

DELIBERAZIONE 21 DICEMBRE 2017
884/2017/R/EEL

**DISPOSIZIONI DI PRIMA ATTUAZIONE IN MATERIA DI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE
DEGLI OUTPUT DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE**

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

Nella riunione del 21 dicembre 2017

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/72/CE);
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento (CE) 714/2009);
- il Regolamento (CE) 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: Regolamento (CE) 715/2009);
- il Regolamento (UE) 347/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 aprile 2013 (di seguito: Regolamento (UE) 347/2013);
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (di seguito: regolamento CACM);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, come convertito dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 (di seguito: decreto legislativo 93/11);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 25 giugno 1999, recante la determinazione dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica (di seguito: RTN), e sue successive modificazioni ed integrazioni;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 23 dicembre 2002, recante ampliamento dell'ambito della RTN e i successivi decreti ministeriali su tale tema;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della RTN (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 aprile 2005, recante la Concessione delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale e la relativa convenzione allegata, come modificata e aggiornata

con decreto del Ministro per lo Sviluppo Economico 15 dicembre 2010 (di seguito: concessione);

- la deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: Autorità) 18 settembre 2014, 446/2014/R/COM (di seguito: deliberazione 446/2014/R/COM);
- la deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2014, 483/2014/R/EEL;
- la deliberazione dell’Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A;
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 653/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 653/2015/R/EEL) ed il relativo allegato A (di seguito: TIQ.TRA);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2015/R/EEL) ed il relativo allegato A (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2016, 351/2016/R/gas;
- la deliberazione dell’Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2017, 496/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 496/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 28 settembre 2017, 654/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 654/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell’Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL;
- il parere dell’Autorità 14 dicembre 2017, 862/2017/I/EEL sullo schema di Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN) relativo all’anno 2017;
- il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL;
- il documento per la consultazione 20 luglio 2017, 542/2017/R/EEL;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete) e i relativi Allegati, come verificati positivamente dall’Autorità;
- l’Allegato A.24 al Codice di rete;
- l’Allegato A.74 al Codice di rete;
- i piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Piani di sviluppo) fino al 2015;
- gli schemi di Piani di sviluppo relativi agli anni 2016 e 2017;
- il documento di Terna “*Interconnector S. Giacomo Project* (Investimento 31.642 del TYNDP 2016 di ENTSO-E)” del 12 giugno 2017, come pubblicato sul sito internet di Terna;
- il documento di Terna “*Italy – Slovenia Interconnection between Salgareda (IT) and Divača / Bericevo Region (SI) (Project 150 TYNDP 2016 of ENTSO-E)*” del 28 agosto 2017, come pubblicato sul sito internet di Terna;
- l’allegato alla Comunicazione della Commissione europea del 23 novembre 2017, C(2017) 7834 *final* recante l’allegato alla *Commission Delegated Regulation* che propone al Parlamento europeo e al Consiglio la modifica del Regolamento (UE) 347/2013 riguardante la lista dei progetti di interesse comune;

- l'opinione dell'Agency for the Cooperation of Energy Regulators (di seguito: ACER) No. 05/2017 sulla bozza di metodologia di analisi costi-benefici di ENTSO-E (di seguito: Opinione 05/2017);
- il rapporto *"Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure electricity infrastructure version: 1.1 august 2015"*, come pubblicato sul sito internet di ACER;
- i piani di sviluppo decennali di ENTSO-E *Ten Year Network Development Plan*, (di seguito: TYNDP) relativi al 2012, 2014 e 2016;
- la metodologia di analisi costi benefici *"ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects FINAL- Approved by the European Commission 5 February 2015"*;
- il documento di descrizione degli scenari ENTSO-E *"TYNDP 2016 Scenario Development Report - Final after public consultation - 3 November 2015"*;
- il documento di ENTSO-E *"2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects Draft for ACER opinion 6 December 2016"*, come pubblicato sul sito internet di ACER;
- lo schema di documento di descrizione degli scenari di ENTSO-E e ENTSOG *"TYNDP 2018 Scenario Report Main report – Draft edition"* del 2 ottobre 2017 e i relativi set di dati pubblicati sui siti internet di ENTSO-E e ENTSOG;
- lo schema di documento di ENTSO-E *"Mid-term Adequacy Forecast 2017 Edition"* del 2 ottobre 2017 e i relativi set di dati pubblicati sui siti internet di ENTSO-E;
- le osservazioni formulate dai soggetti interessati nell'ambito dei processi di consultazione pubblica dell'Autorità di cui ai suddetti documenti per la consultazione, nonché nell'ambito delle consultazioni pubbliche dell'Autorità sugli schemi di Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 e 2017.

CONSIDERATO CHE:

- l'articolo 1, comma 1, della legge 481/95, affida all'Autorità il compito di garantire, tra l'altro, la promozione dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità del settore elettrico e prevede che il sistema tariffario armonizzi gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con quelli generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- l'articolo 2, comma 12, lettera e), della citata legge dispone che l'Autorità stabilisca e aggiorni le componenti tariffarie, in modo da assicurare la qualità, l'efficienza del servizio, l'adeguata diffusione del medesimo sul territorio nazionale, nonché la realizzazione degli obiettivi di cui all'articolo 1, comma 1, della medesima legge, tenendo separato dalla tariffa qualsiasi onere improprio;
- l'Autorità, con il proprio Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018 approvato con deliberazione 15 gennaio 2015, 3/2015/A, ha indicato di considerare strategico e prioritario introdurre per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, principi di accresciuta selettività degli investimenti;

- l’Autorità, con deliberazione 654/2015/R/EEL, ha previsto, con riferimento alla regolazione tariffaria del servizio di trasmissione, il superamento dei meccanismi di incentivazione di tipo *input-based* e l’introduzione, a tendere, di meccanismi di incentivazione che promuovano gli investimenti in modo selettivo in funzione dei benefici attesi degli investimenti in infrastrutture di trasmissione (c.d. incentivazione *output-based*);
- tali previsioni hanno tenuto conto del generale consenso dei soggetti interessati a seguito di una prima attività di consultazione avviata con il documento per la consultazione 464/2015/R/EEL;
- in particolare, l’articolo 18 del TIT prevede che la remunerazione degli investimenti in reti di trasmissione dell’energia elettrica avvenga a condizione che detti investimenti siano compatibili con l’efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità;
- l’Autorità ha presentato alcuni orientamenti finali in tema di regolazione incentivante degli *output* con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL.

CONSIDERATO CHE:

- gli articoli 36(f) e 37(8), della Direttiva 72/2009/CE, dispongono che:
 - a) Gli obiettivi generali dell’autorità di regolamentazione includono “assicurare che ai gestori del sistema e agli utenti del sistema siano offerti incentivi adeguati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l’efficienza delle prestazioni del sistema e promuovere l’integrazione del mercato”;
 - b) “In sede di fissazione o approvazione delle tariffe o delle metodologie e dei servizi di bilanciamento, le autorità di regolamentazione provvedono affinché ai gestori dei sistemi di trasmissione e di distribuzione siano offerti incentivi appropriati, sia a breve che a lungo termine, per migliorare l’efficienza, promuovere l’integrazione del mercato e la sicurezza dell’approvvigionamento e sostenere le attività di ricerca correlate”;
- il Regolamento (CE) 714/2009, il Regolamento (CE) 715/2009 e il Regolamento (UE) 347/2013 hanno introdotto per i settori dell’energia elettrica e del gas naturale disposizioni in materia di:
 - a) adozione di un TYNDP decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello comunitario;
 - b) attività di definizione di scenari ai fini della predisposizione del TYNDP;
 - c) preparazione e regolare aggiornamento di una metodologia di analisi costi benefici da applicare al TYNDP;
 - d) verifiche della coerenza tra il TYNDP europeo e i piani di sviluppo nazionali;
- in ambito europeo si stanno progressivamente definendo approcci armonizzati nelle metodologie di sviluppo di scenari ai fini della pianificazione dello sviluppo di rete e ai fini delle valutazioni di adeguatezza della capacità di produzione necessaria alla copertura della domanda, e con una crescente armonizzazione intersettoriale tra elettricità e gas.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l’Autorità, con la deliberazione 627/2016/R/EEL, ha introdotto specifiche disposizioni per la consultazione pubblica dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione nazionale anche con la finalità di favorire logiche di pianificazione e di regolazione ispirate a criteri di selettività degli investimenti, focalizzati sull’utilità per il sistema elettrico;
- con l’Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, l’Autorità ha disciplinato requisiti minimi per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, applicabili a partire dallo schema di Piano di sviluppo 2017;
- tali requisiti minimi hanno imposto obblighi addizionali a Terna in materia di applicazione della metodologia di analisi costi benefici (di seguito: ACB 2.0), in relazione ad esempio al numero di anni studio, al numero di scenari, alla soglia di costo degli interventi a cui applicare obbligatoriamente l’analisi;
- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l’Autorità ha introdotto una sostanziale modifica del processo di definizione degli scenari, inclusa la stima della domanda, con approcci allineati a quelli europei, prevedendo la predisposizione di un documento biennale di descrizione degli scenari del Piano decennale di sviluppo della RTN; e che con la deliberazione 654/2017/R/EEL, l’Autorità ha fissato al 31 gennaio 2018 il termine per la predisposizione del primo documento biennale di descrizione degli scenari, mentre il secondo documento è previsto entro il 30 settembre 2019;
- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, e con la deliberazione 856/2017/R/EEL, l’Autorità ha esteso le attività di monitoraggio degli interventi infrastrutturali, sviluppati sia da Terna sia da altri promotori, disponendo anche la pubblicazione di una sintesi tabellare dei dati principali relativi agli interventi;
- con la deliberazione 627/2016/R/EEL, l’Autorità ha previsto che Terna predisponesse un Allegato al Codice di rete in materia di analisi costi-benefici entro il 30 aprile 2017, e per effetto di tale disposizione Terna ha predisposto l’Allegato A.74 al Codice di rete che è stato oggetto di verifica di conformità positiva dell’Autorità con deliberazione 856/2017/R/EEL;
- con la deliberazione 856/2017/R/EEL, l’Autorità ha disposto che Terna invii all’Autorità entro il 31 maggio 2019, un documento di analisi dell’applicazione delle disposizioni dell’Allegato A.74 al Codice di rete in materia di criteri di stima dei costi degli interventi infrastrutturali e, ove opportuno, una proposta di aggiornamento delle disposizioni medesime;
- con la deliberazione 496/2017/R/EEL l’Autorità ha richiesto a Terna di fornire:
 - a) entro il 30 settembre 2017, una serie di elementi (esiti delle simulazioni, indicatori sintetici coerenti con i criteri di cui all’articolo 33 del regolamento CACM) atti a consentire all’Autorità di valutare l’opportunità di avviare formalmente la revisione delle configurazione zonale ai sensi dell’articolo 32, comma 1, lettera d) del regolamento CACM; a tal proposito Terna ha inviato un *report* dettagliato al momento in fase di analisi da parte dell’Autorità;

- b) a partire dall'anno 2019 entro il 30 giugno di ogni anno un rapporto sulla configurazione zonale.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, l'Autorità:
 - a) ha prefigurato l'intenzione di disporre che Terna identifichi, parallelamente alla preparazione di Piano di Sviluppo e TYNDP 2018, le capacità obiettivo, oltre che sulle interconnessioni in interazione con ENTSO-E, anche sui principali colli di bottiglia della rete nazionale, in analogia con le metodologie attualmente sviluppate da ENTSO-E che prevedono il calcolo di una *grid transfer capability* che può considerare anche eventuali vincoli intrazonali. In via semplificativa, l'Autorità ha indicato che potrebbe essere preferibile riferire lo studio all'anno 2025, che è un anno studio analizzato in Piano di sviluppo e TYNDP 2018;
 - b) ha prospettato l'estensione dell'ambito del rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione ad ulteriori *output*, quali la capacità di trasporto effettivamente disponibile e i contributi ottenuti per il co-finanziamento degli interventi di sviluppo, rispetto a quanto attualmente previsto dal capitolo 11 del Codice di rete;
 - c) ha indicato la possibilità di verifiche dell'applicazione della ACB 2.0 sia "*model-based*" (cioè con incarichi a una società con utilizzo di modelli di mercato e di rete per la possibile replica delle simulazioni svolte da Terna); sia "*expert-based*" (cioè con incarichi a alcuni esperti individuali o società/enti che fornirebbero una valutazione sulla base dell'esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dell'esercizio del sistema elettrico e dalle simulazioni sul comportamento atteso, senza necessariamente utilizzare tutti i *tool* di simulazione di mercato e di rete);
- in relazione all'estensione del contenuto dell'attuale rapporto annuale sulla qualità del servizio di trasmissione anche agli altri *output* del servizio di trasmissione, in risposta alla consultazione 542/2017/R/EEL:
 - a) un soggetto ha condiviso gli orientamenti dell'Autorità riguardo la visione complessiva degli *output* del servizio di trasmissione, inclusa la qualità, da ricomprendere in un unico rapporto annuale, con l'ulteriore osservazione che "*occorre integrare quanto si propone di pubblicare nel rapporto "Qualità del servizio di trasmissione" e i documenti attuali in cui Terna definisce le zone di mercato, le relative capacità di trasmissione e la metodologia di calcolo*";
 - b) Terna ha invece proposto di inserire le nuove informazioni in un rapporto distinto, perché "*in larga misura non sono attinenti la qualità del servizio*".

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in materia di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, l'Autorità ha sviluppato e declinato le

proposte già illustrate in termini più generali nel documento per la consultazione 464/2015/R/EEL;

- in particolare, l’Autorità ha proposto di determinare il premio totale “strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*” nella misura di circa 1,5 milioni di Euro all’anno per tre anni, a condizione dell’effettiva esecuzione delle nuove attività previste, sostanzialmente “misurabili” mediante la verifica della predisposizione dei documenti sopra elencati, con verifiche della qualità di alcuni di essi mediante le modalità *model-based* e/o *expert-based*;
- in esito alla consultazione 542/2017/R/EEL, le risposte si sono diversificate tra la condivisione degli orientamenti dell’Autorità e osservazioni che l’esecuzione di tali attività, essendo percepite come connesse ad obblighi in capo a Terna, non dovrebbe comportare premi aggiuntivi (fermo restando il riconoscimento dei costi per l’effettuazione delle attività).

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- in materia di incentivazione all’ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo, con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, l’Autorità ha indicato che, specificamente per i contributi *Connecting Europe Facility* (di seguito: CEF), viste le difficoltà addizionali, gli sforzi richiesti - e i correlati costi amministrativi - rispetto all’ottenimento di altri tipi di contributi pubblici, l’Autorità intende considerare per il CEF una modifica e un rafforzamento del meccanismo incentivante oggi in vigore per tutti i contributi pubblici in conto capitale (articolo 17, comma 7, del TIT);
- in particolare l’Autorità ha prospettato la possibilità di basare l’incentivo sul risparmio di costo rispetto al costo di investimento stimato per l’intervento, dimensionandolo, in via sperimentale per il periodo fino al 2019, nella misura del 20% del contributo ricevuto, con un limite correlato al valore totale dell’investimento; con contestuale limitazione dell’ambito di applicazione del comma 17.7 del TIT a contributi diversi dal CEF;
- in esito alla consultazione 542/2017/R/EEL, le risposte si sono diversificate tra condivisioni delle proposte dell’Autorità, parziali condivisioni (con la proposta di “dosare” diversamente l’incentivo, ad esempio nella misura del 5%) ed osservazioni che l’esecuzione di tali attività non dovrebbero comportare premi aggiuntivi, dovendosi piuttosto ritenere doverose per il gestore del sistema di trasmissione;
- Terna ha condiviso la proposta dell’Autorità “*in ragione delle oggettive difficoltà e delle attività addizionali necessarie ad ottenere tale forma di finanziamento*” sottolineando “*la complessità della procedura Cross Border Cost Allocation (CBCA) alla quale devono essere sottoposti i progetti candidati ai finanziamenti*” e indicando che “*anche la ricerca di contributi diversi dai CEF debba essere sostenuta e incentivata*”;
- inoltre Terna ha richiesto di rimuovere la soglia proposta pari al 5% del valore totale dell’investimento indicando che “*annullerebbe lo stimolo per Terna a perseguire*

contributi per percentuali superiori al 25% del costo totale” e quindi “appare controproducente rispetto all’obiettivo di riduzione dell’onerosità tariffaria”.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- la deliberazione 446/2014/R/COM definisce criteri e metodologie per la valutazione degli investimenti infrastrutturali e per il riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune;
- in materia di incentivazione per specifici progetti infrastrutturali con maggiori rischi, con i documenti per la consultazione 464/2015/R/EEL e 542/2017/R/EEL, l’Autorità ha prima espresso e poi confermato come orientamento finale l’estensione di applicabilità della deliberazione 446/2014/R/COM a partire dal 2018, con la possibilità di una “soglia di accesso” basata sull’Indicatore di Utilità per il Sistema (di seguito: IUS) pari a 2,0, per evitare l’applicazione del meccanismo di remunerazione dei maggiori rischi a progetti di modesta utilità, per i quali, anche alla luce delle incertezze e di maggiori rischi in termini di costi e tempi di effettiva realizzazione, il valore dell’indicatore IUS possa ulteriormente ridursi;
- in esito alla consultazione 542/2017/R/EEL, i soggetti che si sono espressi su questo aspetto (tre su nove partecipanti alla consultazione) hanno tutti condiviso tale orientamento finale;
- tra tali soggetti, Terna ha anche osservato che *“in merito alle condizioni di accesso proposte (progetti oggetto di analisi CBA 2.0 e solo a condizione che dimostrino di raggiungere un livello dell’indicatore IUS superiore a 2,0), si ritiene che la soglia minima dell’indicatore IUS possa essere ridotta a 1,5 come già ipotizzato nel DCO 464/2015”.*

RITENUTO CHE:

- in materia di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*:
 - a) il numero di nuove attività e rapporti richiesti a Terna dalle recenti disposizioni dell’Autorità è oggettivamente significativo; così come l’importanza e la portata innovativa di molti di questi rapporti, come già espresso dall’Autorità ad esempio nella deliberazione 856/2017/R/EEL (in particolare sui criteri di stima dei costi in sede di ACB) e nel parere 862/2017/I/EEL (sul primo Piano di sviluppo che ha implementato la nuova metodologia ACB);
 - b) in relazione all’estensione del contenuto dell’attuale rapporto annuale della qualità del servizio di trasmissione, non sia condivisibile la proposta di Terna di rapporti separati tra la qualità e gli altri *output*, ritenendo utile poter invece disporre di una visione complessiva degli *output* del servizio (qualità inclusa);
 - c) in relazione all’identificazione delle capacità obiettivo, sia opportuno confermare l’orientamento espresso nel documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, con la preparazione di un rapporto da parte di Terna entro il primo semestre 2018;

- sia perciò appropriato confermare l'orientamento espresso nel documento per la consultazione 542/2017/R/EEL di uno specifico premio in materia di strumenti propedeutici in relazione alle nuove attività e alla portata innovativa dei rapporti relativi, e sia appropriato inserire ulteriori e più stringenti verifiche sulla qualità degli *output* prodotti rispetto a quanto già indicato, anche considerando l'osservazione di un soggetto in sede di consultazione di definire "*linee guida attuative che dovrebbero condurre il TSO ad operare per un miglioramento della propria attività, con la definizione di KPI ed indicatori*" e perciò prevedere al riguardo una proposta di metriche di dettaglio da parte di Terna;
- in materia di incentivazione all'ottenimento di contributi CEF, rispetto a quanto indicato nella consultazione, sia opportuno:
 - a) da un lato, in linea con le osservazioni di alcuni soggetti, tenendo conto dell'obiettivo generale per Terna di sviluppare attività e interventi utili al sistema elettrico italiano e quindi di perseguire l'ottenimento di contributi pubblici che riducono l'onerosità tariffaria, ridurre la leva incentivante in termini di *sharing* con Terna dei benefici ottenuti, nonché mediante l'adozione di un volume minimo di contributi non oggetto di incentivazione;
 - b) dall'altro, in linea con le osservazioni di Terna riguardo la soglia proposta, aumentare il volume massimo di contributo che potrebbe essere trasferito a Terna;
- in relazione al tema dell'ottenimento di contributi CEF, sia condivisibile l'osservazione di Terna che le complessità per reperire i contributi CEF e i non trascurabili correlati costi amministrativi siano anche collegati alla complessità della procedura CBCA ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento (UE) 347/2013 e che tali complessità comportano attività addizionali di Terna rispetto alle usuali attività di richiesta di contributi pubblici;
- in tal senso, è da valutare la possibile estensione del meccanismo incentivante a contributi ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento (UE) 347/2013 o mediante procedure analoghe; mentre non appare al momento condivisibile la richiesta di Terna di estensione ad ulteriori e diversi contributi pubblici, per i quali non si riscontrano complessità e costi così rilevanti, e che comunque sono già oggetto di incentivazione ai sensi del TIT;
- siano necessari ulteriori approfondimenti sulle modalità applicative dell'incentivazione a ottenere eventuali contributi da operatori di rete o soggetti esteri, ai sensi dell'articolo 12 del Regolamento (UE) 347/2013 o mediante procedure analoghe, in particolare riguardo la definizione di una "*baseline*" di allocazione dei costi per i progetti che attraversano più Paesi a partire dalla quale potrebbero essere computati a fini di premialità i contributi dei soggetti esteri;
- l'estensione di applicabilità della deliberazione 446/2014/R/COM comporta lo sviluppo da parte di Terna e la valutazione da parte dell'Autorità di specifiche analisi sui singoli progetti; nel corso di tali attività è possibile considerare attentamente i rischi di aumento dei costi o di riduzione dei benefici qualora il progetto fosse caratterizzato da IUS compreso tra 1,5 e 2,0;

- in coerenza con le previsioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, le disposizioni adottate con il presente provvedimento siano anche funzionali allo sviluppo di ulteriori meccanismi di tipo *output-based*, in particolare per quanto riguarda il rapporto di identificazione della capacità obiettivo che è propedeutico a un futuro meccanismo incentivante alla realizzazione di nuova capacità nei limiti della capacità obiettivo.

RITENUTO OPPORTUNO:

- definire, in prima attuazione ed in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, i meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* e di incentivazione all'ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- estendere l'ambito di applicazione dell'incentivazione per progetti infrastrutturali con maggiori rischi con "condizione di accesso IUS maggiore di 1,5";
- confermare, anche sulla base delle risposte alla consultazione 542/2017/R/EEL, l'intenzione di procedere a un'ulteriore consultazione per i meccanismi incentivanti l'efficienza del servizio di dispacciamento delineati nel capitolo 6 del documento per la consultazione 542/2017/R/EEL;
- prevedere la prosecuzione degli approfondimenti riguardo il meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità obiettivo, anche in attesa di nuovi elementi informativi in termini di rapporti ENTSO-E di identificazione degli "*infrastructure needs*", nonché del rapporto Terna sulle capacità obiettivo e di eventuale avvio formale della revisione della configurazione zonale, che potrebbe influenzare l'identificazione delle sezioni di rete significative del sistema di trasmissione su cui valutare l'incremento della capacità obiettivo

DELIBERA

1. di approvare la modifica del Titolo 8 del TIQ.TRA, come da Allegato A al presente provvedimento, in prima attuazione, in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
2. di prevedere che a partire dall'1 gennaio 2018 l'ambito di applicazione della deliberazione 446/2014/R/COM in materia di riconoscimento di incentivi in relazione ai rischi più elevati affrontati da progetti infrastrutturali di interesse comune sia esteso anche a interventi di trasmissione elettrica che non siano progetti di interesse comune, a condizione che il relativo indicatore IUS di utilità per il sistema sia superiore a 1,5;

3. di prevedere che entro il 30 giugno 2018 Terna trasmetta all’Autorità un rapporto di identificazione delle capacità obiettivo per sezioni di rete significative del sistema di trasmissione;
4. di trasmettere il presente provvedimento alla società Terna S.p.a.;
5. di pubblicare il presente provvedimento e l’Allegato A al TIQ.TRA, come modificato ed integrato, sul sito internet dell’Autorità www.autorita.energia.it.

21 dicembre 2017

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni