistare l'energia elettrica per la ricarica da un qualunque fornitore nell'Unione;
- i punti di ricarica accessibili al pubblico debbano essere tali da permettere ai clienti della ricarica di accedere al servizio di ricarica senza dover stipulare un contratto con il venditore dell'energia elettrica;
- i prezzi applicati dai *service provider* per la ricarica siano ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori;
- le imprese di distribuzione siano tenute a cooperare su basi non discriminatorie con qualunque operatore del servizio di ricarica.

Evoluzione del quadro normativo nazionale

2.13 La legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) delinea il quadro generale e le funzioni attribuite all'Autorità per lo sviluppo dei propri interventi di regolazione delle tariffe nei servizi. L'articolo 1, comma 1, della medesima legge identifica gli obiettivi da perseguire nella regolazione. In particolare, l'ordinamento tariffario deve:

- essere *“certo, trasparente e basato su criteri predefiniti”*;
- tutelare gli interessi di utenti e consumatori attraverso *“la promozione della concorrenza e dell'efficienza”*;
- *“assicurare la fruibilità e la diffusione del servizio elettrico con adeguati livelli di qualità su tutto il territorio nazionale”*;
- *“armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse”*.

2.14 Coerentemente con tali obiettivi, l'Autorità è dunque chiamata a definire i meccanismi per la determinazione di tariffe, intese come prezzi massimi dei servizi al netto delle imposte (articolo 2, comma 17, legge n. 481/95), da applicarsi in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale (articolo 3, comma 2, legge n. 481/95).

2.15 L'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95 dispone che l'Autorità stabilisca ed aggiorni, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio e l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale. Tale disposizione è specificata dall'articolo 2, comma 18, della medesima legge, che individua nel *price-cap* il metodo di riferimento per l'aggiornamento delle tariffe.

- 2.16 L'articolo 2, comma 12, lettera d), inoltre, specifica ulteriormente le funzioni di regolazione in capo all'Autorità, prevedendo che questa definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione alle reti.
- 2.17 Il recepimento nell'ordinamento nazionale italiano delle disposizioni contenute nel c.d. Terzo pacchetto energia è avvenuto con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, recante *“Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale, e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.”*.
- 2.18 Con il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2009/28/CE, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- 2.19 Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14) è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

3 Elementi di contesto

- 3.1 L'attuale contesto è dinamicamente caratterizzato da alcuni fenomeni che incidono significativamente sulle modalità di gestione e utilizzo delle reti che si era consolidato nel tempo, dalla nazionalizzazione dell'energia elettrica (anno 1962) sino agli anni post-liberalizzazione (2000).

L'evoluzione della domanda di energia elettrica

- 3.2 Da un lato negli ultimi anni si è riscontrato un sensibile calo della domanda (il consumo di energia elettrica in Italia è stato di 297 TWh nel 2013 contro i circa 319 TWh degli anni 2007 e 2008⁴. Nel 2014 si è registrata, sulla base dei dati provvisori di Terna Spa, un'ulteriore riduzione di circa il 3% rispetto al 2013⁵), conseguenza in buona parte della crisi economica che ha colpito il Paese. Tali effetti potrebbero essere riassorbiti nel medio-lungo termine.
- 3.3 Altri fenomeni di tipo più strutturale incidono però sul grado e sulle modalità di utilizzo delle reti. I principali fenomeni che, ad avviso dell'Autorità, possono incidere strutturalmente sono:

⁴ Fonte – Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Terna Spa. 2013.

⁵ Fonte – Rapporto mensile sul sistema elettrico al 31 dicembre 2014. Terna Spa. 2015.

- a) i rilevanti incentivi e la riduzione dei costi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che hanno favorito lo sviluppo della generazione distribuita;
 - b) l'aumento degli autoconsumi, connesso allo sviluppo della generazione distribuita e, in parte, alla riduzione dei costi e allo sviluppo delle tecnologie per l'accumulo elettrochimico che consentono di ridurre gli svantaggi connessi all'intermittenza delle fonti rinnovabili non programmabili;
 - c) lo sviluppo di elettrotecnologie efficienti (con particolare riferimento a forme di riscaldamento con pompe di calore alimentate a energia elettrica e allo sviluppo della mobilità elettrica individuale e collettiva) che dovrebbe portare anche in Italia a un aumento del grado di penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali dell'energia;
 - d) il miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali che dovrebbe favorire il contenimento dei consumi;
 - e) lo sviluppo di strumenti di gestione della domanda (*demande response*) che dovrebbe modificare le modalità di prelievo dell'energia elettrica e favorire il contenimento della domanda di potenza nelle ore di punta.
- 3.4 In relazione al miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali (d) e allo sviluppo di strumenti della gestione della domanda (e) si segnala l'importante contributo che potrà essere fornito dallo sviluppo delle soluzioni tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione come previsti dall'articolo 9 del decreto legislativo 102/14, oggetto di approfondimenti nell'ambito del documento per la consultazione 22 maggio 2014, 232/2014/R/COM, e si evidenziano gli impatti che potranno derivare tra il 2020 e il 2030 dalla conclusione del ciclo di vita degli *smart meter* installati in Italia a partire dai primi anni 2000 e delle implicazioni connesse alla loro sostituzione con misuratori di seconda generazione.
- 3.5 Sul futuro sviluppo della domanda di energia elettrica potrà inoltre produrre effetti la riforma della struttura tariffaria per l'utenza domestica, il cui procedimento è stato avviato con la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2013, 204/2013/R/EEL (di seguito: deliberazione 204/2013/R/EEL) e che sarà implementata tenendo conto delle indicazioni contenute nell'articolo 11 del decreto legislativo 102/14, secondo cui deve essere superata la struttura progressiva della tariffa.
- 3.6 Secondo quanto riportato nello studio pubblicato da Terna "Previsione della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario", del 12

novembre 2013, “Nel 2023 la domanda di energia elettrica in Italia raggiungerà i 370 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo mentre nello scenario di base, ad intensità elettrica contenuta, i volumi richiesti sono stati valutati in circa 339 miliardi di kWh. Sulla base dello scenario di sviluppo, sono costruite le due ipotesi di previsione della domanda di potenza alla punta, allo stesso anno obiettivo. Si tratta di valori compresi tra i 68 GW nella condizione di estate torrida, rappresentativa della punta massima, e i 63 GW nella condizione di inverno medio. Il quadro della previsione si completa con le stime relative all’anno intermedio 2019. La domanda elettrica raggiungerà i 342 miliardi di kWh nello scenario di sviluppo, mentre nello scenario base sarà contenuta in circa 326 TWh. In corrispondenza dello scenario di sviluppo, il carico sarà compreso tra 57 e 59 GW, a seconda delle citate condizioni climatiche convenzionalmente definite.”

Impatti sulla gestione delle reti correlati allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita

- 3.7 Secondo quanto riportato nella Relazione 12 giugno 2014, 277/2014/I/EFR “Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili” (di seguito: Relazione 277/2014), nel 2013 la produzione elettrica da fonti rinnovabili incideva per oltre il 37% sul totale della produzione lorda di energia elettrica. La potenza efficiente lorda relativa a impianti alimentati da fonti rinnovabili in Italia pari a circa 47 GW nel 2012 (di cui quasi 25 GW attribuibili a impianti eolici e fotovoltaici), a fronte di una potenza totale nazionale di circa 128 GW sempre nel 2012, dovrebbe essere ulteriormente accresciuta nel 2013, fino a raggiungere i 50 GW).
- 3.8 L’evoluzione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto fotovoltaici, è stata estremamente rapida negli ultimi anni, anche per la spinta legata a generosi strumenti incentivanti. Buona parte dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è attribuibile a impianti di generazione distribuita (intesi come impianti di potenza fino a 10 MVA). Con riferimento ai dati dell’anno 2012, la produzione da fonti rinnovabili in generazione distribuita è stata pari a circa 40 TWh (di cui circa 19 TWh da impianti eolici e fotovoltaici). In termini di potenza efficiente lorda, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in generazione distribuita contribuiscono per circa 23,5 GW (di cui circa 17 GW da impianti eolici e fotovoltaici)⁶.

⁶ Negli Stati Uniti d’America, secondo alcuni studi, sui quali si è avviato un vivace dibattito, nei prossimi decenni potrebbe rendersi concreta, in relazione allo sviluppo della generazione distribuita e all’evoluzione dei costi dello *storage* elettrico, la possibilità che alcuni utenti o gruppi di utenti possano addirittura valutare l’ipotesi di staccarsi dalle reti elettriche (c.d. *grid defection*).

- 3.9 Come indicato nelle conclusioni della Relazione 277/2014 *“l’obiettivo dell’Autorità in relazione alle fonti rinnovabili (soprattutto non programmabili) [elettriche] e in relazione alla generazione distribuita è quello di sfruttare al meglio le potenzialità offerte, un potenziale oggi ancora non utilizzato in modo ottimale, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l’esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall’altro vi è anche quella di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete. Tali aspetti sono fortemente correlati e, in alcuni casi, potrebbero essere tra loro sostitutivi: ad esempio, la realizzazione di nuove reti consente l’incremento della capacità di trasporto tra zone e, di conseguenza, consente un incremento della capacità di regolazione riducendo la necessità di interventi nell’ambito del dispacciamento. Viceversa, l’ottimizzazione del servizio di dispacciamento consente di utilizzare nel modo migliore tutte le risorse di rete disponibili.”*
- 3.10 Il tema dello sviluppo delle “reti intelligenti” (*smart grid*⁷), soprattutto per il servizio di distribuzione, è da alcuni anni al centro dell’attenzione dei regolatori europei dell’energia elettrica. A tale proposito è opportuno richiamare le Raccomandazioni formulate nel 2010 dal CEER/ERGEG⁸ alle autorità nazionali di regolazione perché tengano conto della necessità di innovazione (con particolare riferimento allo sviluppo delle *smart grid*) quando definiscono la regolazione tecnico-economica dei gestori di rete. La ricognizione europea effettuata dal CEER nel 2013⁹ ha raccolto informazioni relative agli approcci normativi e alla diffusione delle reti intelligenti nei Paesi membri dell’Unione europea. Le preoccupazioni maggiormente condivise riguardano la creazione di strumenti regolatori per facilitare lo sviluppo delle *smart grid*, ma anche il superamento delle barriere normative per il coinvolgimento delle risorse diffuse in rete (in particolare lato domanda). Tali temi sono stati ulteriormente sviluppati nel recentissimo documento per la consultazione sul nuovo ruolo delle imprese distributrici pubblicato dal CEER¹⁰, a cui l’Autorità ha dato un importante contributo.

⁷ “A Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety” Comunicazione della Commissione europea “Smart Grid: from innovation to deployment”, 12 aprile 2011, COM(2011) 202 final.

⁸ CEER/ERGEG, Position Paper on Smart Grids – An ERGEG Public Conclusions Paper”, Ref: E10-EQS-38-05, 2010

⁹ CEER, “Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions (“Smart Regulation”)", Ref: C13-EQS-57-04, 2014

¹⁰ CEER, “The Future Role of DSOs A CEER Public Consultation Paper”, Ref: C14-DSO-09-03, 2014

4 Obiettivi generali dell'intervento

- 4.1 Le linee di intervento per il quinto periodo di regolazione, oggetto del presente documento per la consultazione, sono sviluppate in coerenza con le direttrici di sviluppo della regolazione individuate nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, in particolare con il macro-obiettivo riguardante la responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali e locali e con i principali due obiettivi strategici ad esso associati:
- *OS.5 – Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero;*
 - *OS.6 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali.*
- 4.2 La nuova regolazione che l'Autorità intende sviluppare, partendo dall'analisi dei fenomeni di profondo cambiamento sopra evidenziati e sinteticamente descritti e tenendo conto delle incertezze che sembrano derivarne, anche sui livelli di utilizzo delle reti, dovrà non solo adattarsi al nuovo paradigma, ma risultare proattiva e capace di indurre comportamenti virtuosi tanto negli operatori quanto negli utilizzatori del servizio. In particolare la regolazione dovrà garantire non solo una spinta adeguata all'efficienza ma anche condizioni favorevoli agli investimenti capaci di creare valore per il sistema elettrico, coniugando rigore e sviluppo, nell'interesse ultimo dei clienti finali del servizio.
- 4.3 In tal senso, rilevano per il presente procedimento anche due ulteriori obiettivi strategici indicati nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*:
- *OS.7 – Evoluzione ulteriore degli strumenti di misura;*
 - *OS.9 – Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica.*

5 Inquadramento ai fini dell'analisi di impatto della regolazione

- 5.1 La deliberazione 483/2014/R/EEL ha previsto che il procedimento 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, per il periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2016, sia sottoposto all'applicazione della metodologia AIR, per gli aspetti più rilevanti.

Piano AIR e ambiti d'intervento

- 5.2 L'Autorità prevede lo sviluppo della consultazione nelle seguenti fasi:
- entro la primavera 2015 saranno pubblicati specifici documenti per la consultazione, contenenti gli orientamenti iniziali per la revisione della regolazione delle tariffe e della qualità per il quinto periodo di regolazione, nonché uno specifico documento per la consultazione in materia di tariffe di rete e oneri generali di sistema per l'utenza domestica;
 - entro il mese di settembre 2015 saranno pubblicati specifici documenti per la consultazione, contenenti gli orientamenti finali dell'Autorità per i medesimi ambiti di intervento;
 - entro il mese di novembre 2015 è prevista l'adozione del provvedimento finale di approvazione dei nuovi Testi integrati per il trasporto (TIT), la misura (TIME), e la qualità del servizio elettrico di distribuzione e misura (TIQE) e di trasmissione;
 - entro il mese di marzo 2016 è prevista la pubblicazione della relazione AIR;
 - nel corso dell'anno 2016 è prevista la pubblicazione di specifici documenti per la consultazione relativi alla revisione della regolazione del servizio di connessione e alle ipotesi di revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, nei quali saranno valutate anche le ipotesi relative alla decorrenza di tali revisioni, comunque all'interno del quinto periodo di regolazione;
 - entro il mese di luglio 2017 è prevista l'adozione del provvedimento finale di approvazione del nuovo Testo integrato per il servizio di connessione (TIC/TICA) e all'eventuale modifica del TIT in relazione all'implementazione delle ipotesi di revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza.
- 5.3 Qualora necessario, oltre ai documenti indicati al paragrafo 5.2, potranno essere diffusi ulteriori documenti per la consultazione, anche su temi di specifico approfondimento.
- 5.4 Il piano AIR potrà essere aggiornato in relazione allo sviluppo del procedimento alla luce delle osservazioni degli *stakeholder*. Eventuali variazioni del piano AIR saranno evidenziate nei documenti per la consultazione o mediante specifiche pubblicazioni sul sito *internet* dell'Autorità.

Opzioni di regolazione

- 5.5 Come indicato nel paragrafo 5.1, l’Autorità intende sottoporre alla metodologia AIR alcuni aspetti ritenuti particolarmente rilevanti.
- 5.6 Le opzioni di regolazione saranno valutate, come di consueto, sulla base di criteri definiti in coerenza con le indicazioni della Guida AIR dell’Autorità, in particolare del paragrafo 8 “Valutazione degli effetti delle opzioni”.

Obiettivi specifici

- 5.7 Nei singoli documenti per la consultazione previsti dal piano AIR verranno individuati eventuali obiettivi specifici, in coerenza con gli obiettivi generali del procedimento.
- 5.8 L’Autorità ritiene che una corretta identificazione degli obiettivi specifici risulti cruciale per la valutazione delle opzioni di regolazione. Nella fase di ricognizione con incontri tematici (si veda il successivo paragrafo 5.10) sarà data particolare importanza all’acquisizione di un giudizio da parte degli *stakeholder* sugli obiettivi specifici che l’Autorità intende selezionare per la valutazione delle opzioni di regolazione.
- 5.9 In relazione a tali obiettivi potranno essere valutati i benefici degli interventi di regolazione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica, nonché del servizio di connessione; tali benefici saranno comunque riferibili alle indicazioni della legge n. 481/95 in termini di:
- maggiore efficienza nell’erogazione del servizio;
 - aumento della concorrenza;
 - miglioramento dei livelli di qualità del servizio.

Fase di ricognizione con incontri tematici e indagini in corso

- 5.10 Entro il mese di marzo 2015 si svolgeranno incontri di valenza ricognitiva con i soggetti interessati per la discussione delle linee di intervento e propedeutici alla formulazione degli orientamenti dell’Autorità per la regolazione tariffaria e della qualità nel quinto periodo di regolazione.
- 5.11 Come indicato nella deliberazione 483/2014/R/EEL l’Autorità intende valutare l’adozione di indagini di *customer satisfaction* degli utenti delle reti quale strumento finalizzato all’aggiornamento e sviluppo della regolazione, anche in prospettiva di una incentivazione di tipo reputazionale in particolare per i gestori della rete di trasmissione nazionale e delle principali reti di distribuzione.

PARTE II – CRITERI ALLA BASE DELLE LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLE TARIFFE

6 Introduzione

- 6.1 In questa seconda parte del documento, alla luce del quadro delineato nella Parte I e degli obiettivi identificati, l’Autorità illustra le principali direttrici di sviluppo della consultazione per la definizione della regolazione delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel quinto periodo regolatorio.
- 6.2 La scelta di far precedere la pubblicazione di specifici documenti per la consultazione nei quali sono illustrati in dettaglio i singoli aspetti della regolazione per il quinto periodo di regolazione da un documento generale di illustrazione dei criteri alla base delle linee di intervento è connessa alle esigenze di spiegare in modo sintetico le principali direttrici che saranno poi sviluppate in dettaglio nei singoli documenti di cui è prevista la pubblicazione e di avere primi riscontri dagli *stakeholder* sull’impostazione generale che l’Autorità intende adottare per il nuovo periodo regolatorio.
- 6.3 L’Autorità ritiene che la sintetica individuazione dei principali criteri possa anche contribuire a rafforzare certezza, stabilità e prevedibilità della regolazione, da sempre perseguiti. In particolare sono oggetto di esame le logiche di riconoscimento dei costi, le politiche di incentivo agli investimenti, i criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza e l’impostazione delle strutture tariffarie, le linee di evoluzione dei meccanismi di regolazione della qualità e gli sviluppi della regolazione delle connessioni.

7 Durata del periodo regolatorio

- 7.1 L’Autorità intende valutare l’ipotesi di prolungamento della durata del periodo regolatorio che ha già avuto attuazione per la regolazione del servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo regolatorio (2014-2019) al fine di creare condizioni di maggiore prevedibilità della regolazione, con benefici in termini di miglioramento dell’efficienza del servizio.

- 7.2 Come già osservato nell'ambito delle consultazioni che hanno preceduto il varo della regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione del gas nel quarto periodo regolatorio, prolungamenti della durata del periodo di regolazione sono stati previsti anche in altri Paesi. Tale soluzione è stata accompagnata da misure volte a rendere compatibile la gestione dell'evoluzione di scenario con il prolungamento del periodo di regolazione; in particolare, sono state previste differenti revisioni di parametri rilevanti ai fini regolatori nel corso del periodo.
- 7.3 Alla luce di tali considerazioni, l'Autorità è orientata a prevedere un prolungamento della durata del periodo di regolazione per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, aumentandolo da quattro a sei anni (2016-2021).
- 7.4 Oltre i consueti aggiornamenti annuali che intercettano eventuali effetti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale, è necessario prevedere, all'interno del periodo di regolazione, meccanismi di aggiornamento infra-periodo, quali, ad esempio l'aggiornamento del tasso di riduzione dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi prevista nella regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale per il quarto periodo regolatorio, nonché eventuali meccanismi di riesame dei criteri in presenza di evoluzioni significative rispetto all'attuale contesto.
- 7.5 Va inoltre osservato che, a seguito dell'avvio di procedimento, adottato con la deliberazione 4 dicembre 2014, 597/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 597/2014/R/COM), per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori regolati, è da prevedere che le tempistiche per l'aggiornamento dei parametri non specifici di settore che influenzano la determinazione del capitale investito siano aggiornati a cadenze unificate per tutti i settori regolati.

Spunti per la consultazione

- S1. Osservazioni sull'ipotesi di prolungamento della durata del periodo di regolazione e sulle esigenze di aggiornamento infra-periodo.

8 Logiche di riconoscimento dei costi

Verso logiche di riconoscimento del costo totale

- 8.1 L'approccio adottato per la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica a partire dal terzo periodo di regolazione (2008-2011) è di tipo ibrido. Schemi di regolazione incentivante sono adottati limitatamente ai costi operativi, soggetti a obiettivi di efficientamento pluriennale, mentre i costi di capitale sono di fatto riconosciuti secondo schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento.
- 8.2 L'Autorità ha ragione di ritenere che tale schema ibrido di regolazione non dia incentivi equilibrati per la minimizzazione dei costi complessivi del servizio e possa in qualche misura indurre le imprese a sovra-investire (*make*), a discapito di soluzioni di tipo *buy*. Un approccio orientato al costo totale può avere effetti positivi anche in relazione alle ipotesi di ammodernamento e "smartizzazione" delle reti.
- 8.3 L'Autorità, nell'ambito delle attività propedeutiche alla definizione delle regole per il quinto periodo di regolazione, con particolare riferimento alle attività relative al servizio di distribuzione intende svolgere specifiche analisi sull'andamento della produttività, in analogia a quanto già previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, al fine di supportare le proprie decisioni e al fine di valutare gli esiti della regolazione adottata nei precedenti periodi.
- 8.4 Rispetto alle esigenze di fornire incentivi allo sviluppo efficiente nell'erogazione dei servizi l'Autorità intende in particolare valutare l'ipotesi di superare l'attuale impostazione (si veda il par. 8.1) al fine di favorire maggior neutralità nelle scelte delle imprese. In questo contesto l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre logiche di riconoscimento dei costi basate sulla spesa totale (costi operativi e investimenti) che potrebbero superare i noti problemi connessi alle politiche di capitalizzazione delle imprese che erano già state oggetto di analisi critica in occasione della precedente revisione tariffaria di periodo.
- 8.5 Le ipotesi applicative di dettaglio saranno oggetto di analisi nei successivi documenti per la consultazione dedicati alla trattazione delle singole tematiche. In linea generale l'adozione di criteri di riconoscimento basati sulla spesa totale implica l'individuazione di sentieri di sviluppo della spesa totale (costi operativi e investimenti) all'interno del periodo di regolazione che riflettano, da un lato, le ipotesi di efficientamento e dall'altro l'evoluzione attesa degli investimenti, con identificazione di una *baseline*, la definizione di

criteri di ripartizione degli scostamenti tra livelli obiettivo e livelli effettivi della spesa totale e la fissazione della quota della spesa da considerare ai fini dell'aggiornamento del capitale investito riconosciuto.

- 8.6 Tale ipotesi sarà vagliata attentamente anche in relazione alle implicazioni di onerosità gestionale e alla possibilità di prevedere sviluppi graduali di tale nuova metodologia, tenendo conto anche della dimensione delle imprese regolate, evitando significative discontinuità connesse al riconoscimento di costi già sostenuti. In particolare le ipotesi di introduzione di logiche di riconoscimento dei costi totali saranno inquadrare nello sviluppo di ipotesi di introduzione di menù regolatori e potranno essere considerate come alternative all'impostazione tradizionalmente seguita dall'Autorità di riconoscimento distinto dei costi operativi e dei costi di capitale.

Spunti per la consultazione

- S2. Osservazioni sull'ipotesi di introduzione di logiche fondate sul costo totale.

Obiettivi di recupero di efficienza e ripartizione dei recuperi di efficienza a fine periodo

- 8.7 A partire dal terzo periodo di regolazione l'*X-factor* è stato utilizzato come strumento per redistribuire nel tempo agli utenti i recuperi di produttività già conseguiti dalle imprese nei precedenti periodi regolatori e lasciati temporaneamente alle medesime per effetto dell'applicazione dei meccanismi di *profit-sharing* di fine periodo. In particolare, secondo quanto previsto dalla deliberazione 31 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, di approvazione della regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quarto periodo regolatorio, è previsto che entro il 2015 siano trasferiti ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel secondo periodo di regolazione (2004-2007) ed entro il 2019 siano trasferiti ai clienti finali i recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione (2008-2011). L'Autorità intende confermare tali scadenze in ragione dell'esigenza di certezza e stabilità del quadro regolatorio.
- 8.8 Per i recuperi di produttività conseguiti nel corso del quarto periodo di regolazione, l'Autorità intende prevedere orizzonti anticipati di trasferimento dei benefici ai consumatori che non vadano oltre il termine del quinto periodo regolatorio.
- 8.9 L'Autorità intende poi procedere a una valutazione, mediante lo svolgimento di specifiche analisi di produttività, dei margini per la fissazione di ulteriori

recuperi di produttività. In particolare l’Autorità, anche alla luce dell’ipotesi di sviluppare meccanismi di regolazione fondati sui costi totali, intende valutare l’andamento della produttività totale che tiene conto cioè sia dei costi operativi, sia dei costi di capitale.

- 8.10 In relazione ai meccanismi di ripartizione dei recuperi di produttività di fine periodo l’Autorità ritiene che l’esperienza maturata nei precedenti periodi di regolazione sia stata abbastanza positiva e abbia favorito consistenti miglioramenti dell’efficienza operativa delle imprese e reputa pertanto opportuno prevederne il mantenimento anche in relazione al quinto periodo di regolazione, in coerenza con quanto già previsto nei periodi precedenti.

Spunti per la consultazione

- S3. Osservazioni sulle ipotesi relative agli obiettivi di recupero di produttività e di ripartizione dei recuperi di efficienza a fine periodo.

Affinamenti dei meccanismi di riconoscimento dei costi

- 8.11 Anche in relazione alle prospettive di miglioramento della qualità dell’informazione contabile resa disponibile dalle imprese che dovrebbe derivare dal progetto di implementazione di uno specifico manuale di contabilità regolatoria, l’Autorità ritiene opportuno valutare l’ipotesi di introdurre l’analisi della composizione dei costi riconosciuti, sia in relazione ai costi operativi, sia in relazione ai costi di capitale.
- 8.12 Nello specifico l’Autorità reputa opportuno introdurre analisi dei costi per funzione, in ottica di *activity based costing* (per esempio esercizio, manutenzione, pronto intervento), che possano sovrapporsi in modo trasversale all’attuale duplice disaggregazione dei costi per natura e per attività/comparti. La disponibilità di dati di costo per funzione potrebbe poi favorire, soprattutto nei segmenti della distribuzione e della misura, comparazioni mirate dell’efficienza delle diverse imprese. Tali analisi, che richiedono la disponibilità di dati omogenei e confrontabili per le diverse imprese, potranno essere condotte solo in un orizzonte di due-tre anni e potrebbero essere utilizzate nell’ambito della revisione infra-periodo.
- 8.13 L’attivazione di analisi dei costi per funzione dovrebbe favorire una migliore valutazione delle *performance* delle imprese, distinguendo tra effettivi recuperi di efficienza produttiva e meri tagli dei costi operati con l’obiettivo di massimizzare gli utili e i dividendi di breve periodo, a discapito della qualità del servizio, e potrebbe altresì favorire un più corretto trattamento dei costi cosiddetti emergenti, legati allo svolgimento di nuove funzioni infra-

periodo, spesso reclamato dalle imprese in occasione delle precedenti revisioni tariffarie.

- 8.14 I tempi per lo sviluppo di tali ipotesi non appaiono peraltro compatibili con la scadenza dell'1 gennaio 2016, data di avvio del quinto periodo di regolazione. L'Autorità intende in ogni caso attivare da subito un percorso che possa portare al raggiungimento di tale obiettivo in un orizzonte bi-triennale, in modo tale che i risultati di tali analisi possano eventualmente essere utilizzati nelle revisioni degli obiettivi di recupero di produttività a metà del nuovo periodo regolatorio.
- 8.15 L'Autorità intende procedere, nell'ambito della revisione tariffaria per il quinto periodo di regolazione, a includere nel perimetro dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione anche i costi riconosciuti per il funzionamento di Terna connessi allo svolgimento delle attività relative al dispacciamento, di cui all'articolo 46 dell'Allegato A alla deliberazione 9 giugno 2006, n. 111, come successivamente modificato e integrato.

Spunti per la consultazione

S4. Osservazioni sulle ipotesi di affinamento dei meccanismi di riconoscimento dei costi.

Efficienza nell'erogazione del servizio, dimensione delle imprese e semplificazione

- 8.16 I servizi di distribuzione e misura sono svolti attualmente da oltre 130 imprese. L'Autorità ritiene che tale frammentazione nella gestione del servizio, come segnalato in più occasioni, non sia opportuna e comporti, nel complesso, inefficienze che vanno a gravare sui clienti finali.
- 8.17 Al fine di favorire un ulteriore miglioramento dell'efficienza (in linea con gli obiettivi di cui al paragrafo 5.9) nel settore della distribuzione l'Autorità intende prevedere che le analisi sui costi del servizio (di cui ai paragrafi 8.1 e seguenti) siano condotte sulle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo e che i risultati di tali analisi siano poi applicati anche alle imprese di dimensione inferiore. In altri termini, a meno dell'effetto di variabili esogene, quali la densità della clientela servita di cui si tiene conto per esempio nella distribuzione del gas naturale, che riflettono le condizioni specifiche territoriali di svolgimento del servizio, l'Autorità ritiene che i costi riconosciuti alle imprese debbano essere fondati su costi efficienti e che inefficienze legate alla dimensione non possano più essere riconosciute ai fini tariffari.

- 8.18 Tale impostazione dovrebbe condurre anche a una semplificazione dell'onerosa gestione amministrativa degli attuali meccanismi di riconoscimento dei costi.

Spunti per la consultazione

- S5. Osservazioni sulle ipotesi di svolgere analisi approfondite sui costi limitatamente alle imprese di dimensione superiore a 100.000 punti di prelievo e di estendere alle altre imprese di dimensione inferiore i risultati ottenuti da tali analisi.

9 Fissazione del tasso di remunerazione del capitale investito

- 9.1 Con la deliberazione 597/2014/R/COM l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodologie e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nei settori elettrico e gas.
- 9.2 Come indicato nella deliberazione 597/2014/R/COM il procedimento prevede una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori (di seguito: WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas.
- 9.3 Il medesimo procedimento prevede che la revisione delle modalità di determinazione e aggiornamento del WACC conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, ad eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui *in primis* il parametro β che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso tra capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).
- 9.4 Secondo quanto indicato nella medesima deliberazione 597/2014/R/COM è previsto che il procedimento venga svolto in maniera coordinata, anche temporalmente, con il procedimento di revisione della regolazione dei servizi del settore elettrico di cui alla deliberazione 483/2014/R/EEL, valutando altresì la possibilità di prevedere la convergenza verso una metodologia e tempistica comune di determinazione del WACC del capitale investito, per tutte le regolazioni infrastrutturali dei servizi regolati dei settori elettrico e gas, fin dall'anno 2016.

- 9.5 Nell'ambito del presente procedimento di revisione della regolazione del settore elettrico, di cui alla deliberazione 483/2014/R/EEL, si procederà pertanto alla fissazione del livello del parametro β che esprime il rischio sistematico delle attività e del rapporto tra capitale di debito e capitale proprio (D/E).

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazioni sulle ipotesi relative alla determinazione del WACC e al perimetro dei parametri rilevanti per la determinazione del medesimo WACC da considerare come specifici delle singole attività regolate.

10 Sviluppo infrastrutturale

- 10.1 Il tema dell'adeguatezza delle infrastrutture di rete per far fronte all'attuale e futuro cambiamento di paradigma del settore elettrico è una delle questioni centrali che devono essere affrontate dal regolatore.
- 10.2 Un'analisi retrospettiva della regolazione dei servizi del settore dell'energia elettrica nei precedenti periodi regolatori consente di identificare criticamente lezioni per un'evoluzione dell'approccio adottato.
- 10.3 Nel primo periodo di regolazione (2000-2003), nel quale si partiva da una valutazione di sostanziale adeguatezza del parco infrastrutturale si è adottato uno schema di regolazione incentivante fondato sul metodo del *price-cap* e su incentivi basati sulla definizione di obiettivi di miglioramento della qualità del servizio, limitatamente al segmento della distribuzione. Nel secondo periodo regolatorio (2004-2007) sono state introdotte, anche in relazione al noto *black out* verificatosi nella seconda metà dell'anno 2003 e alle disposizioni contenute nel decreto-legge 29 agosto 2003, 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, misure di incentivo agli investimenti nella rete di trasmissione, nella forma di maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, basate sull'identificazione di tipologie di investimento destinate al miglioramento della sicurezza della fornitura. Nel terzo periodo di regolazione (2008-2011) sono stati introdotti in via sperimentale, anche per il servizio di trasmissione, incentivi basati su obiettivi di miglioramento della qualità, poi confermati nel quarto periodo di regolazione. Nel terzo e nel quarto periodo di regolazione sono stati previsti incentivi, nella forma di maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito, per specifiche tipologie di investimento nelle reti di trasmissione e distribuzione. Nel quarto periodo di regolazione (2012-2015) sono stati adottati criteri

maggiormente selettivi ai fini dell'applicazione degli incentivi. In particolare è stata data attuazione a una razionalizzazione *ante litteram* dei meccanismi incentivanti volta a ridurre i possibili effetti di sovrapposizione con altri meccanismi di incentivazione ed è stata effettuata una revisione dei medesimi per graduarne l'intensità e focalizzarne ulteriormente gli effetti sulla realizzazione in tempi certi di quegli investimenti a più alto contenuto strategico.

- 10.4 Nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018* è stato individuato un obiettivo strategico relativo all'attuazione di una regolazione ancor più selettiva degli investimenti infrastrutturali.
- 10.5 Secondo tale obiettivo "*la regolazione tariffaria dovrà evolvere aumentando l'attenzione rivolta ai benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali nazionali e locali (ad esempio, benefici in termini di social welfare, di qualità e sicurezza del servizio, di integrazione delle fonti rinnovabili), sviluppandosi secondo criteri di selettività e in logica output-based*". In relazione alle infrastrutture di distribuzione, l'evoluzione della regolazione dovrà portare al rafforzamento e all'estensione della regolazione della qualità del servizio e dovrà accompagnare il processo di "smartizzazione" della rete in modo da favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili.
- 10.6 Nei successivi documenti per la consultazione che saranno pubblicati nell'ambito del procedimento per la revisione della regolazione tariffaria del quinto periodo regolatorio saranno opportunamente sviluppate le tematiche relative agli incentivi selettivi per lo sviluppo infrastrutturale, con distinti ambiti di approfondimento per i servizi di trasmissione e di distribuzione.
- 10.7 Logiche di tipo *output-based* richiedono lo sviluppo di metriche condivise con gli *stakeholder* e rendono necessaria l'identificazione di grandezze facilmente misurabili e controllabili; richiedono inoltre la valorizzazione *ex-ante* dei benefici netti associati agli *output* desiderati.
- 10.8 La declinazione dell'orientamento verso logiche *output-based* indicato nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018* dovrà essere in ogni caso effettuata tenendo conto delle peculiarità dei settori caratterizzati dalla presenza di obblighi di pubblico servizio, delle esigenze di garantire certezza e stabilità della regolazione, in coerenza con quanto previsto dalla legge 481/95, secondo cui la regolazione tariffaria deve "*armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse*". In prima istanza, l'applicazione delle logiche *output-based* può essere applicata a eventuali nuovi meccanismi di incentivo.

- 10.9 Ulteriori estensioni delle logiche *output-based* ai riconoscimenti tariffari base per la copertura dei costi connessi con i nuovi investimenti, se da un lato appaiono coerenti con gli obiettivi di responsabilizzazione degli operatori di rete rispetto agli investimenti effettuati, dall'altro risultano difficilmente compatibili con l'esigenza di considerare l'equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio e potrebbero inoltre condurre a un aumento della rischiosità sistematica e di conseguenza a un aumento dei costi del servizio. Per tale ragione l'Autorità è orientata, in prima attuazione, a limitare nel corso del quinto periodo regolatorio l'estensione delle logiche *output-based* ai riconoscimenti tariffari base solo nell'ambito di scelte degli operatori all'interno di specifici menù di regolazione, come meglio indicato nel successivo capitolo 11.

Trasmissione dell'energia elettrica

- 10.10 Come indicato nella deliberazione 483/2014/R/EEL l'Autorità intende riformare profondamente, per il futuro, gli attuali meccanismi di incentivazione dello sviluppo delle reti di trasmissione basati sul riconoscimento di una remunerazione addizionale sul costo di investimento, incluso il critico meccanismo di accelerazione degli investimenti sulla rete di trasmissione, introducendo meccanismi che tengano conto dei benefici effettivi dello sviluppo infrastrutturale sul mercato elettrico, sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sulla sicurezza del sistema (in logica *output-based*), in modo da perseguire un'accresciuta selettività nella remunerazione degli investimenti, fatte salve le esigenze di sicurezza del sistema.
- 10.11 Lo sviluppo infrastrutturale delle reti di trasmissione dovrà essere perseguito in coerenza con gli obiettivi definiti a livello europeo e richiamati nel Regolamento (UE) 347/2013. I principi di selettività dovranno essere attuati in coerenza con gli obiettivi richiamati nel considerando (8) del citato Regolamento (UE) 347/2013, secondo cui l'Unione Europea considera di importanza vitale accelerare la ristrutturazione delle infrastrutture energetiche esistenti e metterle a punto delle nuove, per raggiungere i già richiamati obiettivi politici dell'Unione in materia di energia e di clima (si veda ad esempio il paragrafo 2.10).
- 10.12 Per quanto riguarda la regolazione della trasmissione l'Autorità terrà inoltre conto della Raccomandazione 03/2014 dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER) del 27 giugno 2014 sugli incentivi per progetti di interesse comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio (di seguito: raccomandazione ACER 27 giugno 2014). Tali raccomandazioni hanno già dato luogo alla deliberazione 446/2014/R/COM.

Distribuzione dell'energia elettrica

- 10.13 Lo sviluppo “epocale” della generazione distribuita potrebbe comportare ingenti investimenti per l’adeguamento e lo sviluppo delle reti di distribuzione. Secondo quanto riportato in uno studio del Politecnico di Milano svolto nell’anno 2013 per conto dell’ANIE, per la “smartizzazione” delle reti sono previsti nel periodo fino al 2020 investimenti (al netto di opere civili) per un ammontare compreso tra 7,4 e 10,1 miliardi di euro, in relazione a diversi scenari e inclusi (per una frazione compresa tra il 15% e il 20% di tali investimenti) i costi necessari per l’adeguamento degli impianti di utenza dei clienti attivi (generazione distribuita e domanda che partecipa ai servizi di dispacciamento)¹¹.
- 10.14 Nel settore della distribuzione appare pertanto indispensabile e urgente l’introduzione di logiche selettive di tipo *output-based* nel riconoscimento degli investimenti che premi la creazione di valore per gli utenti del servizio.
- 10.15 L’Autorità ritiene che un adeguato sviluppo in logica “*smart*” delle reti di distribuzione possa in qualche misura contribuire al contenimento degli investimenti necessari. In questa prospettiva, assume rilievo anche il tema dell’integrazione delle reti di terzi nel quadro delle reti gestite dai concessionari di pubblico servizio, su cui l’Autorità intende avviare specifici approfondimenti.
- 10.16 L’Autorità intende sviluppare, alla luce dei risultati dei progetti pilota avviati con la deliberazione 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, come successivamente modificata e integrata, e dei successivi sviluppi (con particolare riferimento a quanto previsto dalle deliberazioni 84/2012/R/EEL e 421/2014/R/EEL), le prime ipotesi di incentivazione di tipo *output-based* nei riguardi della “smartizzazione” delle reti, tenuto conto delle analisi sugli indicatori di *performance* contenuti nella recente ricognizione CEER e dei criteri già illustrati nell’Appendice A del documento per la consultazione 4 agosto 2011, DCO 34/11. Tale ipotesi era basata su due aspetti principali:
- l’individuazione di un indicatore “semplice” in grado di esprimere il principale beneficio dell’intervento di “smartizzazione” rispetto a soluzioni tradizionali, ovvero l’aumento della “*hosting capacity*” delle reti di distribuzione in condizioni sicure di corrente, tensione e frequenza;
 - la focalizzazione della regolazione incentivante verso le aree territoriali con elevata presenza di risorse energetiche distribuite

¹¹ Lo studio è basato su alcune assunzioni che non si intende qui fare proprie in particolare in termini di costi medi ipotizzati; per quanto riguarda la necessità di sviluppo rete, lo studio commissionato da ANIE appare in linea con quanto indicato nei Piani di sviluppo realizzati dalle principali imprese distributrici ai sensi dell’articolo 18 del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, nonché dell’articolo 4, comma 6, del TICA.

(rilevabili ad esempio attraverso l'indicatore *percentuale di tempo annuo con flusso inverso di potenza* o la quantità, espressa in potenza nominale, di generazione diffusa connessa o connettenda).

- 10.17 L'Autorità è consapevole che i benefici degli interventi di “smartizzazione” delle reti di distribuzione dipendono anche dall'evoluzione, già in corso, del quadro regolatorio del dispacciamento¹². In particolare, l'introduzione di elementi di flessibilità nella gestione delle reti di distribuzione, con l'estensione graduale alle risorse connesse alle reti di distribuzione della possibilità, sotto certe condizioni, di fornire servizi di dispacciamento, permette di aumentare il rapporto benefici/costi degli interventi di “smartizzazione”, in quanto si possono ottenere riduzioni dei costi per il bilanciamento del sistema e per la riserva terziaria. Inoltre, dal momento che vi sono potenziali benefici che potrebbero derivare ai clienti attivi (sia lato generazione distribuita che lato carico per servizi di *demand response*) per la partecipazione, anche in forma aggregata, al mercato dei servizi di dispacciamento, si ritiene che i costi relativi all'interfacciamento degli impianti dei clienti attivi con le *smart grid* debbano essere sostenuti dai clienti medesimi; in questo modo si minimizzano gli interventi realizzati dalle imprese distributrici, e quindi anche i relativi costi, necessari per la progressiva “smartizzazione” della rete.
- 10.18 Tra i suddetti costi, deve essere minimizzato il costo derivante dall'utilizzo di infrastrutture di telecomunicazione (o, ove strettamente necessario, dallo sviluppo di nuove infrastrutture). In tal senso l'Autorità ha anche formulato alcune proposte nell'ambito della Indagine conoscitiva sui servizi di comunicazione *machine-to-machine* (M2M) condotta dall'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (memoria 457/2014/I/COM).
- 10.19 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

¹² In tal senso l'Autorità ha fornito una propria valutazione (*assessment*) dei benefici di un Progetto di Interesse Comune per le *smart grid*, ai sensi dell'articolo 14 (4) del Regolamento (UE) No. 347/2013.

l'aggiornamento del Piano nazionale delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE).

Misura dell'energia elettrica

- 10.20 Il processo di installazione su larga scala dei misuratori elettronici si è avviato da oltre un decennio. Nel corso del prossimo periodo di regolazione alcuni misuratori raggiungeranno il termine della propria vita tecnico-economica (attualmente fissata nel quadro regolatorio pari a 15 anni¹³).
- 10.21 Il rinnovo del parco di misuratori, in relazione al quale è presumibile che le imprese distributrici comincino nel corso del quinto periodo regolatorio ad avviare studi e progetti, sarà guidato dagli obblighi normativi, dall'evoluzione tecnologica e da valutazioni di convenienza economica delle imprese.
- 10.22 L'Autorità ritiene che gli investimenti connessi al rinnovo del parco di misuratori installati debbano essere effettuati seguendo logiche di selettività e debbano essere fondati su attente analisi costi-benefici, al fine di assicurare la funzionalità di nuovi servizi ai clienti del servizio e agli operatori del mercato libero, privilegiando i benefici di carattere sistemico.
- 10.23 Per tali motivi è necessario che la seconda generazione di misuratori elettronici disponga di funzionalità aggiuntive che facilitino ulteriormente la messa a disposizione di dati e iniziative di promozione della *customer awarness*, in coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo 102/14. Al riguardo l'Autorità, nel mese di maggio 2014, ha pubblicato il documento per la consultazione 232/2014/R/EEL in materia di opportunità tecnologiche per la messa a disposizione dei dati di consumo di energia elettrica ai clienti finali in bassa tensione, svolgendo approfondimenti per lo sviluppo di soluzioni efficienti in un contesto di liberalizzazione del mercato *retail* e di piena disponibilità di misuratori elettronici. Nell'ambito di tale documento sono state avanzate le prime ipotesi in materia di contatori di seconda generazione, in particolare in termini di interoperabilità con dispositivi di terzi e di disponibilità di un *modem* per la comunicazione su *power line carrier* in "banda C" Cenelec (con protocollo *standard*). Ulteriori funzionalità potranno emergere dalle consultazioni successive e dovranno considerare anche il sistema di telegestione nel suo complesso e non solo i contatori elettronici, in modo da massimizzare i benefici sistemici.
- 10.24 Tali tematiche saranno oggetto di specifici approfondimenti nell'ambito delle consultazioni per la revisione della regolazione tariffaria per il quinto periodo di regolazione del settore elettrico.

¹³ E' in corso di approvazione un atto ministeriale che fissa i limiti temporali del bollo metrico per i contatori di energia elettrica installati dopo l'approvazione della Direttiva strumenti di misura (MID).

- 10.25 Lo sviluppo della generazione distribuita e il rapido aumento del numero di punti di connessione con le reti dove vengono effettuate sia immissioni, sia prelievi di energia elettrica da parte dei c.d. *prosumer* rende necessario prevedere una revisione della regolazione tariffaria del servizio di misura finalizzata a trattare in modo puntuale tali casistiche.
- 10.26 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. In particolare, in luogo della prevista installazione di misuratori in corrispondenza dei punti di interconnessione tra la RTN e le reti di distribuzione, l’Autorità intende escludere pertanto nuove installazioni massive di misuratori nei punti di interconnessione e inoltre attribuire a Terna, invece che ai distributori, la responsabilità della telelettura dei misuratori già installati (su rete AT o MT) e afferenti l’intera rete rilevante, in modo da responsabilizzare un unico soggetto sulle misure del perimetro della rete di trasmissione nazionale.

Trattamento dei contributi

- 10.27 L’Autorità, in coerenza con quanto già previsto per il servizio di trasporto del gas naturale, intende introdurre aggiustamenti nei meccanismi di regolazione volti a eliminare il rischio che la regolazione delle tariffe possa in qualche modo non rendere conveniente il ricorso a contributi pubblici, nazionali o europei, laddove disponibili, per il finanziamento dello sviluppo delle infrastrutture.

Spunti per la consultazione

- S7. Osservazioni sulle considerazioni relative agli orientamenti per l’impostazione della regolazione in relazione alle esigenze di sviluppo infrastrutturale dei diversi servizi.

11 Vincoli ai ricavi ammessi

- 11.1 La regolazione tariffaria del quarto periodo di regolazione ha previsto meccanismi di attenuazione del rischio volume per gli operatori, che hanno assunto la forma di meccanismi espliciti di garanzia dei ricavi per il servizio di trasmissione e dell’utilizzo come variabile di scala per il riconoscimento

dei ricavi il numero dei punti di prelievo serviti nel caso del servizio di distribuzione (c.d. *tariff decoupling*).

- 11.2 Tali interventi che trovano la loro ragion d'essere, in particolare il *tariff decoupling*, dall'esigenza di non penalizzare il miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali, conducono, di fatto, a una sterilizzazione del rischio volume in capo agli operatori e trasferiscono tutti i rischi connessi a potenziali sotto-utilizzi delle infrastrutture sugli utenti del servizio che possono essere conseguenza non solo di miglioramenti dell'efficienza negli usi finali dell'energia, ma anche il frutto della crisi economica che sta colpendo i paesi europei.
- 11.3 Una delle cause della riduzione dei prelievi di energia elettrica dalle reti è poi da ricondurre all'aumento degli autoconsumi, soprattutto connessi con l'utilizzo di fonti rinnovabili¹⁴.
- 11.4 Le dinamiche di sviluppo della domanda di energia elettrica rendono necessario l'avvio di una riflessione ad ampio spettro, anche tra gli operatori, sulla sostenibilità dei costi del servizio per gli utenti connessi alle reti e sui criteri di allocazione del rischio volume tra utenti e operatori.
- 11.5 Alla luce di tali considerazioni, anche prospettiche nel lungo periodo, l'Autorità ritiene opportuno, nell'ottica di migliorare la tutela degli utenti del servizio, prevedere un'evoluzione moderna degli attuali schemi di regolazione, in modo da responsabilizzare maggiormente gli operatori rispetto ai costi del servizio. In questo contesto, l'Autorità intende valutare l'ipotesi di introdurre menù regolatori da offrire agli esercenti che prevedano soluzioni a più basso rischio volume, con conseguente riduzione della remunerazione, e soluzioni a più alto rischio volume per il gestore di rete, che, per contro, possono offrire livelli di remunerazione più elevati. Nella definizione dei menù di regolazione l'Autorità intende inoltre considerare le esigenze connesse allo sviluppo infrastrutturale inserendo opzioni che a fronte di maggiori rendimenti possano prevedere soluzioni di tipo *output-based* per i riconoscimenti tariffari di base.

Spunti per la consultazione

- S8. Osservazioni sull'ipotesi di introdurre menù di regolazione caratterizzati da differenti profili di rischio e di rendimento.

¹⁴ Si veda anche il precedente capitolo 3.

12 Tariffe per l'uso della rete

- 12.1 Le tariffe per l'uso della rete hanno un peso limitato sul costo dell'energia elettrica per i clienti finali (per l'utente tipo domestico sulla base dei dati dell'aggiornamento per il IV trimestre 2014, il peso complessivo dei servizi di rete era pari a circa il 15%). Pertanto nel disegno delle tariffe, con lo sviluppo della concorrenza, si è valutato come poco rilevante il segnale di prezzo ad esse associato, privilegiando la semplicità in ottica pro-competitiva. Questa impostazione ha, per esempio, portato all'eliminazione dell'articolazione oraria delle tariffe di trasmissione.
- 12.2 Sin dall'epoca pionieristica dell'industria elettrica la tariffazione elettrica è stata fondata su ampie logiche di socializzazione dei costi di rete e ha visto consolidarsi prassi di formazione delle tariffe che hanno fuso in qualche misura criteri fondati sul valore d'uso, in funzione del quale il prezzo si basa sul valore che all'energia elettrica può attribuirsi in funzione dell'uso cui è destinata (tipico della discriminazione di prezzo monopolistica), e criteri fondati sul costo, che implicano processi di allocazione dei costi, sempre in larga parte approssimativi, agli utenti o a gruppi di utenti. Il criterio del costo ha costituito, storicamente, il limite inferiore della determinazione tariffaria.
- 12.3 L'attesa evoluzione del settore elettrico, come delineato nella parte introduttiva, sembra porre qualche interrogativo da un lato sulla portata dei segnali (sia in senso temporale sia in senso locazionale) di prezzo delle componenti a copertura dei servizi di rete, dall'altro sulla validità e sulla sostenibilità delle logiche di socializzazione sin qui adottate.
- 12.4 In particolare la rapida crescita della nuova tipologia di soggetti che immettono e prelevano energia elettrica (*prosumer*), che ha condotto a una riduzione della durata di utilizzo delle reti, senza una corrispondente riduzione dei costi necessari per il servizio di tali utenze, impongono la necessità di avviare una riflessione sulle logiche di formazione delle tariffe per l'uso della rete.
- 12.5 Va poi ricordato che per l'utenza domestica l'Autorità, con la deliberazione 204/2013/R/EEL, ha avviato un procedimento per la riforma delle tariffe dei 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 tensione. Nell'ambito di tale procedimento in data 6 ottobre 2014 si è svolto un seminario con associazioni di consumatori e operatori, nel corso del quale sono state illustrate le prime idee relative a tale riforma (le *slide* sono pubblicate sul sito internet dell'Autorità).

Grado di socializzazione dei costi di rete

- 12.6 Le tradizionali logiche di tariffazione, fondate su ampi criteri di socializzazione, non considerano le specificità topologiche delle reti a cui i singoli utenti sono connessi, ma tendono a considerare tutti gli utenti connessi a un'unica grande rete.
- 12.7 Rispetto a tale impostazione che si è consolidata nel tempo e che nel nostro Paese tra l'altro è riflessa nella legge 481/95, che prevede all'articolo 3, comma 2, che per le tariffe relative ai servizi del settore elettrico i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull'intero territorio nazionale, l'Autorità ritiene necessario avviare una riflessione che sarà sviluppata negli specifici documenti per la consultazione che saranno pubblicati nell'ambito del procedimento per la revisione delle tariffe per il quinto periodo regolatorio, volte a verificare possibili evoluzioni di tale impostazione in logiche più coerenti con il nuovo quadro di settore che va emergendo, che potrebbero poi sostanziarsi in segnalazioni al Parlamento e al Governo per la modifica del quadro normativo di riferimento; in particolare potranno essere esplorate ipotesi di superamento dell'uniformità tariffaria a partire dai clienti di più grossa dimensione e dovranno esserne valutati i benefici in termini di miglioramento dell'efficienza connesso a un più preciso segnale tariffario, ferma restando della necessità di un'attenta valutazione dei riflessi di carattere sociale.

Allocazione dei costi alle tipologie di utenza

- 12.8 I processi di allocazione dei costi alle tipologie di utenza sono da sempre caratterizzati da ampi margini di approssimazione e sono tipicamente fondati su un generale principio di causalità, declinato nel tempo in una molteplicità di forme adottate nella prassi da imprese e regolatori.
- 12.9 Di norma i processi di allocazione dei costi tendono a prevedere raggruppamenti degli utenti in funzione del livello di tensione a cui i medesimi sono connessi alla rete e in funzione delle curve di prelievo tipiche di ciascun raggruppamento, considerate in modo aggregato.
- 12.10 L'allocazione dei costi agli utenti del servizio nel quarto periodo di regolazione, così come nei due periodi precedenti, era ancora ampiamente fondata sui criteri adottati per la definizione delle tariffe nel primo periodo regolatorio.
- 12.11 L'Autorità, oltre alle riflessioni richiamate nel paragrafo 12.7 che potrebbero portare a più ampie revisioni dell'impostazione generale prevista per l'allocazione dei costi, intende procedere a una revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza e a questo scopo effettuerà appositi studi per verificare la validità dei criteri utilizzati nel quarto periodo

di regolazione, in termini di rispetto del generale principio di riflettività dei costi.

Struttura delle tariffe

- 12.12 Le tariffe per l'uso della rete adottate nel quarto periodo di regolazione prevedono strutture di tipo trinomio, con:
- a) componenti fisse a prescindere dalla potenza prelevata, sia dal consumo;
 - b) componenti legate alla potenza prelevata;
 - c) componenti legate all'energia prelevata.
- 12.13 L'Autorità intende procedere a un attento esame della struttura tariffaria e ai pesi delle differenti componenti, per verificarne la coerenza con l'evoluzione delle modalità di prelievo di potenza ed energia nelle reti e la consistenza rispetto al generale principio di riflettività dei costi.
- 12.14 Soprattutto in relazione alla presenza, sempre più rilevante, della tipologia dei *prosumer* verrà valutata l'ipotesi di aumentare il peso delle componenti delle tariffe per l'uso delle reti legate alla potenza impegnata, essendo il *driver* principale per la progettazione delle reti che per ora non sono caratterizzate dalla funzione di dispacciamento.
- 12.15 Le valutazioni sulla struttura delle tariffe per l'uso delle reti per la generalità dell'utenza sarà condotta in parallelo allo sviluppo delle ipotesi per la riforma delle tariffe per l'utenza domestica che saranno condotte nell'ambito del richiamato procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/EEL, riunito poi nel procedimento avviato con la deliberazione 7 agosto 2014, 412/2014/R/EFR, finalizzato all'adozione di provvedimenti, ai fini dell'attuazione di disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n.102 in materia di efficienza energetica. In questo contesto sarà valutata altresì la coerenza dello sviluppo delle strutture tariffarie previste per l'utenza domestica con quelle dell'utenza per usi diversi in bassa tensione.
- 12.16 L'Autorità intende rivedere le prime disposizioni in tema di ricarica dei veicoli elettrici, inclusa la tariffa monomia per punti dedicati alla ricarica, 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 nell'ordinamento nazionale.

Flessibilità delle strutture tariffarie

- 12.17 Nel corso dei primi quattro periodi di regolazione c'è stata un'evoluzione del grado di flessibilità delle strutture tariffarie per l'uso della rete che ha portato alla fissazione di tariffe obbligatorie definite dall'Autorità.
- 12.18 Tale processo è stato guidato soprattutto da logiche connesse allo sviluppo dei mercati *retail* dell'energia elettrica che hanno fatto prevalere l'esigenza di garantire condizioni uniformi sul territorio nazionale in modo da rendere più agevole l'attività degli operatori del mercato *retail* ed evitare che la frammentazione delle opzioni tariffarie, differenziate tra operatori del servizio di distribuzione, potesse costituire una barriera alla concorrenza nel segmento della vendita.
- 12.19 Alla luce dell'evoluzione del contesto, l'Autorità intende avviare una riflessione volta a verificare l'opportunità di reintrodurre margini di flessibilità nella definizione delle opzioni tariffarie, lasciando ai singoli operatori – in prima ipotesi solo agli operatori che servono almeno 100.000 punti di prelievo - che si trovano nella condizione di meglio conoscere le esigenze specifiche di gestione delle proprie reti, la possibilità di definire opzioni tariffarie differenziate, anche in relazione al relativamente basso grado di maturità acquisito dal mercato *retail*.

Spunti per la consultazione

S9. Osservazioni sulle considerazioni relative alla struttura delle tariffe di rete.

13 Interventi in materia di regolazione delle connessioni

- 13.1 In relazione alla regolazione delle connessioni, come indicato nella deliberazione 483/2014/R/EEL l'Autorità intende valutare l'ipotesi di definire, seguendo logiche di gradualità, un'unica disciplina dei punti di connessione, opportunamente differenziata in relazione alle caratteristiche di tali punti (solo prelievo, solo immissione, prelievo e immissione).
- 13.2 Parallelamente l'Autorità intende sviluppare ipotesi di unificazione delle strutture dei corrispettivi per il servizio di connessione, affinché assumano la stessa struttura per tutte le tipologie di punti di connessione, con particolare riferimento ai servizi identici o assimilabili che non richiedono operazioni *in situ* grazie ai sistemi di telegestione.
- 13.3 Accanto a tali ipotesi, già individuate nella deliberazione 483/2014/R/EEL, l'Autorità intende valutare, in relazione all'evoluzione della regolazione

tariffaria per l'utenza domestica la necessità di introdurre modifiche all'attuale disciplina delle connessioni, prevedendo, in particolare, forme di flessibilità sui livelli di potenza richiesta, nonché nuove condizioni tecnico-economiche per connessioni richieste in modo massivo e programmato, che potrebbero applicarsi allo sviluppo di infrastrutture diffuse, come ad esempio (non esaustivo) lo sviluppo dei punti di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico in attuazione di quanto previsto dalla direttiva 2014/94/UE.

Spunti per la consultazione

S10. Osservazioni sulle ipotesi di intervento in materia di regolazione delle connessioni.

PARTE III – LINEE DI INTERVENTO PER LA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO

14 Introduzione

- 14.1 In questa terza parte del documento l’Autorità illustra le principali direttrici di sviluppo della consultazione per la definizione della regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura nel quinto periodo regolatorio, applicandosi anche per tale materia quanto espresso nella prima parte al punto 6.3.

15 Continuità del servizio di distribuzione

- 15.1 In relazione alla regolazione premi-penalità della durata delle interruzioni, nel 2015 si conclude il periodo di lungo termine di 12 anni destinato al raggiungimento dei livelli obiettivo da parte di tutti gli ambiti territoriali.¹⁵ Le differenze nei livelli di qualità del servizio a parità di concentrazione territoriale si sono ridotte sensibilmente, e una gran parte degli ambiti territoriali oggi registra livelli di qualità, per quanto riguarda la durata delle interruzioni senza preavviso per cliente, in linea con i livelli obiettivo omogenei sul territorio nazionale. Per quanto concerne il numero delle interruzioni (lunghe più brevi) senza preavviso, il processo di convergenza è tuttora in corso.
- 15.2 Per il nuovo periodo regolatorio, l’Autorità intende prevedere una continuazione dei meccanismi incentivanti, di tipo *output-based*, già sperimentati con successo, tenendo conto del percorso fin qui compiuto e della differenza intrinseca tra interventi di miglioramento della durata da una parte e del numero di interruzioni dall’altra, consapevole che gli investimenti finalizzati alla riduzione del numero di interruzioni hanno carattere strutturale, rispetto a quelli destinati alla riduzione della durata delle interruzioni, e necessitano di tempi più lunghi per essere realizzati e produrre effetti.
- 15.3 Come orientamento generale, l’Autorità intende:
- a) per la durata delle interruzioni, confermare i livelli obiettivo vigenti e prevedere un meccanismo di sole penalità nel caso in cui il valore

¹⁵ Complessivamente, l’arco temporale nel quale l’Autorità ha incentivato la riduzione della durata delle interruzioni è di sedici anni, dal 2000 al 2015.

- effettivo annuale dell'indicatore di riferimento sia peggiore del livello obiettivo;
- b) per il numero delle interruzioni, considerato che l'obiettivo di lungo termine istituito nel 2007 è fissato al 2019, qualora la durata del quinto periodo di regolazione sia estesa a 6 anni invece che 4 (si veda il par. 7.3), l'Autorità ritiene ragionevole ipotizzare una traslazione al 2021 degli obiettivi di lungo termine; inoltre, come già fatto nel corrente periodo per la durata, si potrebbe prevedere un aumento degli incentivi per il raggiungimento dei livelli obiettivo del numero di interruzioni, entro il 2021, da parte degli ambiti maggiormente distanti dal livello obiettivo nel 2015.
- 15.4 L'Autorità intende riservare un *focus* particolare alle interruzioni attribuibili a forza maggiore ed alle interruzioni con preavviso, poiché in entrambi i casi i livelli di durata di tali interruzioni, nel corso degli ultimi anni, hanno raggiunto livelli elevati.
- 15.5 Per le due nuove possibili regolazioni incentivanti sarà necessario determinare:
- a) le caratteristiche del meccanismo:
 - i. tipo di incentivazione (solo penalizzante; sia premiante che penalizzante; solo premiante);
 - ii. determinazione della funzione di miglioramento;
 - iii. individuazione e dimensionamento dei parametri unitari per la determinazione dei premi e/o delle penalità;
 - b) la base territoriale di riferimento;
 - c) l'eventuale facoltà di partecipazione, anche in funzione del tipo di incentivazione che verrà individuata;
 - d) la decorrenza;
 - e) l'eventuale aumento di partecipazione delle imprese ai rimborsi ai clienti nel caso di interruzioni prolungate e estese.
- 15.6 L'Autorità intende approfondire, anche nel corso del nuovo periodo di regolazione, iniziative mirate a mettere in atto quanto sopra illustrato, ritenendo che i nuovi meccanismi incentivanti, una volta definiti, possano essere sperimentati per un periodo di due-tre anni, ed eventualmente portati a regime solo successivamente.
- 15.7 In materia di regolazione individuale per gli utenti in media tensione, l'Autorità intende porre l'attenzione su due temi:
- a) le interruzioni transitorie, in ragione della sensibilità degli utenti a tale fenomeno;
 - b) l'adeguamento degli impianti di utenza, in ragione del considerevole numero di impianti di utenza ancora non adeguati.

- 15.8 Quanto alle interruzioni attribuibili a cause esterne, l’Autorità intende confermare il medesimo approccio adottato per il corrente periodo di regolazione, lasciando facoltà alle imprese di decidere se includere tali interruzioni nella regolazione premi-penalità della durata e del numero di interruzioni.
- 15.9 L’insieme delle scelte sulla regolazione incentivante della qualità del servizio andrà considerata in modo unitario con le valutazioni di remunerazione complessiva, con particolare riferimento alla rischiosità sistematica dell’attività di distribuzione.
- 15.10 Alcuni aspetti di carattere tecnico, propedeutici alla regolazione della continuità del servizio, saranno trattati in uno specifico documento per la consultazione previsto già per il mese di gennaio 2015.

Spunti per la consultazione

S11. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione della continuità del servizio.

16 Qualità della tensione nelle reti di distribuzione

- 16.1 Nel corso degli anni, le iniziative dell’Autorità in materia di qualità della tensione si sono progressivamente focalizzate su:
- buchi di tensione per quanto riguarda la rete in media tensione;
 - variazioni lente di tensione per quanto riguarda la rete in bassa tensione.
- 16.2 In materia di regolazione dei buchi di tensione, il percorso avviato già da diversi anni in tema di revisione della norma EN 50160 e di rilevazione dei livelli di numerosità e profondità dei buchi di tensione ha portato a questi elementi:
- per l’inizio del nuovo periodo regolatorio, le semisbarre MT di cabina primaria saranno equipaggiate con apparecchiature di monitoraggio dei buchi di tensione;
 - sono state individuate e già discusse in precedenti documenti di consultazione alcune possibili “curve di responsabilizzazione”¹⁶ dei clienti e delle imprese distributrici.

¹⁶ Si fa riferimento ai Documenti per la consultazione 42/10 e 15/11. In particolare, la curva di immunità in classe 3 suddivide le celle della Tabella 5 della norma CEI EN 50160 tra quelle per le quali è da prevedere l’immunizzazione degli impianti lato cliente (celle A1, A2, A3, A4, B1, B2 e C1) e quelle per le quali è da prevedere la responsabilizzazione delle imprese distributrici (celle restanti, corrispondenti ai buchi di tensione di maggiore profondità o durata).

- 16.3 In tema di regolazione dei buchi di tensione, l’Autorità intende valutare due possibili iniziative:
- a) introduzione di uno standard individuale sul numero massimo di buchi di tensione per gli utenti MT ed indennizzi automatici in caso di superamento dello standard individuale;
 - b) avvio di una regolazione mirata a incentivare la riduzione del numero di buchi di tensione sulla rete MT.
- 16.4 In entrambi i casi, l’eventuale fissazione di standard (individuali o generali) sui buchi di tensione potrebbe essere differenziata in funzione di criteri da identificare, anche in relazione alla sensibilità degli utenti MT connessi, e dovrebbe comunque tenere conto della misurazione su larga scala dei buchi di tensione per un periodo di almeno due-tre anni.
- 16.5 L’eventuale introduzione di una regolazione incentivante del miglioramento della qualità della tensione deve scontare l’individuazione di un indicatore che:
- a) esprima la gravità dei buchi di tensione sia in termini di tensione residua che di durata in modo da responsabilizzare le imprese distributrici a limitare la gravità dei buchi di tensione in rete, oltre che il numero dei medesimi;
 - b) presenti modalità di calcolo più immediate e quindi più facilmente comprensibili dai clienti.
- 16.6 Occorrerà altresì valutare come considerare anche le interruzioni transitorie nella regolazione della qualità della tensione.
- 16.7 Per quanto riguarda le variazioni lente della tensione nelle reti in bassa tensione, registrabili tramite l’ausilio dei contatori elettronici, l’Autorità intende introdurre obblighi di servizio volti alla progressiva riduzione della percentuale di punti di consegna con tensione di alimentazione non conforme alla norma CEI EN 50160, anche in assenza di specifico reclamo da parte del cliente.

Spunti per la consultazione

S12. Osservazioni sulle ipotesi di regolazione in materia di qualità della tensione nelle reti di distribuzione.

17 Qualità commerciale del servizio di distribuzione

- 17.1 Nel corso degli anni la regolazione della qualità commerciale e la sua attuazione da parte delle imprese di distribuzione ha raggiunto un elevato livello di maturazione, ragione per la quale gli orientamenti di possibile revisione riguardano un limitato numero di argomenti, tra i quali:
- a) trasformazione da *standard* generale a *standard* specifico del tempo massimo di esecuzione dei lavori complessi, e contestuale riduzione del tempo massimo;
 - b) possibile riduzione di alcuni tempi massimi riguardanti alcune prestazioni richiedibili dagli utenti BT ed MT, ed in particolare:
 - i. preventivazione per l'esecuzione di lavori;
 - ii. esecuzione di lavori semplici;
 - iii. attivazione della fornitura;
 - iv. disattivazione della fornitura;
 - v. sostituzione del gruppo di misura guasto;
 - c) previsione di tempi massimi di preventivazione ed esecuzione dei lavori corrispondenti alle connessioni relative a punti di ricarica elettrica ridotti rispetto a quelli corrispondenti alla generalità dei lavori; orientativamente potrebbero essere posti pari ai tempi massimi previsti per le connessioni temporanee;
 - d) possibilità di includere nuove prestazioni nella preventivazione rapida.
- 17.2 Occorre altresì valutare forme di responsabilizzazione delle imprese anche in relazione al rispetto di tempi di connessione anche con riferimento a programmi di connessione massivi e programmati (si veda il punto 13.3).

Spunti per la consultazione

S13. Osservazioni sulle ipotesi di intervento in materia di qualità commerciale.

18 Qualità del servizio di misura dell'energia elettrica

- 18.1 L'Autorità ritiene cruciale il tema della qualità del servizio di misura dell'energia elettrica, soprattutto perché la tempestiva e corretta disponibilità dei dati di misura¹⁷ sono alla base del buon funzionamento del mercato.

¹⁷ In merito si veda anche il documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 618/2014/R/EEL relativo al codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica.

- 18.2 In analogia a quanto disposto in materia di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale, l’Autorità ritiene di mutuare al settore elettrico la pubblicazione comparativa della performance del servizio di misura del gas naturale¹⁸, almeno per gli aspetti connessi al funzionamento dei sistemi di telelettura dei contatori elettronici, ed in particolare per gli indicatori di prestazione, già oggetto delle raccolte dati di cui alla deliberazione n. 292/06.

Spunti per la consultazione

S14. Osservazioni sulle ipotesi di intervento in materia di qualità del servizio di misura.

19 Qualità del servizio di trasmissione

- 19.1 L’Autorità intende confermare il meccanismo premi penalità basato sulla riduzione della energia non servita di riferimento (ENS-R), ma applicabile all’intera rete di trasmissione e non più separatamente alla RTN Storica ed alla RTN Telat, anche alla luce del fatto che già nel 2015 i parametri della regolazione per i quali è stata prevista una valorizzazione graduale per la RTN Telat, assumono valori coincidenti con quelli della RTN Storica.
- 19.2 Al momento non appare possibile adottare altre forme di regolazione premi penalità, correlabili ad altri indicatori, quali l’energia non servita netta prelevata dalle utenze sottese alle cabine primarie e l’energia non ritirata netta prodotta dagli impianti di produzione MT oppure l’indisponibilità degli elementi di rete, a causa della assenza di serie storiche dati dovuta alla loro recente entrata in vigore.
- 19.3 A complemento di quanto sopra esposto l’Autorità intende:
- a) in alternativa all’inclusione nella ENS-R dei contributi delle disalimentazioni dei clienti finali AT, valutare l’opportunità di escludere dal meccanismo premi-penalità la ENS-R relativa ai clienti finali AT qualora per gli stessi venga introdotta una regolazione individuale; a ciò dovrebbe seguire la determinazione di livelli obiettivo di ENS-R più sfidanti;
 - b) modificare la definizione di incidente rilevante, prevedendo che sia composto dall’energia non servita relativa alle sole disalimentazioni le

¹⁸ Sezione V dell’Allegato A alla deliberazione 574/2013/R/gas.

- cui cause sono oggetto di regolazione e confermare l'attuale funzione di saturazione;
- c) prevedere regole di accorpamento delle disalimentazioni ai fini dell'identificazione della ENS-R dei grandi eventi interruttivi e degli incidenti rilevanti;
 - d) confermare la regolazione dei servizi di mitigazione resi dalle imprese distributrici.
- 19.4 Ulteriori iniziative possono essere assunte sia in tema di regolazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione per gli utenti della RTN che in merito alle variazioni della tensione di alimentazione delle cabine primarie della distribuzione.
- 19.5 L'Autorità intende infine raccogliere contributi utili all'individuazione di meccanismi finalizzati a ridurre l'impatto determinato dal fuori servizio di ampie porzioni di RTN per cause eccezionali. Tali meccanismi devono essere caratterizzati da fattibilità tecnica, sostenibilità economico-finanziaria, tempi di attuazione ragionevoli e, per quanto possibile, coordinamento con analoghi interventi sviluppabili per le reti di distribuzione.

Spunti per la consultazione

S15. Osservazioni sulle ipotesi di intervento in materia di qualità del servizio di trasmissione.