

DELIBERAZIONE 23 DICEMBRE 2015
654/2015/R/EEL

**REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA
DELL'ENERGIA ELETTRICA, PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2016-2023**

**L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO**

Nella riunione del 23 dicembre 2015

VISTI:

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: direttiva 2009/72);
- la direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 (di seguito: direttiva 2014/94);
- il Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento 714/2009);
- il Regolamento (UE) n. 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio del 17 aprile 2013;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, come convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la legge 28 giugno 2012, n. 92 (di seguito: legge 92/12);
- il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, come convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134;
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito: decreto-legge 91/14);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, 25 giugno 1999, come successivamente integrato;

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 8 agosto 2014 (di seguito: decreto 8 agosto 2014);
- le Direttive smart meter di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificata e integrata (di seguito: Direttive smart meter);
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2010, ARG/elt 67/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 67/10);
- la deliberazione dell'Autorità 11 giugno 2010, ARG/elt 87/10 (di seguito: deliberazione 87/10);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11 (di seguito: deliberazione 199/11);
- l'Allegato A alla deliberazione 199/11, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015, come successivamente modificato e integrato (TIT 2012-2015);
- l'Allegato B alla deliberazione 199/11, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il periodo 2012-2015, come successivamente modificato e integrato (TIME 2012-2015);
- l'Allegato C alla deliberazione 199/11, recante il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, come successivamente modificato e integrato (TIC 2012-2015);
- l'Allegato A alla deliberazione 16 febbraio 2012, 46/2012/R/eel, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per la regolamentazione delle cooperative elettriche, come successivamente modificato e integrato (TICOOP);
- deliberazione 19 luglio 2012, 294/2012/R/eel (di seguito: deliberazione 294//2012/R/eel);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali (TIV) in vigore dall'1 ottobre 2015, come da ultimo modificato dalla deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2015, 454/2015/R/eel;
- il 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);
- il Testo integrato delle connessioni attive (TICA), come da ultimo modificato con deliberazione dell'Autorità 2 novembre 2015, 558/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 40/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 43/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 66/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 2 maggio 2013, 180/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 180/2013/R/eel);

- la deliberazione dell'Autorità 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 204/2013/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 maggio 2014, 231/2014/R/com e il relativo Allegato A, recante il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione contabile (unbundling contabile) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di comunicazione (TIUC);
- la deliberazione dell'Autorità 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas e il relativo Allegato A, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019, come successivamente modificato e integrato (RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr (di seguito: deliberazione 412/2014/R/efr);
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 446/2014/R/com;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2014, 447/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 447/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 9 ottobre 2014, 486/2014/R/com (di seguito: deliberazione 486/2014/R/com);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2014, 595/2014/R/eel e il relativo Allegato A, recante la Regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta;
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com (di seguito: deliberazione 597/2014/R/com);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2014, 610/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 610/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2014, 654/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 654/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2014, 667/2014/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 22 gennaio 2015, 11/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 11/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 29 maggio 2015, 251/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 251/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 268/2015/R/eel) e i relativi allegati, recanti il Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (di seguito: CADE);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2015, 413/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 29 ottobre 2015, 517/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 517/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel e i relativi allegati;
- la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel, recante la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici (di seguito: deliberazione 582/2015/R/eel);

- la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com (di seguito: deliberazione 583/2015/R/com) e il relativo allegato A, recante i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC);
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2015, 609/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 609/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 644/2015/E/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel, recante il Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2023 (di seguito: deliberazione 646/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel, recante il Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo 2016-2023 (di seguito: deliberazione 653/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel (di seguito: documento 5/2015/R/eel);
- documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel (di seguito: documento 48/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 29 maggio 2015, 255/2015/R/eel (di seguito: documento 255/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 9 luglio 2015, 335/2015/R/eel (di seguito: documento 335/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 6 agosto 2015, 415/2015/R/eel (di seguito: documento 415/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 24 settembre 2015, 446/2015/R/eel (di seguito: documento 446/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 1 ottobre 2015, 464/2015/R/eel (di seguito: documento 464/2015/R/eel);
- il documento per la consultazione 17 novembre 2015, 544/2015/R/eel, (di seguito: documento 544/2015/R/eel);
- il codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete, di cui al DPCM 11 maggio 2004 verificato positivamente dall'Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 1, comma 1, della legge 481/95 prevede che l'Autorità persegua la finalità di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati del Governo; e che il sistema tariffario debba altresì 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;

- l'articolo 2, comma 12, lettera d), della legge 481/95 prevede che l'Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della legge 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 di cui ai commi 17, 18 e 19 del medesimo articolo 2, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio, l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di carattere sociale, tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse di cui all'articolo 1, comma 1, della medesima legge 481/95, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio;
- la Commissione Europea, nella comunicazione COM(2010)677, ricorda che i settori delle infrastrutture elettriche e del gas in Europa sono settori regolamentati, il cui modello economico è basato sulle tariffe regolamentate pagate dagli utenti che consentono di recuperare gli investimenti realizzati (principio "chi usa paga") e indica che questo dovrebbe rimanere il principio fondamentale anche in futuro;
- l'articolo 14 del Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica prevede che i corrispettivi applicati dai gestori della rete per l'accesso alla rete siano trasparenti, tengano conto della necessità di garantire la sicurezza della rete e riconoscano i costi effettivi sostenuti, purché questi corrispondano a quelli di un gestore di rete efficiente e comparabile dal punto di vista strutturale, e siano stati applicati in modo non discriminatorio.

CONSIDERATO CHE:

- con il *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, l'Autorità ha indicato che ritiene strategico e prioritario definire il quinto periodo o nuovo periodo regolatorio (di seguito anche richiamato come: NPR) per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (di seguito anche "servizi infrastrutturali del settore elettrico") secondo principi di accresciuta selettività degli investimenti, con particolare attenzione alla regolazione della qualità del servizio, per realizzare l'obiettivo di livelli omogenei di durata delle interruzioni tra ambiti di pari densità territoriale;
- il medesimo *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, nell'ambito del macro-obiettivo riguardante la responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali, individua due obiettivi strategici, ovvero quello della "*Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero*" (OS.5) e "*Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali*" (OS.6).

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 483/2014/R/EEL, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e di qualità per l'erogazione dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e di condizioni tecnico-economiche per

l'erogazione del servizio di connessione, durante il NPR, decorrente dall'1 gennaio 2016;

- la medesima deliberazione 483/2014/R/EEL prevede che, nella formazione dei provvedimenti, vengano tenuti in considerazione gli sviluppi connessi al procedimento avviato con deliberazione 412/2014/R/EFR, in cui è stato riunito il procedimento avviato con la deliberazione 204/2013/R/EEL in materia di riforma delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, per le utenze domestiche in bassa tensione, nonché del procedimento avviato con la deliberazione 447/2014/R/EEL per l'adozione di provvedimenti ai fini dell'attuazione del decreto-legge 91/14, in tema di riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione;
- nell'ambito del richiamato procedimento in materia di riforma delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema, per le utenze domestiche in bassa tensione è stata adottata la deliberazione 582/2015/R/EEL che implementa la citata riforma;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL sono stati pubblicati:
 - a. il documento 5/2015/R/EEL, con finalità di inquadramento generale, nel quale sono state esposte le principali linee di intervento per il NPR;
 - b. in relazione alla regolazione della qualità del servizio per i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - il documento 48/2015/R/EEL, contenente approfondimenti tecnici;
 - il documento 415/2015/R/EEL, recante gli orientamenti finali dell'Autorità in materia;
 - c. in relazione alla promozione selettiva degli investimenti:
 - il documento 255/2015/R/EEL, in materia di investimenti nei sistemi innovativi per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
 - il documento 464/2015/R/EEL, recante gli orientamenti iniziali in merito agli investimenti di sviluppo della rete di trasmissione dell'energia elettrica;
 - il documento 544/2015/R/EEL, con gli orientamenti finali su tali tematiche;
 - d. in relazione alla regolazione tariffaria dei servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - il documento 335/2015/R/EEL, recante i primi orientamenti relativi ai criteri per la determinazione del costo riconosciuto, per la fissazione dei livelli tariffari iniziali e dei successivi aggiornamenti;
 - il documento 446/2015/R/EEL, avente ad oggetto i criteri per la definizione delle tariffe;
 - il documento 544/2015/R/EEL, con gli orientamenti finali dell'Autorità in materia.

- nell'ambito del suddetto procedimento si sono svolti incontri tematici con i principali *stakeholder*;
- con le deliberazioni 646/2015/R/EEL e 653/2015/R/EEL sono approvate le disposizioni per la regolazione della qualità dei servizi infrastrutturali del settore elettrico per il NPR e sono definiti i meccanismi di incentivazione allo sviluppo infrastrutturale basati su criteri *output based* per il NPR.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla durata del NPR:
 - a. nei documenti 5/2015/R/EEL e 335/2015/R/EEL l'Autorità ha ipotizzato di estendere la durata del periodo di regolazione ad almeno sei anni (2016 – 2021), prevedendo l'introduzione, nella seconda metà del NPR, di logiche di riconoscimento dei costi fondate sulla spesa totale (approccio *totex*);
 - b. nel documento 446/2015/R/EEL, anche a seguito delle osservazioni presentate da alcuni operatori nelle precedenti fasi di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'opportunità di estendere il NPR a otto anni (2016-2023), suddividendo il periodo di regolazione in due *semi*-periodi, individuati come NPR1 (2016-2019) ed NPR2 (2020-2023), ciascuno dei quali avente durata quadriennale;
 - c. l'ipotesi di cui in *sub b*, è stata ampiamente condivisa dai partecipanti alla consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione ai criteri generali di regolazione tariffaria:
 - a. nel documento 544/2015/R/EEL, l'Autorità:
 - ha ipotizzato di seguire nel NPR1 un approccio analogo a quello utilizzato nei precedenti periodi di regolazione, prevedendo, per il riconoscimento dei costi operativi, schemi di regolazione soggetti a obiettivi di efficientamento pluriennale e, per il riconoscimento dei costi di capitale, schemi di regolazione del tipo *rate-of-return*, con adeguamento annuale del capitale investito netto in funzione delle dinamiche di investimento/disinvestimento;
 - ha confermato il proprio orientamento volto a sviluppare l'attuale approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio *totex*); alla luce delle osservazioni presentate nel corso della consultazione ha altresì ipotizzato, anche a fronte del futuro avvicendamento della presente Consiliatura dell'Autorità, di rinviarne l'applicazione a decorrere dall'anno 2020, al fine di prevedere un orizzonte temporale che consenta da un lato di approfondire i metodi e le soluzioni applicative per lo sviluppo del nuovo approccio *totex*, e, dall'altro, di valutare e porre in essere gli

- interventi organizzativi e i necessari potenziamenti degli Uffici dell'Autorità;
- b. i due approcci sequenziali sono stati nella sostanza condivisi da quanti hanno partecipato alla consultazione.
- in relazione all'allocazione dei costi alle diverse tipologie di utenza:
 - a. nel documento 5/2015/R/EEL l'Autorità ha prospettato nel corso dell'anno 2016 la pubblicazione di specifici documenti per la consultazione relativi alla revisione della regolazione 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 NPR;
 - b. nell'ambito delle risposte alla consultazione l'approccio proposto è risultato generalmente condiviso.

CONSIDERATO CHE:

- in relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - a. nel documento 544/2015/R/EEL, tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di operare in sostanziale analogia con i precedenti periodi di regolazione e, in particolare:
 - di prendere a riferimento, per la fissazione dei costi operativi, i costi effettivi desumibili dai conti annuali separati relativi al più recente bilancio disponibile, ossia l'anno 2014;
 - di escludere dai costi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio, i costi di pubblicità e di *marketing*);
 - di escludere dai costi riconosciuti ai fini tariffari le poste relative agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore elettrico, in coerenza con le disposizioni dell'articolo 27 del decreto-legge 91/14;
 - di procedere al riconoscimento di una quota, di natura ricorrente, dei costi relativi all'incentivazione all'esodo dei dipendenti, anche alla luce di quanto previsto dalla legge 92/12, riservandosi di valutare i limiti di ammissibilità e comunque in misura non superiore al 50%-70% dell'utilizzo del fondo alimentato dagli accantonamenti effettuati dalle imprese;
 - di confermare l'ipotesi di prevedere una simmetrica ripartizione tra imprese e utenti dei maggiori recuperi di produttività conseguiti dalle imprese nel corso del quarto periodo o vecchio periodo di regolazione (di seguito anche VPR); di riservarsi di valutare, in

alternativa, l'ipotesi di disporre un trasferimento in tempi più brevi agli utenti dei suddetti recuperi di produttività, comunque con una percentuale di *sharing* non superiore al 75%, mantenendo invariato il valore attuale netto dei benefici lasciati in capo alle imprese mediante un allungamento dei tempi di recupero delle quote residue lasciate in capo all'impresa;

- di prevedere, nel caso in cui il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, che il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno; e di riservarsi comunque, di compiere specifiche verifiche e approfondimenti per analizzare le cause dell'incremento del costo effettivo rispetto al costo riconosciuto;
- b. nell'ambito delle risposte alla consultazione di cui in *sub* a, rispetto a quanto prospettato nel documento 544/2015/R/EEL, è stato osservato quanto segue:
- in via generale che, nel rispetto del principio dell'aderenza della tariffa ai costi, sancito dalla direttiva 2009/72, dovrebbero essere riconosciuti tutti i costi operativi attinenti alla gestione caratteristica;
 - che l'ipotesi di escludere alcune tipologie di costo (in particolare i costi per assicurazioni, risarcimenti e contenziosi), sulla base della considerazione che la loro copertura sarebbe implicitamente garantita nei meccanismi di regolazione, sarebbe in contrasto con il principio di aderenza della tariffa ai costi (sancito dalla direttiva 2009/72);
 - in particolare, che l'assunzione di costi assicurativi da parte degli operatori risponderebbe a un principio di diligenza nella gestione aziendale; inoltre, qualora i gestori di rete decidessero di limitare le proprie coperture assicurative a quelle previste obbligatoriamente dalla legge, si troverebbero, nel caso in cui si verificassero eventi imprevedibili, a sostenere costi ingenti che, secondo il principio di copertura dei costi e di salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese, dovrebbero comunque essere coperti dal sistema tariffario;
 - che alcune tipologie di costo, quali quelle per i costi per assicurazioni, risarcimenti e contenzioso, in quanto tipiche e ricorrenti, non potrebbero essere coperte dal parametro β che invece esprime il rischio strutturale e non diversificabile del settore e, dunque, terrebbe conto esclusivamente di rischi imprevedibili ed eccezionali; è stato peraltro evidenziato che non troverebbe fondamento né nella teoria finanziaria, né nei precedenti regolatori, l'affermazione secondo cui il parametro β possa sopperire al mancato

- riconoscimento di costi tipici e ricorrenti; è stato inoltre osservato che il parametro β , essendo definito sulla scorta di dati di un *panel* di società comparabili che tipicamente gestiscono la propria attività caratteristica facendo ricorso alle coperture assicurative, rifletterebbe una rischiosità mitigata proprio dal ricorso alle coperture assicurative;
- che i costi legati all'incentivazione all'esodo dei dipendenti dovrebbero essere calcolati su analisi che tengano conto non solo dei costi sostenuti dagli operatori nell'anno di riferimento, ma anche di quelli sostenuti negli anni immediatamente precedenti, nonché di quelli già programmati per gli anni successivi; inoltre è stato evidenziato che la quota relativa al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata dovrebbe essere riconosciuta per intero, mentre sulla quota di vero e proprio incentivo sarebbe ammissibile un riconoscimento parziale;
 - che dovrebbero essere considerati in modo adeguato gli oneri per crediti inesigibili e quelli connessi al sistema di garanzie previste dal CADE; in particolare, dovrebbe essere definita una procedura specifica per il riconoscimento di tali oneri, ad esempio prevedendo un meccanismo di integrazione dei costi per le ipotesi in cui il distributore, nonostante tutte le azioni poste in essere, non possa recuperare il proprio credito; con riferimento a tale rilievo critico, è bene rilevare da subito che esso trova adeguata risposta in quanto "considerato" dall'Autorità nell'ambito della deliberazione 609/2015/R/EEL (secondo gruppo di considerata, terzo punto);
 - in relazione alle ipotesi di *sharing* dei recuperi di produttività conseguiti nel VPR è stata indicata una preferenza per una ripartizione simmetrica tra utenti e imprese (50%-50%), come ormai è prassi consolidata;
- sempre con riferimento alla fissazione dei livelli iniziali dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL:
 - in un'ottica di semplificazione amministrativa, ha prospettato l'ipotesi di aggregare i costi delle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e delle attività di commercializzazione del servizio; ciò, in considerazione sia dell'esiguo valore del costo riconosciuto a copertura dei costi di commercializzazione, sia delle prospettive di evoluzione del mercato *retail*, alla luce del previsto processo di superamento del regime di tutela;
 - al fine di favorire l'aggregazione delle imprese di minore dimensione, per non trasferire sui clienti finali inefficienze legate alla ridotta dimensione dell'impresa, ha ipotizzato di condurre una serie di analisi sui costi del servizio basate sui dati delle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo; i risultati

- di tali analisi dovrebbero essere applicati anche alle imprese di dimensione inferiore, tenendo peraltro conto dei coefficienti correttivi, definiti nel terzo periodo regolatorio (2008-2011) e già utilizzati nel corso del VPR, che riflettono gli effetti delle variabili esogene che non sono sotto il controllo dell'impresa, quali la densità di utenza o le caratteristiche del territorio servito;
- di confermare il criterio secondo cui la quota del 20% dei contributi privati a preventivo a copertura delle spese generali è portata in deduzione dei costi operativi;
- b. nell'ambito della medesima consultazione:
- è stata giudicata favorevolmente l'ipotesi di aggregare i costi delle attività connesse alla gestione delle infrastrutture di rete e le attività di commercializzazione;
 - in relazione all'ipotesi prospettata in materia di determinazione del costo riconosciuto per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo, è stata segnalata l'esigenza di svolgere ulteriori approfondimenti e un confronto con le imprese;
- in relazione ai criteri di aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - a. nel documento 544/2015/R/EEL, l'Autorità ha ipotizzato:
 - di applicare il meccanismo del *price-cap*, tenendo conto di modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;
 - di prevedere che ai fini dell'ammissibilità delle istanze per la modifica dei costi riconosciuti di cui al punto precedente sia necessario presentare evidenze contabili prodotte nel rispetto di una tracciatura contabile *ex-ante*, che consentano di dimostrare l'inerenza dei costi all'attività regolata;
 - di confermare l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, il cui beneficio viene lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del citato meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze;
 - in relazione al tema della restituzione a clienti finali dei recuperi di produttività, nell'ipotesi di ripartizione simmetrica (50%-50%), di confermarne i termini di restituzione definiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio, e di prevedere che i recuperi di produttività conseguiti nel corso del VPR (2012-2014) siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, ovvero entro la fine dell'anno 2019;
 - sempre in relazione alle tempistiche di restituzione ai clienti finali dei recuperi di produttività conseguiti nel VPR, nella richiamata ipotesi di non simmetrica ripartizione (75%-25%), di prevedere che tali

recuperi di produttività siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR2;

- b. nell'ambito della consultazione è stato altresì segnalato che l'ipotesi di restituzione ai clienti finali delle quote dei recuperi di produttività conseguiti nel VPR in quattro anni sarebbe peggiorativa rispetto a quanto prospettato in precedenza, mentre risulterebbe preferibile un orizzonte di restituzione di otto anni; sul punto uno dei partecipanti alla consultazione ha osservato che risulterebbe preferibile, al più, in ottica di stabilità regolatoria, l'ipotesi di trasferire interamente i recuperi ai clienti finali entro il 2019, ma con una ripartizione simmetrica tra utenti e imprese (50%-50%).

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 597/2014/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per una revisione complessiva delle modalità di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito ai fini regolatori determinato come *weighted average cost of capital* (di seguito: WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, prevedendo che tale revisione conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi infrastrutturali 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 di capitale proprio e capitale di debito impiegato per la ponderazione (*gearing*);
- in esito al procedimento 597/2014/R/COM, con la deliberazione 583/2015/R/COM l'Autorità ha fissato i livelli dei parametri base per la determinazione del WACC e ha fissato il livello di *gearing* per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il triennio 2016-2018;
- in relazione alla determinazione livello del parametro β , rilevante per la determinazione del WACC, fermo restando che tale determinazione non può essere condotta secondo metodologie rigide, ma deve comunque tener conto delle condizioni complessive di assetto della regolazione e dell'evoluzione del medesimo:
 - a. nel documento 544/2015/R/EEL l'Autorità ha ipotizzato:
 - di fondare la stima con riferimento a:
 - dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato (almeno AA, secondo la classificazione S&P);
 - dati storici giornalieri relativi a orizzonti temporali almeno biennali;
 - dati relativi a imprese quotate che svolgano attività regolate nei settori di interesse, ancorché in modo non esclusivo;
 - relazioni tra β *levered* e β *unlevered* mediante la formula di Modigliani-Miller in una versione semplificata che non considera il β del debito, in continuità di metodo con i precedenti periodi regolatori;
 - di calcolare i β rispetto a indici nazionali e rispetto all'Eurostoxx 600 su orizzonti biennali e quinquennali, al fine di verificare la

- robustezza della stima e di fare confronti con stime del parametro β relative a imprese attive in altri Paesi europei e con stime del medesimo parametro relative a imprese italiane del settore elettrico;
- di stimare un livello base del parametro β associato a esposizioni contenute al rischio domanda e di ritenere plausibile un *range* di valori del β *unlevered* compreso tra 0,33 e 0,35 per il servizio di trasmissione e compreso tra 0,36 e 0,39 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - b. nell'ambito della consultazione è stato segnalato dai rispondenti che l'ipotesi di determinazione del parametro β risulterebbe discrezionale e non giustificata dalle evidenze empiriche e dalle valutazioni sul contesto di rischio generale dell'attività; in particolare, non risulterebbe condivisa l'ipotesi di fare riferimento a una finestra di osservazione dei dati riferita a periodi di durata quinquennale ed è stata segnalata l'esigenza di tenere conto anche del β *adjusted*;
 - c. come indicato nella parte di motivazione della deliberazione 609/2015/R/EEL per la copertura dei costi connessi al verificarsi di situazioni eccezionali di morosità si può rendere necessaria l'adozione di misure specifiche, eventualmente mutuando le soluzioni individuate per i servizi di ultima istanza; ciò ovviamente a condizione che l'impresa distributrice dimostri di aver tenuto comportamenti efficienti nella gestione del credito, ponendo in essere, con la dovuta diligenza, tutte le possibili azioni di tutela che gli strumenti a disposizione, compresi quelli contrattuali e regolatori, le consentono;
- con riferimento ai criteri generali per la determinazione del livello del capitale investito nel NPR1:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, anche tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione:
 - ha reso noto di essere orientata a confermare la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari, in particolare il criterio del costo storico rivalutato per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette;
 - ha prospettato di modificare i criteri di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti, sostituendo al precedente criterio fondato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuta ai nuovi investimenti (dell'anno $t-2$) l'ipotesi di riconoscere nella base di capitale (c.d. RAB) anche gli investimenti realizzati nell'anno $t-1$, valutati sulla base di dati pre-consuntivi, prevedendo in particolare:
 - l'ipotesi di determinare una posta rettificativa del valore dei costi riconosciuti di competenza dell'anno t che sarà considerata ai fini della determinazione dei livelli tariffari relativi all'anno $t+1$ per il servizio di trasmissione, valutando la contestuale introduzione di un meccanismo di incentivazione alla corretta

stima dei valori di pre-consuntivo dei costi di investimento che potrebbe sostanziarsi in penali automatiche con una soglia di tolleranza che si reputa ragionevole fissare al 5%;

- l'ipotesi di valorizzare i nuovi investimenti dell'anno $t-1$ sulla base di dati di pre-consuntivo ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie e sulla base di dati consuntivi ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento definitive, per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, sull'esempio della regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale in vigore nel quarto periodo di regolazione;
 - in relazione alle esigenze di neutralità della regolazione sulle scelte delle imprese (in particolare tra le scelte di tipo *make or buy*), ha valutato la possibilità di accorpate, con riferimento al servizio di distribuzione, alcune tipologie di cespiti quali attrezzature, mezzi di trasporto, mobili arredi e macchine d'ufficio, in relazione alle quali, in ragione della sostituibilità di tali cespiti con prestazioni di servizio (per esempio, nel caso dei mezzi di trasporto l'impresa può scegliere tra l'acquisto dei mezzi e il noleggio), emerge l'esigenza di un approccio coerente con quello adottato per la determinazione del costo operativo riconosciuto, al fine di evitare distorsioni nelle scelte delle imprese;
 - al fine di incentivare i gestori di rete ad ottenere l'erogazione di contributi pubblici per il finanziamento delle opere infrastrutturali, l'Autorità, con l'obiettivo di contemperare l'esigenza di trasferire ai consumatori elettrici eventuali benefici derivanti dall'ottenimento del contributo e di mantenere contestualmente l'interesse del gestore a percepire detti contributi, ha ipotizzato di definire una regola generale che dia lo stesso livello di incentivo al variare del periodo di degrado dei contributi tra servizi regolati, individuando una quota massima del valore del contributo che non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento;
 - ha confermato l'orientamento di determinare il capitale circolante netto in via parametrica in funzione del valore delle immobilizzazioni nette (escluse le immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data), prevedendo tuttavia l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione, alla luce dei dati emersi dalle analisi relative ai principali gestori di rete;
- b. nell'ambito della consultazione:
- rispetto alle ipotesi di compensazione del *lag* regolatorio è stata segnalata dagli operatori l'esigenza di riconoscere, nel primo anno in cui viene riconosciuta la remunerazione del capitale investito, anche la quota annua di ammortamento dei cespiti entrati in esercizio nell'anno $t-1$;
 - l'ipotesi di accorpamento delle tipologie di cespiti è risultata sostanzialmente condivisa;

- l'ipotesi di incentivo all'ottenimento di contributi pubblici, dove disponibili, è stato ritenuto non pienamente efficace rispetto all'obiettivo;
- rispetto all'ipotesi di revisione delle modalità di determinazione del livello di capitale circolante riconosciuto, il gestore del sistema di trasmissione ha segnalato che l'ipotesi, formulata nel documento 544/2015/R/EEL, risulterebbe particolarmente penalizzante, in quanto oltre alla riduzione della percentuale forfetaria di riconoscimento, comporterebbe anche una riduzione della base a cui tale percentuale sarebbe applicata per effetto del diverso trattamento ipotizzato in relazione ai lavori in corso;
- con riferimento ai criteri generali per la determinazione del livello degli ammortamenti riconosciuti nel NPR1:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, in relazione alla revisione delle vite utili, dando seguito a gran parte di quanto è emerso in consultazione, ha indicato l'orientamento verso un approccio più selettivo rispetto a quanto indicato nel documento 335/2015/R/EEL, in particolare valutando, da un lato, di non modificare le vite utili delle tipologie di cespiti che più dovrebbero essere interessate dai processi di innovazione in logica *smart power system*, dall'altro - per le tipologie di cespiti relative a stazioni elettriche e cabine primarie, linee di alta e altissima tensione, linee di media e bassa tensione, prese utenti, cabine secondarie, sezioni MT e centri satellite, trasformatori cabine secondarie - di escludere i cespiti trattati parametricamente (investimenti ante 2004 per il servizio di trasmissione e investimenti ante 2008 per le reti in media e bassa tensione del servizio di distribuzione) che corrispondono ai cespiti con maggiore anzianità;
 - b. le ipotesi di revisione delle vite utili prospettate nel documento 544/2015/R/EEL sono state giudicate negativamente dagli operatori, che hanno sottolineato che si tratterebbe di un intervento che porterebbe a una rilevante riduzione dei flussi di autofinanziamento delle imprese, suggerendo, in ogni caso, di limitare l'impatto della modifica ai soli investimenti futuri e fornendo specifiche controdeduzioni di natura tecnica soprattutto in relazione alle peculiarità degli investimenti relativi alle stazioni elettriche;
- con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, ha ipotizzato, anche nella prospettiva di favorire aggregazioni tra le imprese di piccole dimensioni:
 - di adottare, per le imprese che servano oltre 100.000 punti di prelievo, un regime di calcolo puntuale, fondato sui dati propri di ciascuna impresa, con modalità del tutto analoghe a quelle previste nel VPR;
 - di offrire alle imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo la possibilità di scegliere tra il regime di calcolo puntuale previsto le imprese di maggiori dimensioni, con accesso prioritario per le

imprese che già abbiano ottenuto il riconoscimento della perequazione specifica aziendale, e un regime parametrico, fondato su livelli di riconoscimento unitario dei costi per punto di prelievo calcolate sul valore aggregato degli investimenti effettuati dalle imprese di dimensioni medio-piccole, determinato per classi omogenee di imprese in funzione della densità dell'utenza servita, in linea di massima calcolata come rapporto tra numero di utenti serviti per km di rete;

- nel caso in cui imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo optino per il regime di calcolo puntuale, di confermare la partecipazione obbligatoria a meccanismi di verifica annuale dei seguenti indicatori:
 - durata regolata delle interruzioni senza preavviso lunghe di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore o uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa;
 - numero regolato delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità dell'impresa distributrice e attribuibili a cause esterne, su base annuale, inferiore uguale ai livelli obiettivo applicabili per l'impresa;
 - totalità degli utenti MT serviti con livelli effettivi di continuità non peggiori degli *standard* sul numero massimo annuo di interruzioni lunghe o brevi di responsabilità dell'impresa distributrice;
 - totalità delle prestazioni commerciali per clienti finali e/o produttori BT e MT effettuate entro i tempi massimi previsti dalla regolazione della qualità commerciale, esclusi i casi al di fuori della responsabilità dell'impresa distributrice;
- nel caso di imprese che servano meno di 5.000 punti di prelievo che richiedano di accedere al regime di calcolo puntuale, di prevedere anche l'obbligo di provvedere anche alla registrazione vocale delle chiamate per richieste di pronto intervento;
- di prevedere:
 - che siano effettuati controlli specifici presso le imprese che accederanno al regime di calcolo puntuale al fine di verificare la corretta attuazione della regolazione in materia di qualità del servizio nonché la veridicità dei dati comunicati all'Autorità;
 - che le imprese che non rispetteranno i livelli di qualità sopra descritti, o che invieranno all'Autorità informazioni insufficienti o inconsistenti o comunque non idonee a verificare i suddetti requisiti, a partire dall'anno successivo a quello in cui si verifica la violazione e per la restante parte del NPR1, siano escluse dal regime di calcolo puntuale ed inserite d'ufficio nel regime parametrico di determinazione del costo di capitale;

- b. nell'ambito della consultazione è stato segnalato che l'accesso al regime individuale di riconoscimento dei costi di investimento nel comparto della distribuzione risulterebbe una opzione solamente teorica per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, essendo difficile, se non addirittura impossibile, il rispetto dei requisiti di qualità richiesti;
- con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica per la determinazione dei ricavi di riferimento nel NPR1:
 - a. in relazione al procedimento avviato con deliberazione 11/2015/R/EEL per la valorizzazione delle reti elettriche di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A. (di seguito: FSI) oggetto di inserimento nell'ambito della RTN e potenziale acquisizione da parte del gestore del sistema di trasmissione, con la deliberazione 517/2015/R/EEL l'Autorità ha previsto che il riconoscimento tariffario della remunerazione del capitale investito netto relativo a tali suddetti *asset*, nonché delle relative quote di ammortamento, avvenga successivamente al perfezionamento dell'acquisizione dei suddetti *asset* da parte del gestore del sistema di trasmissione nazionale, secondo le tempistiche della regolazione vigente all'atto della finalizzazione dell'acquisto degli *asset*, ossia che in caso di acquisizione nel corso dell'anno 2015 la remunerazione del capitale investito avvenga a partire dall'anno tariffario 2017;
 - b. con la deliberazione 251/2015/R/EEL l'Autorità ha disposto il riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti agli investimenti I=3 esistenti al 31 dicembre 2014, a valere sulle tariffe di trasmissione relative all'anno 2016; e che, nel 2014, gli interventi n. 1 "Interconnessione HVDC Italia - Balcani" e n. 12 "Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova" risultavano, ai sensi della deliberazione 654/2014/R/EEL, sospesi provvisoriamente dal trattamento incentivante; e che, ad oggi, non risulta ancora conclusa l'attività istruttoria finalizzata a disporre la nuova inclusione di tali interventi nel perimetro I=3 o la loro definitiva esclusione;
 - c. con riferimento all'intervento n. 4 "Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi" di cui alla Tabella 1 allegata alla deliberazione 40/2013/R/EEL, data la situazione di eccezionalità dovuta al sequestro giudiziario del sostegno n. 40 dell'elettrodotto aereo 380 kV "Sorgente – Villafranca" disposto dal Tribunale di Messina, l'Autorità ha rimandato la determinazione della data obiettivo dell'intervento a valle della pronuncia della Corte di Cassazione; e che tale intervento continua a risultare strategico per la dinamica del mercato elettrico nel Sud del Paese;
 - d. nel documento 544/2015/R/EEL l'Autorità:
 - ha confermato l'ipotesi di escludere le immobilizzazioni in corso (LIC) dal valore del capitale investito riconosciuto relativo all'attività di trasmissione, ferma restando la possibilità di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che potranno essere riconosciuti in tariffa ad integrazione del relativo incremento

patrimoniale, in via parametrica nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa e applicando un tasso pari al livello del costo del debito come determinato in esito al procedimento avviato con la deliberazione 597/2014/R/COM;

- al fine di garantire gradualità nell'applicazione del nuovo criterio di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso indicato nel punto precedente, nel medesimo documento 544/2015/R/EEL ha ipotizzato di introdurre una clausola di salvaguardia, riconoscendo, nel periodo NPR1, la remunerazione esclusivamente con riferimento alle immobilizzazioni in corso iscritte a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti, escludendo i relativi eventuali oneri finanziari capitalizzati al fine di evitare il doppio riconoscimento dei medesimi costi;
- e. nell'ambito della consultazione il gestore del sistema di trasmissione nazionale ha segnalato che:
 - la clausola di salvaguardia relativa alla remunerazione dello *stock* di lavori in corso esistente al 2015 non sarebbe efficace e non garantirebbe la stabilità della regolazione per gli investimenti che sono stati avviati sulla base di un diverso *framework* regolatorio, in particolare:
 - per i LIC *post* 31 dicembre 2015, comporterebbe una remunerazione inadeguata prevedendo solo la capitalizzazione al costo del debito degli oneri finanziari per gli investimenti in corso di realizzazione, mentre il capitale impiegato per la realizzazione di *asset* non ancora entrati in esercizio, da un punto di vista finanziario, avrebbe bisogno di una remunerazione del costo del capitale complessivo (capitale proprio e capitale di debito), al pari degli investimenti già entrati in esercizio;
 - per lo *stock* di LIC al 31 dicembre 2015, non garantirebbe la remunerazione con riferimento agli investimenti che entreranno in esercizio successivamente al 31 dicembre 2019, inclusi gli investimenti classificati come I=3;
 - la soluzione prospettata produrrebbe una variabilità/volatilità della RAB e, conseguentemente, delle tariffe di trasmissione, ogni qualvolta entri in esercizio un nuovo investimento, specialmente con riferimento agli investimenti caratterizzati da una particolare rilevanza economica;
 - la soluzione prospettata, inoltre, si tradurrebbe in una mera penalizzazione con riferimento a tutti gli investimenti, non solo quelli per i quali si siano registrati ritardi nell'entrata in servizio, e non sarebbe pertanto efficace rispetto all'obiettivo di accelerare l'entrata in servizio degli investimenti;
 - sarebbe più opportuno prevedere, al più, il mantenimento dell'integrale remunerazione dei LIC a WACC base;

- f. il gestore del sistema di trasmissione, con lettera 10 dicembre 2015, ha comunicato che, ai fini della determinazione delle tariffe di trasmissione 2016, rilevano le acquisizioni intervenute nel corso dell'anno 2014 relative alla società Brulli Trasmissione, le cui infrastrutture già appartengono alla RTN ma il relativo costo non è mai stato comunicato ai fini delle determinazioni tariffarie, e della linea a 380 kV "Larino – Termoli Centrale" e della sezione a 380 kV della SE "Termoli Centrale", infrastrutture divenute RTN con decreto ministeriale 8 agosto 2014, in esito all'acquisizione da parte di Terna;
- g. con comunicazione del 14 dicembre 2015 (prot. Autorità A/37014 del 14 dicembre 2015), la società Terna ha comunicato l'avvenuta sottoscrizione del contratto di acquisizione delle infrastrutture elettriche in alta tensione di proprietà di FSI S.p.A.;
- h. sono tuttora in corso le sperimentazioni dei sistemi di accumulo, sia di tipo *energy* che di tipo *power*, autorizzate con le deliberazioni 66/2013/R/EEL e 43/2013/R/EEL;
- con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di misura dell'energia elettrica per la determinazione del costo riconosciuto di capitale nel NPR1:
 - a. l'Autorità nel documento 544/2015/R/EEL ha ipotizzato:
 - con riferimento al servizio di misura relativo a punti di prelievo in altissima, alta e media tensione nel NPR, di confermare le modalità di riconoscimento dei costi di capitale adottate nel VPR, basate sul costo storico rivalutato medio nazionale;
 - con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi di capitale relativi a misuratori elettronici di bassa tensione, di riconoscere costi di capitale basati sugli investimenti effettivamente realizzati dalle singole imprese, per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, e di introdurre, per le altre imprese, criteri di riconoscimento parametrici, definiti in base a costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione di una vetustà calcolata in funzione delle scadenze previste dalle *Direttive smart meter*, tenendo in qualche misura in considerazione un certo *lag* rispetto alle scadenze previste, comunque non superiore a quanto previsto per le imprese cooperative ai sensi del TICOOP, riflettendo le diverse tempistiche di implementazione del piano di installazione dei misuratori elettronici delle imprese di dimensione medio-piccola rispetto alla media nazionale;
 - in relazione alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telegestione, di confermare l'approccio di tipo parametrico, in coerenza anche con quanto previsto, in prospettiva, per il servizio di distribuzione del gas, in quanto più efficiente;
 - di confermare l'orientamento a mantenere il meccanismo di integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con i

- misuratori elettronici ai sensi delle *Direttive smart meter* fino al 2027, secondo le medesime modalità già adottate nel VPR;
- b. nell'ambito della consultazione rispetto all'ipotesi di riconoscimento con criteri di riconoscimento parametrici dei costi di capitale per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo è stata segnalata l'esigenza di svolgere opportuni approfondimenti anche mediante il confronto con le imprese;
 - con riferimento ai criteri di aggiornamento annuale dei costi di capitale riconosciuti nel NPR1:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, ha ipotizzato di procedere con criteri e modalità del tutto analoghe a quelle stabilite per il VPR, prevedendo che l'aggiornamento sia effettuato sulla base dei dati di investimento delle singole imprese, nel caso di applicazione del regime di calcolo individuale, ovvero sulla base dei dati di investimento aggregati relativi alle imprese di minori dimensioni alle quali si applica il regime di calcolo parametrico;
 - b. tali ipotesi sono risultate sostanzialmente condivise nell'ambito della consultazione.

CONSIDERATO CHE:

- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, pari alla variazione media registrata dall'indice generale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati esclusi i tabacchi, come rilevato dall'Istat, per il periodo giugno 2014 - maggio 2015, rispetto ai dodici mesi precedenti, è stato accertato nella misura dello -0,11%;
- il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari alla variazione media registrata dall'indice del deflatore degli investimenti fissi lordi, come rilevato dall'Istat e pubblicato nel mese di ottobre 2015, relativo al periodo II trimestre 2014 - I trimestre 2015, rispetto ai quattro trimestri precedenti, è stato accertato nella misura dello 0,20%.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione nel NPR1:
 - a. per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica l'Autorità, nel documento 255/2015/R/EEL, ha illustrato possibili meccanismi di regolazione incentivante di natura *output-based* per promuovere la trasformazione delle reti di distribuzione in sistemi innovativi di distribuzione (*Smart Distribution System*), la cui introduzione accompagna la soppressione dei meccanismi di regolazione incentivante di natura *input-based* vigenti nel quarto periodo regolatorio e rivolti alle imprese distributrici;

- b. per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, l'Autorità, nel documento 464/2015/R/EEL, ha indicato che i meccanismi incentivanti adottati dal 2004, di tipo *input-based*, pur affinati dal 2011 in poi, si sono rivelati una *proxy* piuttosto imprecisa dell'utilità per il sistema, e, sulla base delle evidenze presentate, ha delineato la necessità di innovare e far evolvere la regolazione con nuovi meccanismi che andranno progressivamente a sostituire gli schemi di tipo *input-based*, per il cui superamento sono state prospettate specifiche soluzioni incentivanti transitorie e graduali;
- c. per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, relativamente al meccanismo di accelerazione degli investimenti, l'Autorità ha intenzione di abrogare la deliberazione 87/10;
- d. per i servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti finali in tema di incentivazione degli investimenti nel documento 544/2015/R/EEL;
- e. l'Autorità, nei suddetti documenti, si è attenuta ai seguenti principi:
 - il principio di salvaguardia degli effetti incentivanti già previsti nei precedenti periodi regolatori in cui gli investimenti sono stati completati;
 - il principio di miglioramento della regolazione a ogni periodo regolatorio per perseguire, in questo caso specifico, l'obiettivo strategico OS.6 del *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018* e, in generale, assicurare completa compatibilità degli investimenti pianificati con l'efficienza del sistema e la loro realizzazione secondo criteri di economicità; tali principi costituiscono peraltro un punto fermo nelle decisioni dell'Autorità, anche per altri servizi oggetto di regolazione;
- con riferimento in particolare alla promozione selettiva degli investimenti nella rete di trasmissione nazionale nel NPR1:
 - a. quattro soggetti hanno condiviso il superamento graduale dell'incentivazione di natura *input-based* degli investimenti di trasmissione proposta dall'Autorità; due di questi soggetti hanno specificamente condiviso le limitazioni correlate ai tempi e ai costi; tre di questi soggetti hanno specificamente condiviso o ritenuto accettabile la riduzione dell'*extra-WACC* all'1% per 12 anni;
 - b. il gestore del sistema di trasmissione non ha condiviso la proposta, chiedendo sostanzialmente la continuazione del precedente meccanismo incentivante (2% o 1,5% per 12 anni per le diverse categorie di cespiti), pur accettando alcuni dei vincoli indicati dall'Autorità;
 - c. l'Autorità, nel documento 464/2015/R/EEL, ha indicato fra gli obiettivi specifici per la regolazione l'efficienza degli investimenti di sviluppo della rete;
 - d. nell'ambito della consultazione:
 - sono emerse proposte di più soggetti di applicare un meccanismo correttivo, basato sull'introduzione di un riferimento di *costo*

- standard*, per promuovere l'efficienza degli investimenti oggetto di residua incentivazione *input-based* per un periodo transitorio;
- il gestore del sistema di trasmissione ha indicato che la regolazione vigente nel VPR presenta concettualmente aspetti migliorabili in termini di incentivo all'efficienza e ha ipotizzato la possibilità di determinare il livello del costo *standard* caso per caso;
 - e. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, ha accolto positivamente le osservazioni e le ha compendiate formulando orientamenti finali di dettaglio sull'applicazione di un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza degli investimenti (denominati nel documento 544/15: I=3-NPR1 e I=2-NPR1) oggetto di residua incentivazione per un periodo transitorio;
 - f. nell'ambito della medesima consultazione il gestore del sistema di trasmissione ha proposto di riferire il vincolo previsto dall'Autorità relativo alle autorizzazioni a opere piuttosto che a interventi e di utilizzare termini di completamento delle opere.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento all'ipotesi di introduzione di meccanismi economici per la promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici, nel documento 544/2015/R/EEL l'Autorità, considerando l'efficacia nel complesso limitata degli istituti specifici in vigore nei precedenti periodi di regolazione, ha ipotizzato di introdurre nuovi strumenti di correzione del valore regolatorio degli *asset* fondato su una valutazione parametrica da attivare in sede di aggregazione di più imprese distributrici;
- in merito ai meccanismi di aggregazione consultati, un'impresa distributtrice ha segnalato la necessità di integrare le ipotesi messe in consultazione da parte dell'Autorità al fine di meglio rispondere alle peculiarità del processo di razionalizzazione dell'attività di distribuzione in corso nella provincia autonoma di Trento.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel NPR1:
 - a. l'Autorità, nel documento 544/2015/R/EEL, anche tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione ha ipotizzato:
 - per quanto riguarda la tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, assimilati a punti di interconnessione), l'applicazione di una struttura binomia, con una componente in potenza e una in energia, al fine di rendere maggiormente stabile il flusso dei ricavi del gestore del sistema di trasmissione attribuendo una quota preponderante dei costi

- riconosciuti in potenza, superando al contempo il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 16 del TIT 2012-2015;
- che la quota potenza della tariffa di trasmissione di cui al punto precedente sia determinata utilizzando, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili, considerando flussi di prelievi di energia dalla *RTN* il più possibile stabili nel tempo e pertanto prevedendo che la potenza venga determinata a livello aggregato di cabina primaria, considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla *RTN*;
 - che tale quota potenza sia poi applicata alla media del valore della potenza massima prelevata in ciascun mese con il valore della potenza massima prelevata nel medesimo mese dell'anno precedente, in coerenza con l'orizzonte temporale considerato ai fini della determinazione del *driver* tariffario;
 - di prevedere che la quota energia sia determinata annualmente, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume, sulla base dei volumi di energia di riferimento sulla base degli ultimi 12 mesi consuntivati e di valutare, nel corso del NPR1, l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, come stimati nell'ambito dei piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi, al fine di incentivare il gestore del sistema di trasmissione nazionale a migliorare l'accuratezza e la stima della domanda;
 - di prevedere che il ricavo rinveniente dall'applicazione della quota energia sia pari orientativamente a una quota pari al 5%-10% dei ricavi riconosciuti, livello non eccedente l'onere connesso al riconoscimento della *extra*-remunerazione del capitale investito e alla copertura di una quota dei costi operativi riconosciuti pari ad almeno il 20%, nonché coerente, anche in situazioni di eccezionalità, con il rischio associato all'oscillazione dei volumi lasciato in capo al gestore nel VPR;
 - di prevedere l'introduzione di un riconoscimento aggiuntivo rispetto al valore base del parametro β *unlevered* relativo al servizio di trasmissione che sarà identificato in esito alla consultazione, che in prima analisi si può ipotizzare pari a un incremento del parametro β *unlevered* pari a circa 0,02;
 - di valutare la possibilità che, nella prospettiva di adozione di menù regolatori, il gestore possa accedere ad una articolazione tariffaria differente da quella sopra ipotizzata che preveda una maggiore stabilità del gettito tariffario con riconoscimento del livello base del parametro β ;
 - di confermare struttura e articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali e i meccanismi di perequazione per le imprese distributrici riproponendo, con particolare riferimento all'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di

- trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, meccanismi di perequazione d'acconto con cadenza bimestrale in corso d'anno;
- b. nell'ambito della consultazione, il gestore del sistema di trasmissione nazionale ha lamentato l'inadeguatezza delle proposte dell'Autorità rispetto agli obiettivi perseguiti di efficiente gestione del rischio volume, evidenziando aspetti di eccessiva complicazione tecnico/amministrativa e sostenendo la non congruità del menù regolatorio prospettato;
 - c. per superare i profili di criticità evidenziati nelle suddette osservazioni, il gestore del sistema di trasmissione ha proposto:
 - al fine di garantire una sterilizzazione del rischio volume per la quota parte della componente in potenza, utilizzare quale *driver* per il calcolo del $CTR_{potenza}$ la potenza fisica installata nei punti di interconnessione con la RTN, e applicare il $CTR_{potenza}$ alla potenza installata nei punti di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione come risultante nel mese di fatturazione; in alternativa, di prevedere una totale sovrapposizione tra l'intervallo di riferimento per il calcolo del *driver* e quello considerato ai fini dell'applicazione della componente tariffaria in potenza, oppure un meccanismo di sterilizzazione del rischio volume che consenta di annullare gli effetti della mancata sovrapposizione temporale;
 - di attribuire pesi pari rispettivamente all'85% e al 15% alla quota potenza e alla quota energia, con definizione di una esposizione massima al rischio volume dei ricavi legati al $CTR_{energia}$ pari al 7% (ed una conseguente esposizione massima dei ricavi complessivi del gestore pari all'1%); e di associare invece l'incremento dell'esposizione al rischio volume al 1%, rispetto all'attuale livello dello 0,5%, ad un incremento del parametro β riconosciuto in tariffa, applicando una metodologia chiara, che tenga in considerazione gli impatti di tale proposta sulla rischiosità specifica dell'azienda;
 - della necessità di disporre di un periodo di tempo pari a circa 6 mesi per adeguare i sistemi informativi al fine di poter gestire la fatturazione della componente CTR binomia;
 - con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel NPR1:
 - a. l'Autorità nel documento 544/2015/R/EEL, anche tenendo conto di quanto emerso nella precedente fase di consultazione, ha ipotizzato:
 - di confermare l'impianto dell'attuale sistema tariffario che prevede il disaccoppiamento (*tariff decoupling*) della tariffa effettivamente applicata ai punti di prelievo nella titolarità di clienti finali (c.d. tariffa obbligatoria) rispetto alla tariffa di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi delle imprese distributrici, con conseguente esigenze di perequazione, superando però la distinzione tra tariffe a copertura dei costi delle infrastrutture di rete e tariffe a copertura dei costi di commercializzazione;

- di prevedere che la determinazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie per il NPR1 sia effettuata applicando criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza in continuità con quelli adottati nel precedente periodo di regolazione; e di sviluppare nel NPR1 una revisione sistematica dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza in modo da apportare eventuali revisioni nel NPR2, tenendo conto degli esiti della revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza e della definizione dei criteri di riconoscimento dei costi basati sull'approccio *totex*;
- di prevedere che nel NPR1 la tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione sia monomia con quote fisse, espresse in euro per punto di prelievo, differenziate per livello di tensione e per impresa distributrice;
- di prevedere tariffe di riferimento che riflettano sia i costi relativi alla gestione del servizio di rete sia i costi relativi alla commercializzazione, dando seguito all'ipotesi di superamento della differenziazione dei corrispettivi in funzione della modalità di erogazione del servizio di maggior tutela;
- di prevedere che nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 483/2014/R/EEL siano sviluppate ipotesi di regolazione limitatamente alle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche;
- di mantenere l'attuale struttura delle tariffe obbligatorie per le utenze non domestiche, caratterizzata da corrispettivi differenziati per sotto-tipologie contrattuali individuate come significative in base al livello di potenza impegnata, e di valutare, in relazione all'obiettivo di aumentare la *cost reflectivity* delle tariffe per il servizio di distribuzione, la possibilità di effettuare nel NPR1 l'azzeramento del corrispettivo espresso in centesimi di euro/kWh con contestuale adeguamento dei corrispettivi espressi in quota potenza, in analogia a quanto prospettato per la revisione della struttura delle tariffe applicate alle utenze domestiche;
- di introdurre, in via sperimentale, configurazioni di menù regolatori, con differenziazioni legate alla diversa qualità del servizio offerta e a un diverso grado di rischio, che possano offrire alle imprese distributrici la possibilità di scegliere tra schemi alternativi di determinazione del vincolo ai ricavi a copertura dei costi del servizio di distribuzione, in particolare tra quattro opzioni: *opzione base*, *opzione rischio volume*, *opzione qualità aggiuntiva* e *opzione rischio volume e qualità aggiuntiva*;
- in relazione alle opzioni rischio volume, di approfondire e calibrare in modo opportuno le relazioni rischi-rendimenti anche mediante un confronto con gli operatori, e di conseguenza prevedere che l'introduzione delle *opzioni rischio volume* siano differite rispetto alla scadenza dell'1 gennaio 2016;

- in relazione alle *opzioni qualità addizionale* di prevedere la possibilità per le imprese di aderire ai singoli meccanismi, tenendo conto del carattere sperimentale dei menù e delle cadenze previste per l'entrata in vigore dei diversi meccanismi facoltativi di regolazione della qualità;
 - di confermare, per le imprese distributrici di dimensione medio-piccola (fino a 100.000 punti di prelievo serviti), la possibilità di adottare un menù regolatorio che consenta alle imprese di scegliere tra un regime individuale di riconoscimento dei costi e un regime parametrico, combinati con un diverso grado di obblighi in materia di qualità del servizio in coerenza con quanto prospettato in materia di determinazione del costo riconosciuto;
 - di mantenere i meccanismi di perequazione per le imprese distributrici già attivi nel VPR;
 - di allineare le tempistiche delle perequazioni disciplinate dal TIT con quelle previste nel TIV e nella RTDG per il servizio di distribuzione del gas;
- b. nell'ambito della consultazione è emersa una generale contrarietà all'introduzione di menù regolatori relativi all'attività di distribuzione.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alle tariffe per usi di ricarica di veicoli elettrici:
 - a. come riportato al punto 10.19 del documento 5/2015/R/EEL, *“l'evoluzione della normativa europea in materia di mobilità elettrica inciderà anche sul perimetro degli sviluppi delle reti elettriche di distribuzione”*;
 - b. come ricordato nel documento 446/2015/R/EEL, per quanto riguarda la ricarica in luoghi accessibili al pubblico dei veicoli elettrici, dall'1 gennaio 2011 è in vigore una nuova tariffa, aggiornata trimestralmente, per i servizi di rete e per gli oneri generali relativi ai punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici;
 - c. le infrastrutture di ricarica pubblica dei veicoli elettrici si caratterizzeranno sempre più nel futuro – anche prossimo – come ricarica veloce (con potenza di ricarica per singolo punto superiore ai 22 kW ma prospetticamente superiore ai 50 kW circa, tipicamente in corrente continua);
 - d. la tariffa monomia per i punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico può comunque fungere da strumento di supporto alla diffusione di infrastrutture di ricarica veloce, ove queste siano connesse in bassa tensione attraverso punti dedicati, fermo restando che le medesime infrastrutture possono essere anche collocate all'interno di impianti di utenza connessi alla rete tramite punti di prelievo non dedicati;
 - e. nel documento 446/2015/R/EEL, l'Autorità ha prospettato l'ipotesi di rivedere le proprie disposizioni in tema di ricarica dei veicoli elettrici, alla luce del nuovo quadro ordinamentale della mobilità elettrica e in particolare

del servizio di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, che si andrà definendo anche con il previsto recepimento della direttiva 2014/94/UE nell'ordinamento nazionale e con l'approvazione degli aggiornamenti annuali del Piano nazionale delle infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici (PNIRE) e della normativa tecnica e regolamentare da tale Piano prevista, e che in particolare l'orientamento dell'Autorità per il NPR è quello di:

- mantenere la tariffa monomia per i punti di prelievo in bassa tensione dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico per un massimo di quattro anni (per tutto il NPR1) come misura di supporto allo sviluppo iniziale, per poi rimuovere tale tariffa e prevedere, a regime, che anche a tali punti si applichino le ordinarie tariffe di rete e oneri generali previste per la tipologia di utenza BT altri usi;
 - non dare luogo a tariffe particolari per punti di prelievo alimentati in media tensione, dal momento che i punti di ricarica “veloce”, essendo verosimilmente inseriti in stazioni di rifornimento, non potranno essere alimentati da punti di prelievo dedicati alla ricarica dei veicoli elettrici (in quanto allo stesso punto di prelievo saranno asserviti anche ad altri usi elettrici della stazione di rifornimento);
- con riferimento ai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva:
 - a. nel documento 544/2015/R/EEL l'Autorità:
 - si è orientata a dare attuazione (dall'1 gennaio 2016) alla riforma dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva in media e bassa tensione da parte dei clienti finali non domestici con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, prevista dalla deliberazione 180/2013/R/EEL;
 - in relazione ai prelievi di energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione, ai transiti nei punti di interconnessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di distribuzione, nonché tra i punti di interconnessione tra reti di distribuzione, ha ipotizzato di confermare la regolazione vigente nel VPR;
 - b. in sede di consultazione sono state formulate alcune segnalazioni di necessità di precisazione delle disposizioni di cui alla medesima deliberazione 180/2013/R/EEL, al fine di garantirne l'effettiva applicabilità.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento ai criteri generali di regolazione dei corrispettivi:
 - a. la deliberazione 582/2015/R/EEL ha previsto che:
 - dall'1 gennaio 2017 sia completato il superamento della progressività, rispetto ai volumi di energia elettrica prelevata, dei corrispettivi tariffari applicati ai clienti domestici in bassa tensione a copertura dei costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;

- in occasione della revisione della disciplina in materia di connessione per il periodo regolatorio che inizia l'1 gennaio 2016, a decorrere dal 1 gennaio 2017 venga aumentata la granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata, in modo tale da garantire una maggiore scelta dei clienti finali del livello più adeguato alle proprie esigenze;
- con riferimento al servizio di connessione:
 - a. la deliberazione 582/2015/R/EEL ha previsto che in corrispondenza dell'entrata in vigore delle disposizioni relative all'aumento della granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata, per un periodo di almeno ventiquattro mesi, venga ridotta l'entità, rispetto a quanto attualmente previsto, dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere all'impresa di distribuzione per variazioni della potenza contrattualmente impegnata quando effettuata da remoto, senza necessità di intervento *in loco* da parte del distributore;
 - b. le ipotesi di regolazione, volte a superare le difficoltà ad adeguare le colonne montanti obsolete manifestate da alcuni soggetti partecipanti alle consultazioni, individuate nel documento 544/2015/R/EEL, sono state sviluppate nell'ambito della deliberazione 646/2015/R/EEL;
 - c. con deliberazione ARG/elt 67/10, è stata introdotta la nozione di impianti di rete per la connessione temporanea di tipo permanente, definiti come impianti in media o bassa tensione, nella titolarità e disponibilità dell'impresa distributrice, localizzati permanentemente in un determinato sito e finalizzati alle attivazioni successive di più connessioni temporanee da parte di differenti richiedenti;
 - d. in relazione all'esigenza di consentire tempi adeguati per la predisposizione dei richiamati impianti di rete per la connessione, la medesima deliberazione ARG/elt 67/10, per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, prevede, transitoriamente, l'applicazione del solo corrispettivo in quota fissa per le operazioni di attivazione e disattivazione a seguito di morosità e il corrispettivo in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi (di seguito: regime agevolato);
 - e. con deliberazione 294//2012/R/EEL, il regime agevolato di cui al precedente alinea è stato esteso altresì ai soggetti richiedenti connessioni temporanee destinate ad usi domestici;
 - f. la realizzazione di impianti di rete di tipo permanente per l'alimentazione di punti di prelievo destinati a connessioni temporanee risulta non aver avuto ancora lo sviluppo atteso; e che, conseguentemente, un numero significativo di richieste di connessione temporanea relative a spettacoli viaggianti comporterebbe l'applicazione di corrispettivi più elevati, con aggravio per i richiedenti;
 - g. con la deliberazione 610/2014/R/EEL l'Autorità ha previsto che fino al 31 dicembre 2015, ai soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a

- spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad essi pertinenti, in sostituzione dei corrispettivi di cui al comma 20.1 del TIC 2012-2015 si applichi il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità di cui alla Tabella 7, lettera a), del TIC 2012-2015 e il corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi di cui alla Tabella 2 del medesimo TIC 2012-2015;
- con riferimento alle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica:
 - a. la deliberazione 582/2015/R/EEL ha previsto che, con successivi provvedimenti, sia introdotto l'obbligo per le imprese distributrici di rilevare, attraverso i contatori elettronici telegestiti, il valore massimo mensile di potenza prelevata dai clienti domestici entro il 2016;
 - b. nel documento 544/2015/R/EEL, l'Autorità ha ipotizzato:
 - di unificare nel corso del NPR tutte le disposizioni relative alla regolazione della misura dell'energia elettrica all'interno di un unico testo integrato, superando l'attuale articolazione della disciplina che distingue tra misura dell'energia elettrica immessa, prelevata e prodotta;
 - di introdurre la nozione di punto di misura, quale punto fisico di una rete elettrica o di un impianto d'utenza, nel quale dovrebbe essere installata un'apparecchiatura di misura al fine della rilevazione dei dati di misura, distinguendo tra punti di misura di scambio, punti di misura di generazione e punti di misura di consumo;
 - di rivedere le responsabilità relative alle attività di installazione e manutenzione dei misuratori e alla gestione dei dati di misura;
 - di modificare nel corso del NPR le disposizioni in materia di trattamento dei dati di misura;
 - di prevedere l'introduzione di disposizioni che consentano l'applicazione della parte variabile delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sull'energia consumata in sito, ai sensi della legge 23 luglio 2009, n. 99 e del decreto-legge 91/14;
 - c. nell'ambito della consultazione è emersa su tali tematiche l'esigenza di ulteriori approfondimenti.

CONSIDERATO CHE:

- con riferimento alla disciplina delle prestazioni patrimoniali imposte:
 - a. la deliberazione 486/2014/R/COM ha soppresso il Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informativo Integrato di cui al comma 47.1, lettera t), del TIT 2012-2015 e ha previsto che gli ammontari presenti al 30 marzo 2015 sul medesimo conto siano versati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) all'Acquirente Unico;

- b. secondo quanto previsto dal comma 5.1 della deliberazione 268/2015/R/EEL, con decorrenza dall'1 gennaio 2016, le imprese distributrici versano gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti di cui alla Parte IV del TIT 2012-2015 alla Cassa, con cadenza mensile, entro il quindicesimo giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione del servizio;
- c. il comma 6.8 della deliberazione 268/2015/R/EEL prevede che le richiamate disposizioni di cui al comma 5.1, relative alle tempistiche di versamento degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti da parte delle imprese distributrici, siano recepite nel TIT che entra in vigore dall'1 gennaio 2016 in esito al procedimento avviato con deliberazione 483/2014/R/EEL.

RITENUTO CHE:

- in relazione alla durata del NPR:
 - a. sia opportuno dare seguito all'ipotesi sviluppata in consultazione di estendere a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolato in due semi-periodi, ciascuno di durata pari a quattro anni;
- in relazione ai criteri generali di regolazione tariffaria:
 - a. sia opportuno dare seguito all'ipotesi di regolazione prospettata nel corso della consultazione e di confermare pertanto:
 - l'applicazione anche nel NPR1 dell'approccio generale adottato nei precedenti periodi di regolazione, prevedendo schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi, e schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per il riconoscimento dei costi di capitale;
 - per il NPR2, l'ipotesi di adottare, in via evolutiva, un approccio regolatorio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio *totex*), la cui attuazione deve essere rinviata comunque a decorrere dall'anno 2020; tale scelta, che tiene conto anche del futuro avvicendamento della presente Consiliatura dell'Autorità, è motivata, da un lato, dalla necessità di disporre di un orizzonte temporale adeguato per sviluppare i metodi tariffari e le soluzioni applicative per lo sviluppo del nuovo approccio e, dall'altro, dall'esigenza di valutare e porre in essere gli interventi organizzativi e di potenziamento degli uffici dell'Autorità;
- in relazione alla prospetta revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza, prevedere che questa venga condotta tramite ulteriori fasi di consultazione, già nel corso del 2016, nelle quali saranno valutate anche le ipotesi relative alla decorrenza di tali revisioni, comunque all'interno del quinto periodo di regolazione;

- in relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1 per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - a. in generale, l'impostazione delineata nel documento 544/2015/R/EEL sia coerente con i principi sanciti dalla direttiva 2009/72, secondo cui le tariffe di trasmissione e distribuzione dovrebbero rispecchiare i costi;
 - b. il principio di aderenza ai costi non debba essere interpretato nel senso che tutti i costi sostenuti dagli esercenti debbano essere necessariamente riconosciuti e coperti, dal momento che la medesima direttiva prevede che soltanto i costi che rispondano ai principi di economicità ed efficienza siano riconosciuti; e che tale impostazione risulti altresì coerente con il dettato della legge 481/95;
 - c. in tale prospettiva, pertanto, il riconoscimento dei costi debba essere effettuato tenendo conto dell'esigenza di evitare duplicazioni e in particolare debbano essere escluse dall'ambito dei costi operativi riconosciuti le voci per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di *marketing* che non riflettano specifici obblighi normativi);
 - d. nello specifico, non debbano essere riconosciute le voci di costo relative a premi per le assicurazioni non obbligatorie, in quanto:
 - la copertura contro rischi assicurabili riduce la componente idiosincratica del rischio e migliora per contro la correlazione dei rendimenti del singolo titolo rispetto ai rendimenti di mercato, comportando un aumento del parametro β che incide sul livello del tasso di remunerazione sul capitale investito considerato ai fini regolatori in applicazione del *capital asset pricing model*;
 - l'ipotesi di integrale copertura dei premi assicurativi non obbligatori potrebbe condurre gli operatori, tipicamente soggetti avversi al rischio, a eccedere nelle coperture assicurative con conseguente improprio aggravio di oneri a carico dei clienti finali;
 - e. con riferimento ai costi legati all'incentivazione all'esodo sia opportuno prevedere l'integrale copertura della quota relativa al contributo versato all'INPS per il pagamento della pensione anticipata, in quanto riflesso di una disposizione di legge, e prevedere invece un parziale riconoscimento, nella misura del 70%, del vero e proprio incentivo all'esodo, in quanto si tratta di una partita che deriva dalla contrattazione tra impresa e singolo dipendente e una copertura integrale potrebbe ridurre l'incentivo dell'impresa a contenerne il costo;
 - f. in relazione alle ipotesi di *sharing* sia opportuno adottare, in ottica di continuità e stabilità della regolazione e in considerazione del fatto che il valore attuale netto degli oneri per i clienti finali rimarrebbe immutato anche nella soluzione alternativa, una ripartizione simmetrica tra utenti e imprese (50%-50%) dei recuperi di produttività conseguiti nel VPR;

- g. sia opportuno prevedere, in coerenza con quanto indicato nel documento 544/2015/R/EEL, nel caso in cui il livello di costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, risulti inferiore al costo effettivo relativo al medesimo anno, che il livello di costo riconosciuto per l'anno 2016 sia determinato in funzione del costo operativo riconosciuto per l'anno 2014 e di una quota parte della differenza tra il costo riconosciuto per l'anno 2014, al netto delle quote residue delle maggiori efficienze realizzate nel corso dei precedenti periodi di regolazione, e il costo operativo effettivo relativo al medesimo anno, in considerazione delle esigenze di equilibrio economico-finanziario delle imprese;
- h. sia opportuno svolgere, anche mediante confronto con le imprese, ulteriori analisi sui costi del servizio basate sui dati delle 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, tenendo peraltro conto dei coefficienti correttivi, definiti nel terzo periodo regolatorio (2008-2011) e già utilizzati nel corso del VPR, che riflettono gli effetti delle variabili esogene che non sono sotto il controllo dell'impresa, quali la densità di utenza o le caratteristiche del territorio servito;
- in relazione ai criteri di aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, sia opportuno per tutti i servizi infrastrutturali del settore elettrico:
 - a. dare seguito a quanto prospettato nel documento 544/2015/R/EEL in relazione all'applicazione del meccanismo del *price-cap* e, in particolare:
 - confermare l'ipotesi di determinare l'*X-factor* con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio, il cui beneficio è stato lasciato temporaneamente alle imprese per effetto dell'applicazione del meccanismo di simmetrica ripartizione delle maggiori efficienze descritto nei precedenti paragrafi, dal momento che non sussistono elementi che consentano di formulare ipotesi di ulteriori recuperi di produttività da fissare come obiettivo per le imprese;
 - confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione (2019), in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio;
 - prevedere che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del VPR (2012-2014) siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019, tenendo conto della scelta di una simmetrica ripartizione tra clienti e imprese dei maggiori recuperi di produttività nel VPR;
- con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 sia opportuno:
 - a. confermare la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, al fine di garantire stabilità nei riconoscimenti tariffari, in

particolare il criterio del costo storico rivalutato per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette;

- b. modificare i criteri di compensazione del *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti:
 - sostituendo al precedente criterio fondato sulla maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito riconosciuta ai nuovi investimenti (dell'anno $t-2$) l'ipotesi di riconoscere nella base di capitale (c.d. RAB) anche gli investimenti realizzati nell'anno $t-1$, valutati sulla base di dati *pre-consuntivi*;
 - prevedere che la modifica di cui al punto precedente si sostanzi nel riconoscimento nell'anno t della sola remunerazione del capitale investito relativo ai cespiti entrati in esercizio nell'anno $t-1$, senza riconoscere invece, come richiesto in sede di consultazione da parte degli operatori, anche la quota di ammortamento ad essi relativa, alla luce del fatto che tale ipotesi non sarebbe neutrale in termini finanziari, producendo un aumento implicito del tasso di remunerazione del capitale investito non in linea con quanto previsto per altri servizi regolati, in particolare per il servizio di distribuzione del gas naturale;
 - prevedere che, per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, i nuovi investimenti dell'anno $t-1$ siano valorizzati sulla base di dati di pre-consuntivo ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie e sulla base di dati consuntivi ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento definitive, in coerenza con quanto già previsto dalla regolazione del servizio di distribuzione del gas naturale;
- c. con riferimento al servizio di distribuzione, rinviare ad ulteriori valutazioni, da condursi nel contesto dello sviluppo dell'approccio *totex*, l'accorpamento delle tipologie di cespiti, quali attrezzature, mezzi di trasporto, mobili arredi e macchine d'ufficio;
- d. dare seguito all'ipotesi di un intervento selettivo in relazione alla revisione delle vite utili, come prospettato nel documento 544/2015/R/EEL, valutando, da un lato, di non modificare le vite utili delle tipologie di cespiti che più dovrebbero essere interessate dai processi di innovazione in logica *smart power system*, dall'altro, di escludere i cespiti trattati parametricamente (investimenti ante 2004 per il servizio di trasmissione e investimenti ante 2008 per le reti in media e bassa tensione del servizio di distribuzione), nonché escludendo dall'ipotesi di revisione, in attesa di ulteriori approfondimenti tecnici, anche le tipologie di cespiti relative a cabine e stazioni, in relazione ai quali in sede di consultazione sono state fornite dagli operatori specifiche controdeduzioni di natura tecnica; limitare di conseguenza la revisione delle vite utili alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti, in relazione alle quali la distanza tra le vite regolatorie adottate nel VPR e le vite utili tecniche effettive è più elevata, rinviando la revisione

delle vite utili delle altre tipologie ad approfondimenti da svolgere nel contesto dello sviluppo dell'approccio *totex*;

- e. al fine di incentivare i gestori di rete ad ottenere l'erogazione di contributi pubblici per il finanziamento delle opere infrastrutturali, con l'obiettivo di contemperare l'esigenza di trasferire ai consumatori elettrici eventuali benefici derivanti dall'ottenimento del contributo e di mantenere contestualmente l'interesse del gestore a percepire detti contributi, definire una regola generale che dia lo stesso livello di incentivo al variare del periodo di degrado dei contributi tra servizi regolati, individuando una quota massima del valore del contributo che non viene portata in diminuzione delle quote di ammortamento pari al 10%; e che tale determinazione parametrica garantisca anche la copertura degli oneri amministrativi sostenuti dal gestore del sistema di trasmissione connessi con l'*iter* procedurale per l'ottenimento dell'erogazione del contributo, evitando di valutare tali oneri caso per caso;
- f. determinare il capitale circolante netto in via parametrica in funzione del valore delle immobilizzazioni nette (escluse le immobilizzazioni in corso esistenti alla medesima data), prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione, alla luce dei dati emersi dalle analisi dei dati richiesti ai principali gestori di rete, pur tenendo conto delle modifiche intervenute in relazione all'entrata in vigore del CADE;
- g. ai fini dell'individuazione del livello del parametro β , confermare l'impostazione delineata nel documento 544/2015/R/EEL e in particolare:
 - fondare la stima con riferimento a:
 - dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con *rating* elevato (almeno AA, secondo la classificazione S&P);
 - dati storici giornalieri relativi a orizzonti temporali almeno biennali;
 - dati relative a imprese quotate che svolgano attività regolate nei settori di interesse, ancorché in modo non esclusivo;
 - relazioni tra β *levered* e β *unlevered* mediante la formula di Modigliani-Miller in una versione semplificata che non considera il β del debito, in continuità di metodo con i precedenti periodi regolatori;
 - calcolare i β rispetto a indici nazionali e rispetto all'Eurostoxx 600 su orizzonti biennali e quinquennali, al fine di verificare la robustezza della stima e fare confronti con stime del parametro β relative a imprese attive in altri Paesi europei e con stime del medesimo parametro relative a imprese italiane del settore elettrico, considerando una media tra i valori *raw* e i valori *adjusted* del beta;
 - ritenere plausibile un valore del β *unlevered* pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica, con un lieve aumento della differenziazione tra servizi rispetto a quella considerata nel VPR, anche in considerazione

- delle specificità del servizio di distribuzione sottolineate nell'ambito della consultazione;
- procedere, conseguentemente, all'aggiornamento dell'Allegato A alla deliberazione 583/2015/R/COM (TIWACC);
 - con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica per la determinazione del costo riconosciuto di capitale nel NPR1, sia opportuno, anche nella prospettiva di favorire aggregazioni tra le imprese di piccole dimensioni, dare attuazione all'ipotesi, delineata nel documento 544/2015/R/EEL di introdurre modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia, valutando che i requisiti di qualità connessi alla scelta del regime individuale di riconoscimento dei costi siano raggiungibili dalle imprese e non presentino i caratteri dell'impossibilità, come paventato in sede di consultazione;
 - con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per la determinazione del costo riconosciuto di capitale nel NPR1:
 - a. confermare l'ipotesi di escludere i LIC dal valore del capitale investito riconosciuto relativo all'attività di trasmissione, ferma restando la possibilità di capitalizzare gli eventuali interessi passivi in corso d'opera, che potranno essere riconosciuti in tariffa ad integrazione del relativo incremento patrimoniale, in via parametrica, nei limiti di quanto effettivamente capitalizzato dall'impresa, e comunque non oltre quanto ottenibile applicando un tasso di remunerazione determinato ipotizzando che i nuovi investimenti siano finanziati principalmente mediante ricorso al capitale di debito, in particolare assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a quattro, in linea con la soluzione già adottata per il servizio di stoccaggio del gas naturale;
 - b. al fine di garantire gradualità nell'applicazione del nuovo criterio di riconoscimento delle immobilizzazioni in corso indicato nel punto precedente ed anche al fine di tenere conto delle criticità segnalate dal gestore del sistema di trasmissione, introdurre una clausola di salvaguardia, riconoscendo, nel NPR1, la remunerazione esclusivamente con riferimento ai LIC iscritti a bilancio al 31 dicembre 2015 fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti, nonché ai nuovi LIC relativi agli investimenti che continueranno a beneficiare della maggiore remunerazione nel corso del NPR1, nel limite dello *stock* di LIC esistente al 31 dicembre 2015, al netto dei LIC relativi all'intervento Sorgente-Rizziconi;
 - con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di misura dell'energia elettrica per la determinazione del costo riconosciuto di capitale nel NPR1, sia opportuno dare seguito alle ipotesi delineate nel documento 544/2015/R/EEL, prevedendo in particolare che le soluzioni prospettate per il riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo siano ulteriormente approfondite, anche con specifici incontri tecnici con gli operatori;

- con riferimento ai criteri di aggiornamento annuale dei costi di capitale riconosciuti nel NPR1, sia opportuno prevedere che l'aggiornamento sia effettuato sulla base dei dati di investimento delle singole imprese, nel caso di applicazione del regime di calcolo individuale, ovvero sulla base dei dati di investimento aggregati relativi alle imprese di minori dimensioni alle quali si applica il regime di calcolo parametrico.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di trasmissione e distribuzione nel NPR1, sia opportuno:
 - a. salvaguardare da un lato l'applicazione degli effetti incentivanti di premio già previsti nei precedenti periodi regolatori in cui gli investimenti sono stati completati;
 - b. salvaguardare d'altro lato l'applicazione degli effetti incentivanti di penalità già previsti nei precedenti periodi regolatori in cui gli investimenti dovevano essere completati;
 - c. abrogare la deliberazione 87/10;
 - d. confermare la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di distribuzione vigenti nel VPR;
 - e. confermare la definitiva eliminazione degli incentivi di natura *input-based* per gli investimenti di trasmissione a partire dal NPR2, prevedendo al contempo, solo durante il NPR1, in una logica di gradualità, un meccanismo di residua incentivazione transitoria per investimenti I3-NPR1 e I2-NPR1, affiancato da un meccanismo correttivo per la promozione dell'efficienza di tali investimenti per la medesima durata; e che in tale prospettiva possa essere superato il meccanismo di efficientamento dei costi compensativi e ambientali di cui all'articolo 22 del TIT;
 - f. salvaguardare, con riferimento all'intervento Sorgente-Rizziconi, in avanzato stato di realizzazione e in considerazione della sua rilevanza strategica per la dinamica del mercato elettrico nel Sud del Paese, la maggiorazione del tasso di remunerazione prevista dall'articolo 22 del TIT 2012-2015 per gli interventi I=3, a condizione che detto intervento entri in esercizio effettivo per il mercato non oltre il 30 giugno 2016; e contestualmente prevedere che, in caso di mancato rispetto di tale termine, il gestore del sistema di trasmissione perda il diritto a qualsiasi forma di incentivazione in merito a detto intervento;
 - g. accogliere l'osservazione del gestore del sistema di trasmissione in merito al riferimento della regolazione, ove possibile, alle opere piuttosto che agli interventi.

RITENUTO CHE:

- con riferimento ai meccanismi economici specifici per la promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici, sia opportuno prevedere criteri parametrici per la correzione del valore regolatorio degli *asset* da attivare in sede di

aggregazione di più imprese distributrici, in coerenza con le soluzioni già adottate nel settore della distribuzione del gas naturale, da definirsi con successivo provvedimento, che tenga conto, ove valutato opportuno, anche delle specificità segnalate in sede di consultazione relative ai processi di ristrutturazione del settore della distribuzione previsti da norme di rango primario.

RITENUTO CHE:

- con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel NPR1, sia opportuno:
 - a. prevedere, per quanto riguarda la tariffa di trasmissione applicata alle imprese distributrici nei punti di interconnessione (inclusi i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla *RTN*, assimilati a punti di interconnessione), l'applicazione di una struttura binomia, con una componente in potenza e una in energia, attribuendo una quota dei costi riconosciuti in potenza pari al 90%, coerente con la struttura dei costi del gestore e con l'obiettivo di garantire la stabilizzazione del flusso di ricavi a copertura dei costi (prevalentemente di natura fissa) del servizio, superando al contempo il meccanismo di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 16 del TIT 2012-2015;
 - b. che la quota potenza della tariffa di trasmissione di cui al punto precedente sia determinata utilizzando, quale *driver*, la media delle potenze massime prelevate mensilmente nei punti di interconnessione negli ultimi 12 mesi disponibili (per il 2016: novembre 2014 – ottobre 2015), considerando flussi di prelievi di energia dalla *RTN* il più possibile oggettivi e stabili nel tempo e pertanto prevedendo che la potenza venga determinata a livello aggregato di cabina primaria, e considerando esclusivamente l'energia netta prelevata dalla *RTN*, senza applicazione dei fattori di perdita per riportare l'energia dai punti di misura ai punti di interconnessione tra *RTN* e reti di distribuzione;
 - c. che la componente tariffaria in potenza sia poi applicata alla medesima potenza considerata come *driver* tariffario, così eliminando il connesso rischio volume;
 - d. prevedere che il *driver* tariffario relativo alla quota energia sia rideterminato annualmente, al fine di ridurre l'esposizione del gestore al rischio volume, sulla base dei volumi di energia di riferimento degli ultimi 12 mesi consuntivati (per il 2016: novembre 2014 – ottobre 2015) e di valutare, nel corso del NPR1, l'opportunità di introdurre l'utilizzo di dati previsivi, coerenti con quelli utilizzati nell'ambito dei piani di sviluppo, in luogo dei dati consuntivi, al fine di responsabilizzare maggiormente il gestore del sistema di trasmissione nazionale in relazione all'accuratezza della stima della domanda rilevante ai fini delle decisioni di ulteriore sviluppo della rete;
 - e. non dare seguito all'ipotesi di sviluppo di menù regolatori per il servizio di trasmissione nel NPR1, in ragione di esigenze di semplicità amministrativa e delle valutazioni espresse dal gestore del sistema di trasmissione nazionale, sopra riassunte;

- f. confermare struttura e articolazione della tariffa di trasmissione per i clienti finali, sulla base di un criterio di ripartizione dei ricavi in componenti in potenza ed in energia coerente con quello adottato per il corrispettivo *CTR*, nonché dei meccanismi di perequazione per le imprese distributrici, riproponendo, con particolare riferimento all'incertezza dei flussi finanziari derivanti dalla fatturazione del servizio di trasmissione in capo alle imprese di distribuzione, meccanismi di perequazione d'acconto con cadenza bimestrale in corso d'anno;
- con riferimento ad aspetti specifici relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica per la determinazione dei ricavi di riferimento nel NPR1:
 - a. includere nella RAB le infrastrutture acquisite dal gestore del sistema di trasmissione nel corso dell'anno 2014 e conseguentemente incluse nel perimetro della *RTN*, ovvero acquisite dal gestore nel corso dell'anno 2014 e già incluse nella *RTN* ma mai comunicate ai fini tariffari dal precedente proprietario;
 - b. riconoscere nella tariffa di trasmissione dell'anno 2016, ai sensi dei punti 5. e 6. della deliberazione 517/2015/R/EEL, il livello iniziale del costo operativo riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione per la gestione delle infrastrutture elettriche precedentemente di proprietà della società FSI S.p.A.;
 - c. riconoscere nei livelli tariffari del 2016, ai sensi della deliberazione 251/2015/R/EEL, l'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso afferenti agli investimenti I=3 esistenti al 31 dicembre 2014, rettificata per tener conto degli interventi sospesi provvisoriamente dal trattamento incentivante; e riconoscere l'eventuale incentivazione sugli interventi sospesi provvisoriamente in esito a specifici approfondimenti istruttori;
- con riferimento ai criteri di regolazione tariffaria per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel NPR1, sia opportuno confermare le ipotesi sviluppate in sede di consultazione, rinviando a successivi approfondimenti l'ipotesi di introduzione di menù regolatori, fatto salvo quanto previsto in relazione alle opzioni di regolazione offerte alle imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alle tariffe per usi di ricarica di veicoli elettrici, sia opportuno:
 - a. dare seguito a quanto ipotizzato nel documento 446/2015/R/EEL e quindi mantenere, per il NPR1, la tariffa per l'alimentazione in via esclusiva delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici in bassa tensione;
 - b. precisare che l'alimentazione di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici possa avvenire anche in via non esclusiva, utilizzando a tale scopo parte dell'energia prelevata dall'utente nei punti di prelievo per altri usi in bassa tensione;

- c. mantenere l'impostazione del VPR che non prevede una tariffa dedicata per le utenze in media tensione per l'alimentazione delle infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici;
- con riferimento ai corrispettivi per i prelievi di energia reattiva sia opportuno confermare gli orientamenti indicati nel documento 544/2015/R/EEL.

RITENUTO CHE:

- con riferimento ai criteri generali di regolazione dei corrispettivi:
 - a. sia opportuno dare seguito a quanto previsto dalla deliberazione 582/2015/R/EEL in relazione;
 - ai corrispettivi tariffari applicati ai clienti domestici in bassa tensione a copertura dei costi dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
 - all'aumento della granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabile, in modo tale da garantire una maggiore scelta dei clienti finali del livello più adeguato alle proprie esigenze;
- con riferimento al servizio di connessione:
 - a. sia opportuno prevedere che:
 - si proceda alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi;
 - siano adeguate le norme in materia di localizzazione del punto di misura, in particolare in relazione alla posa centralizzata nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
 - a valere dall'1 gennaio 2017 sia modificato il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione al fine di promuovere il livello ottimale di potenza disponibile e in particolare:
 - eliminare, nel caso di richieste di incremento della potenza successive ad una riduzione, i corrispettivi di connessione legati alla quota di potenza oggetto di rinuncia;
 - considerare come potenza disponibile aggiuntiva, ai fini dell'applicazione dei corrispettivi, la potenza addizionale rispetto alla potenza massima sottoscritta negli ultimi cinque anni, che presuppone delle modifiche/verifiche impiantistiche della rete;
 - applicare il contributo amministrativo in quota fissa alle richieste di variazione di potenza (in aumento o in riduzione), salvo che ciò non comporti esclusivamente interventi da remoto, per i quali tale contributo si intende annullato;
 - integrare la regolazione delle connessioni chiarendo, al fine di facilitare l'ammodernamento delle colonne montanti obsolete di proprietà del distributore, la facoltà dello stesso di adeguare tali

- impianti alle norme o al progresso tecnologico, preavvertendo il cliente finale e il venditore;
- b. sia opportuno prorogare il regime transitorio previsto dalla deliberazione 610/2014/R/EEL per i soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad essi pertinenti fino al 31 dicembre 2017 e prevedere contestualmente l'avvio di approfondimenti con le imprese distributrici volti ad accertare lo stato di attuazione delle disposizioni relative alla realizzazione di impianti di rete di tipo permanente per l'alimentazione di punti di prelievo destinati a connessioni temporanee;
 - con riferimento alle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica sia opportuno:
 - a. dare attuazione alle previsioni di cui alla deliberazione 582/2015/R/EEL per i clienti finali allacciati alle reti in bassa tensione, e in particolare:
 - con vigenza dall'1 gennaio 2016, modificare il Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica allo scopo di prevedere la raccolta da parte del soggetto responsabile della misura della potenza massima effettivamente prelevata nel mese distinta per fasce, ove consentito dal misuratore;
 - b. svolgere ulteriori approfondimenti rispetto alle ipotesi di evoluzione della regolazione del servizio di misura, ipotizzate nel documento 544/2015/R/EEL, prevedendo la diffusione di una ulteriore specifica consultazione a breve, con l'obiettivo di definire la riforma complessiva entro il mese di luglio 2016;
 - c. procedere, in ottica di semplificazione amministrativa:
 - all'abolizione della disposizione che consente alle imprese distributrici di richiedere e ottenere il versamento in un'unica soluzione dell'integrazione dei ricavi di misura a copertura del costo residuo non ammortizzato dei misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi delle *Direttive smart meter*;
 - all'accorpamento degli elementi *MIS(RAC)* e *MIS(VER)* della componente tariffaria MIS, in ragione dell'esiguità del valore dell'elemento *MIS(VER)*.

RITENUTO CHE:

- con riferimento alla disciplina delle prestazioni patrimoniali imposte, in relazione alla soppressione del Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informativo Integrato, sia opportuno prevedere che ulteriori movimentazioni residue registrate dopo la data del 30 marzo 2015 siano destinate al Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico

DELIBERA

Articolo 1

*Testi integrati per il semi-periodo di regolazione 2016-2019
e disposizioni per il semi-periodo 2020-2023*

- 1.1 È approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per il NPR1 2016-2019 (di seguito: TIT), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato A).
- 1.2 È approvato il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica per il per il NPR1 2016-2019 (di seguito: TIME), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato B).
- 1.3 È approvato il Testo integrato delle disposizioni delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per il NPR1 2016-2019 (di seguito: TIC), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (Allegato C).
- 1.4 Con successivo provvedimento l'Autorità definisce il piano di attività, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*, per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione basato sul controllo complessivo della spesa (approccio *totex*), ai fini della sua applicazione per il periodo 2020-2023. In tale provvedimento saranno altresì valutate le esigenze in termini di risorse di personale e di mezzi per avviare l'approccio *totex*.
- 1.5 Nell'ambito delle attività di cui al precedente comma potranno essere individuati, previa consultazione, casi di applicazione sperimentale dell'approccio *totex*, da attuarsi anche nel corso del NPR1.

Articolo 2

Aggiornamento e abrogazione di deliberazioni

- 2.1 La Tabella 3 dell'Allegato A alla deliberazione 583/2015/R/COM (TIWACC) è sostituita dalla Tabella 3 riportata nell'Allegato D alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale.
- 2.2 La Tabella 4 dell'Allegato A alla deliberazione 583/2015/R/COM (TIWACC) è sostituita dalla Tabella 4 riportata nell'Allegato D alla presente deliberazione.
- 2.3 La deliberazione 87/10 è abrogata.

Articolo 3

Disposizioni transitorie in materia di tariffe di trasmissione

- 3.1 Fino al mese di giugno 2016, in deroga alle disposizioni di cui all'articolo 14 del TIT, il gestore del sistema di trasmissione, nelle more dell'implementazione dei

sistemi informativi, può applicare in acconto, salvo conguaglio, una componente CTR monomia pari a 0,712 centesimi di euro/kWh.

- 3.2 L'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso esistenti al 31 dicembre 2014 afferenti agli investimenti I=3 sospesi provvisoriamente, ai sensi della deliberazione 654/2014/R/EEL, sarà determinata in esito alla conclusione dell'attività istruttoria finalizzata a disporre l'eventuale riammissione di tali interventi nel perimetro I=3.
- 3.3 In deroga alle disposizioni di cui all'articolo 20 del TIT, con riferimento agli investimenti I=3 dell'intervento n. 4 "Elettrodotto 380 kV Sorgente – Rizziconi" di cui alla Tabella 1 allegata alla deliberazione 40/2013/R/EEL, è applicata una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2% per 12 anni a condizione che detto intervento entri in esercizio effettivo per il mercato non oltre il 30 giugno 2016. In caso di mancato rispetto di tale termine, all'intervento Sorgente-Rizziconi è applicata unicamente la remunerazione di cui al comma 18.2 del TIT.
- 3.4 In deroga alla disposizione di cui al comma 18.2 del TIT e nel limite dello *stock* di immobilizzazioni in corso esistente al 31 dicembre 2015, al netto di quelle relative all'intervento Sorgente-Rizziconi, è riconosciuta la remunerazione di cui al comma 18.2 del TIT:
 - a) alle immobilizzazioni in corso iscritte a bilancio al 31 dicembre 2015, fino all'entrata in esercizio dei relativi cespiti, e comunque non oltre il 31 dicembre 2019;
 - b) alle immobilizzazioni in corso relative ai nuovi investimenti che continueranno a beneficiare della maggiore remunerazione nel corso del NPR1.
- 3.5 Con riferimento alle immobilizzazioni in corso che beneficiano della clausola di salvaguardia di cui al precedente comma 3.4, non sono riconosciuti nel calcolo dell'attivo immobilizzato netto gli eventuali oneri finanziari capitalizzati relativi ai suddetti investimenti.

Articolo 4 *Disposizioni finali*

- 4.1 Con successivi provvedimenti l'Autorità provvederà:
 - a) entro il 30 aprile 2016, a determinare le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi per il servizio di distribuzione per le imprese che servano oltre 100.000 punti di prelievo, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi, relativi all'anno 2015;
 - b) entro il 31 luglio 2016:
 - i. alla determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2016 a copertura dei costi per il servizio di misura per le imprese che servano oltre 100.000 punti di prelievo;
 - ii. alla definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo, sia in

relazione al servizio di distribuzione, sia in relazione al servizio di misura;

- c) entro il 31 luglio 2016, alla definizione di criteri parametrici per la correzione del valore degli *asset* da attivare in occasione dell'aggregazione di imprese distributrici;
- d) entro il 31 luglio 2016, al completamento della razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica, anche tenendo conto dei nuovi requisiti funzionali del contatore di seconda generazione che l'Autorità deve definire ai sensi dell'articolo 9, comma 3 del decreto legislativo 102/14;
- e) entro il 31 dicembre 2016, alla regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione;
- f) entro il 28 febbraio 2017, in via definitiva a determinare le tariffe di riferimento per l'anno 2016 a copertura dei costi per il servizio di distribuzione e misura per le imprese che servano oltre 100.000 punti di prelievo, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi, relativi all'anno 2015;
- g) entro il 31 luglio 2017, alla razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi, con contestuale adeguamento delle norme relative alla localizzazione del punto di misura nel caso di edifici con più unità immobiliari, per tener conto dell'evoluzione connessa allo sviluppo della telegestione e della telelettura;
- h) entro il 31 dicembre 2017, alla revisione dei criteri di allocazione dei costi alle tipologie di utenza;
- i) entro il 31 dicembre 2017, alla eventuale revisione dei criteri per la regolazione delle connessioni delle utenze temporanee in esito agli approfondimenti che dovranno essere svolti con le imprese distributrici; fino a tale termine continua ad applicarsi quanto previsto dall'articolo 2 della deliberazione 610/14. Fino a tale data, ai soggetti richiedenti connessioni temporanee relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili, comprese le richieste relative a connessioni temporanee destinate ad usi domestici ad essi pertinenti, in sostituzione dei corrispettivi di cui al comma 20.1 del TIC, si applica il contributo in quota fissa per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità di cui alla Tabella 7, lettera a), del TIC e il corrispettivo in quota fissa a copertura dei costi amministrativi di cui alla Tabella 2 del TIC.

4.2 Le imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo entro il termine definito in esito al completamento di quanto previsto dal precedente comma 4.1, lettera b), comunicano all'Autorità l'eventuale richiesta di applicazione del regime puntuale di determinazione delle tariffe di riferimento. In assenza della presentazione di tale richiesta, si applica il regime parametrico di determinazione delle tariffe di riferimento.

- 4.3 Ai fini della definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi relativi al servizio di distribuzione per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo, di cui al precedente comma 4.1, lettera b), procedere ad analisi sui costi del servizio basate sui dati delle imprese distributrici che servano almeno 100.000 punti di prelievo e applicare i risultati di tali analisi anche alle imprese di dimensione inferiore, tenendo peraltro conto dei coefficienti correttivi, definiti nel terzo periodo regolatorio (2008-2011) e già utilizzati nel corso del VPR, che riflettono gli effetti delle variabili esogene che non sono sotto il controllo dell'impresa, quali la densità di utenza o le caratteristiche del territorio servito.
- 4.4 Ai fini della definizione dei criteri di riconoscimento parametrico dei costi relativi al servizio di misura per le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo, di cui al 4.1, lettera b), l'Autorità tiene conto di costi medi nazionali per misuratore, differenziati in funzione di una vetustà calcolata in funzione delle scadenze previste dalle *Direttive smart meter*, tenendo in qualche misura in considerazione un certo *lag* rispetto alle scadenze previste, comunque non superiore a quanto previsto per le imprese cooperative ai sensi del TICOOP, riflettendo le diverse tempistiche di implementazione del piano di installazione dei misuratori elettronici delle imprese di dimensione medio-piccola rispetto alla media nazionale.
- 4.5 A partire dal 1 gennaio 2016, la componente tariffaria A6, di cui al comma 38.2, lettera e), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, è abrogata.
- 4.6 Le disposizioni di cui all'articolo 41 e ai commi 42.1, 43.1, 44.1, 45.1, 46.1 del TIT in relazione ai termini di versamento, hanno efficacia con riferimento agli importi delle componenti tariffarie incluse in fatture emesse a partire dal mese di gennaio 2016.
- 4.7 In sede di prima attuazione, in relazione all'anno 2016, l'analisi di cui al comma 50.7 del TIT è resa disponibile entro il 29 gennaio 2016.
- 4.8 A partire dal 1 gennaio 2016 il Conto oneri per i certificati verdi, di cui al comma 47.1, lettera j), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, è abrogato. Le eventuali liquidità finanziarie ancora rinvenienti su tale conto, nonché eventuali crediti/debiti del medesimo conto nei confronti di altri conti di gestione presso la Cassa, sono trasferiti al Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui al comma 48.1, lettera b), del TIT.
- 4.9 A partire dal 1 gennaio 2016 il Conto oneri per la gradualità, di cui al comma 47.1, lettera r), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, è abrogato. Le eventuali liquidità finanziarie ancora rinvenienti su tale conto, nonché eventuali crediti/debiti del medesimo conto nei confronti di altri conti di gestione presso la Cassa, sono trasferiti al Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, di cui al comma 48.1, lettera o), del TIT.
- 4.10 Ulteriori movimentazioni residue registrate dopo la data del 30 marzo 2015 relative al Conto oneri per il funzionamento del Sistema Informativo Integrato di cui al comma 47.1, lettera t), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11, già soppresso con la deliberazione 486/2014/R/COM, sono destinate al Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico, di cui al comma 48.1, lettera j), del TIT.

- 4.11 Con successivo provvedimento l'Autorità integra le disposizioni applicative in materia di oneri generali di sistema in relazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica, tenendo conto degli esiti del procedimento di verifica da parte della Commissione Europea della compatibilità delle misure istitutive delle agevolazioni alle medesime imprese con le norme europee in materia di aiuti di Stato.
- 4.12 Il presente provvedimento viene pubblicato sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico www.autorita.energia.it, con efficacia dal 1 gennaio 2016.

23 dicembre 2015

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni