

**DELIBERAZIONE 8 MARZO 2018
129/2018/R/EEL**

**DISPOSIZIONI URGENTI IN ORDINE A MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DEGLI OUTPUT
DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE. ADEGUAMENTO DELLE DISPOSIZIONI IN MATERIA DI
RICONOSCIMENTO DI INCENTIVI A PROGETTI CON RISCHI ELEVATI**

**L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI E AMBIENTE**

Nella riunione del 8 marzo 2018

- Premesso che l'Autorità, ai sensi della deliberazione 64/2018/A, opera, a far data dal 12 febbraio 2018, in regime di specifica prorogatio;
- ritenuto che il presente provvedimento rivesta carattere di urgenza, ritenendo non differibile l'attuazione di orientamenti già sottoposti a consultazione dei soggetti interessati, a completamento di scelte regolatorie già adottate, e in relazione ai quali, in assenza di intervento da parte dell'Autorità si realizzerebbero condizioni di incertezza regolatoria con possibili ripercussioni negative relativamente alla selezione e realizzazione, da parte di Terna, degli investimenti a maggiore utilità per il sistema elettrico, a potenziale detrimento dell'economicità del servizio.

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 (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;
- 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;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- 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;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (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 (di seguito: deliberazione 3/2015/A);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 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);
- la deliberazione dell'Autorità 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2016, 800/2016/R/EEL (di seguito: deliberazione 800/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 300/2017/R/EEL);
- il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: TIMM), come da ultimo modificato dalla deliberazione dell'Autorità 8 giugno 2017, 419/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2017, 856/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 856/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2017, 884/2017/R/EEL (di seguito: deliberazione 884/2017/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 22 gennaio 2018, 22/2018/R/EEL (di seguito: deliberazione 22/2018/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 8 febbraio 2018, 64/2018/A;
- il documento per la consultazione 1 ottobre 2015, 464/2015/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 464/2015/R/EEL);
- il documento per la consultazione 20 luglio 2017, 542/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 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, 2017 e 2018;

- la raccomandazione della *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (di seguito: ACER) No. 03/2014 del 27 giugno 2014 su incentivi per progetti di interessi comune e su una metodologia comune per la valutazione del rischio (di seguito: raccomandazione ACER 03/2014);
- l'opinione ACER No. 01/2017 sullo schema di *Ten Year Network Development Plan* TYNDP 2016 (di seguito: Opinione ACER 01/2017);
- lo schema di documento di ENTSO-E "*European Power System 2040 Completing the map - The Ten-Year Network Development Plan 2018 System Needs Analysis*" del 2 febbraio 2018 (di seguito: rapporto ENTSO-E *system needs*);
- 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 di propria competenza 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 3/2015/A, ha definito tra i propri obiettivi strategici per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, l'introduzione di 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 pre-esistenti 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 del singolo investimento 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;
- inoltre l'Autorità, con l'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL, ha disciplinato i requisiti minimi per la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;

- 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 di progetti di trasmissione, 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 predisponga un Allegato al Codice di rete in materia di analisi costi-benefici;
- 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.

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 l’ assicurazione *“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) inoltre, *“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”*;
- l’articolo 17 del Regolamento (CE) 714/2009, relativo alle esenzioni rispetto ad alcune disposizioni della normativa europea per progetti con rischi elevati, individua una differenza di tre anni tra la tempistica limite per la messa in esercizio e la tempistica limite per l’avvio della realizzazione del progetto oggetto di esenzione.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l’Autorità ha presentato orientamenti in tema di regolazione incentivante degli *output* dei servizi di trasmissione e dispacciamento con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL;
- l’Autorità, con la deliberazione 884/2017/R/EEL, ha definito, in prima attuazione, un quadro preliminare di meccanismi incentivanti allo sviluppo e al rafforzamento di strumenti propedeutici alla regolazione *output-based* del servizio di trasmissione e di incentivazione all’ottenimento di contributi per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- come richiamato nel dispositivo della deliberazione 884/2017/R/EEL, gli strumenti propedeutici sono stati definiti *“in vista di una più ampia implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura output-based per il servizio di trasmissione dell’energia elettrica”*;

- in particolare, con la deliberazione 884/2017/R/EEL l’Autorità ha previsto che Terna, entro il 30 giugno 2018, trasmetta all’Autorità un rapporto di identificazione delle capacità obiettivo, in via propedeutica a un futuro meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità obiettivo;
- l’Autorità ha, altresì, previsto di proseguire gli 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 su cui valutare l’incremento della capacità obiettivo;
- relativamente al meccanismo di incentivazione della capacità di trasporto interzonale, l’Autorità, con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL:
 - a) aveva prefigurato l’intenzione di disporre che Terna identifichi, parallelamente alla preparazione di Piano di Sviluppo e (in cooperazione con ENTSO-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 via semplificativa, l’Autorità aveva indicato come preferibile riferire lo studio all’anno 2025, anno studio analizzato sia ai fini del Piano di sviluppo che del TYNDP 2018;
 - b) aveva proposto di adottare il meccanismo di incentivazione per lo sviluppo della capacità in via sperimentale con efficacia a partire dal 1 gennaio 2019, in ragione della necessità di definire alcuni parametri del meccanismo incentivante a seguito della valutazione del rapporto di Terna in merito alle Capacità obiettivo, prevista nel corso del 2018;
 - c) aveva inoltre ipotizzato l’estensione del meccanismo incentivante all’emiperiodo 2020-2023, con l’eventuale introduzione di penalità in caso di mancato raggiungimento di un livello minimo di incremento di capacità;
 - d) aveva indicato l’intenzione di prevedere l’esclusione dal nuovo sistema di incentivazione degli investimenti già interessati dai preesistenti meccanismi di incentivazione *input-based*;
 - e) aveva inoltre indicato l’esclusione dal nuovo sistema incentivante degli investimenti in c.d. *interconnector* programmati ai sensi della legge 99/09, che sono oggetto di un obbligo normativo di programmazione e realizzazione da parte di Terna;
 - f) aveva ipotizzato una valorizzazione del premio pari alla somma dell’80% delle rendite di congestione effettive nel mercato e del 20% della stima del beneficio annuo atteso, per minimizzare i rischi di eventuali *bias* dei risultati delle analisi costi benefici;
 - g) aveva indicato come riferimento di più immediata implementazione per misurare la capacità di trasporto la capacità cosiddetta “*winter peak*” riferita alla situazione invernale di picco di carico;

- in relazione al meccanismo di incentivazione della capacità di trasporto interzonale, nove soggetti interessati hanno inviato osservazioni in risposta al documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, fra cui:
 - a) Terna ha condiviso il meccanismo di incentivazione proposto e la scelta di determinarne la quantificazione principalmente con riferimento a grandezze determinabili *ex-ante*;
 - b) Terna ha inoltre condiviso la fissazione dell'anno iniziale al 2019 per le motivazioni espresse dall'Autorità, ha indicato *“essenziale l'estensione almeno all'emi-periodo 2020-2023, come suggerito dal DCO stesso”* e ha inoltre osservato che *“l'estensione temporale dell'incentivo per l'incremento della capacità appare troppo limitata in rapporto al tempo tipico di realizzazione degli interventi di sviluppo, specie per quelli con impatti più significativi per il sistema”*, proponendo un'estensione fino al 2027, indicato come *“orizzonte temporale del piano di sviluppo 2018”*;
 - c) Terna ha richiesto di *“catturare anche benefici diversi dalla mera riduzione del costo di congestione tra le zone interessate dallo sviluppo di rete; occorre considerare infatti che uno sviluppo di capacità interzonale, oltre a portare benefici in termini di riduzione dei costi di congestioni tra le due zone interessate dall'intervento di sviluppo, può determinare benefici ulteriori in termini di riduzione dei costi di congestione di altre zone, di minori costi MSD, di aumento della penetrazione delle rinnovabili e conseguente riduzione delle emissioni”*.
 - d) Terna ha poi suggerito *“che il premio dovrebbe essere maggiore in corrispondenza dell'incremento iniziale di capacità, per poi ridursi coerentemente con la riduzione del differenziale di prezzo tra le zone e quindi del beneficio conseguibile con un ulteriore sviluppo della rete”*;
 - e) inoltre Terna ha proposto *“l'ammissione degli interconnector agli incentivi output-based. Anche se essi devono essere realizzati per obblighi di legge, come rilevato al punto 3.21 del DCO, occorre considerare che, anche per questi interventi, possono essere applicabili le logiche di sviluppo selettivo e di massimizzazione dell'output e di utilità per il sistema elettrico”*.
 - f) Terna ha condiviso l'opzione di fare riferimento alla capacità di trasporto cosiddetta *“winter peak”*;
 - g) le otto risposte da soggetti diversi da Terna non hanno espresso un orientamento univoco, con accettazioni totali o parziali dell'orientamento finale e due risposte in disaccordo;
 - h) le motivazioni di disaccordo emerse sono state legate all'osservazione che *“lo sviluppo rete, essendo sostenuto in tariffa dai consumatori, dovrebbe già essere efficace ed efficiente a prescindere dalla predisposizione di un incentivo”* e che *“non si ritiene opportuno prevedere un premio specifico per attività più o meno ordinarie, che rientrano già nei compiti del TSO e che vengono pertanto remunerate nell'ambito del normale quadro tariffario”*;
 - i) due soggetti hanno osservato *“che l'adozione di tali target debba essere effettuata garantendo un ampio coinvolgimento degli stakeholder, attraverso*

consultazioni, seminari pubblici e, se necessario, anche gruppi di lavoro specifici. Terna in tali sedi dovrebbe rendere pubblici i progetti che potrebbero essere adottati per il raggiungimento di tali target, unitamente con le criticità (ad esempio di tipo autorizzativo o tecnologico) ad essi connesse. La decisione finale dovrebbe comunque spettare all’Autorità, una volta acquisiti i vari pareri, sia degli operatori di mercato che dei produttori e dei grandi consumatori connessi alla RTN, sia delle imprese distributrici che di Terna”;

- j) gli stessi soggetti hanno inoltre apprezzato “*l’intenzione dell’Autorità di limitare per il momento l’incentivo sulle target capacities ai benefici apportati dagli investimenti che non usufruiranno dell’incentivazione input-based transitoria*”;
- k) un altro soggetto ha indicato che “*la proposta presentata nel DCO andrebbe valutata e ponderata attentamente e l’utilizzo di meccanismi premianti mirati, anche se basato su logiche output based, andrebbe dosato con prudenza, al fine di evitare sovra remunerazioni che potrebbero, in ultim’analisi, incidere sulla competitività del sistema elettrico italiano*”;
- successivamente alla già richiamata deliberazione 884/2017/R/EEL di prima attuazione di incentivi agli *output* del servizio di trasmissione, con la deliberazione 22/2018/R/EEL, l’Autorità ha avviato la revisione della suddivisione della rete rilevante in zone.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell’Opinione ACER 01/2017, ACER ha espresso alcune raccomandazioni sulle attività di identificazione dei *system needs*, fra cui:
 - a) identificare le esigenze di investimento in infrastrutture per tutte e tre i criteri adottati in ambito europeo, ossia integrazione del mercato, sicurezza dell’approvvigionamento e connessione di nuova generazione;
 - b) analizzare tutte le sezioni rilevanti fra le zone rappresentate nel modello di mercato pan-europeo di ENTSO-E;
 - c) analizzare i *system needs* per ciascun anno studio e per ciascuno scenario considerato;
 - d) garantire la quantificazione (e, quando possibile, la monetizzazione in base a parametri specifici) dei *system needs*;
 - e) utilizzare indicatori semplici:
 - integrazione del mercato: aumento del *socio-economic welfare* SEW per aumento di capacità (Eur / MW);
 - connessione di generazione: riduzione dei distacchi di generazione (GWh);
 - sicurezza dell’approvvigionamento: riduzione dell’energia non fornita attesa (GWh);
 - f) integrare le analisi relative al SEW presentando la differenza di costo marginale prevista (€/ MWh), tenendo conto degli *spread* di costo marginale in entrambe le direzioni;

- g) segnalare chiaramente le capacità obiettivo per ciascun confine, basandosi esclusivamente su valutazioni tecnico-economiche;
- h) fornire informazioni complete sui criteri e le soglie applicate;
- i) indicare i costi di riferimento considerati su ciascun confine;
- il rapporto ENTSO-E *system needs* è stato pubblicato, ai fini di consultazione pubblica, il 2 febbraio 2018. Tale rapporto:
 - a) presenta sinteticamente la metodologia adottata per eseguire le simulazioni di mercato;
 - b) prevede una rappresentazione della rete ai fini delle analisi di mercato con rappresentazione zonale di Italia nord, Italia centro nord, Italia centro sud, Italia sud, Italia Sicilia, Italia Sardegna e alcune zone estere collegate al solo sistema elettrico italiano (Corsica, Malta e Tunisia);
 - c) si riferisce a un unico anno studio (2040);
 - d) fornisce una descrizione relativamente sommaria, con un unico grafico a pagina 36 dell'appendice tecnica, dei costi di riferimento (variabili a seconda della sezione di rete interessata) adottati durante gli studi di identificazione dei *system needs*.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, l'Autorità ha anche presentato i propri orientamenti iniziali per l'introduzione di un meccanismo di premi e penalità al fine di promuovere l'efficienza nel servizio di dispacciamento;
- più in dettaglio, l'Autorità ha indicato che:
 - il predetto meccanismo troverebbe applicazione a condizione che vengano precedentemente completate (secondo tempistiche e modalità che verranno appositamente definite) le attività già richieste a Terna e finalizzate a incrementare l'efficacia degli strumenti atti a consentire il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato (quali, titolo d'esempio, un simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento ai sensi del TIMM e la determinazione dei prezzi nodali ai fini delle attività di monitoraggio di MSD ai sensi della deliberazione 800/2016/R/EEL);
 - il nuovo meccanismo incentivante consisterebbe nella definizione di premi e penalità a fronte, rispettivamente, di una riduzione o di un aumento dei costi di dispacciamento rispetto a una baseline oggetto di successiva definizione. Ciò al fine di contenere i costi di dispacciamento con particolare riferimento all'*uplift*, ai costi per la remunerazione della mancata produzione eolica e a costi correlati ai profili di essenzialità per la sicurezza del sistema (in tutti i casi sterilizzando gli effetti indotti da fattori esogeni o da scelte regolatorie);
 - il nuovo meccanismo di incentivazione dovrebbe indurre Terna a porre in essere tutte le azioni necessarie per il contenimento dei costi di dispacciamento e a migliorare gli strumenti per la prevedibilità dell'andamento atteso dei costi di dispacciamento intercettati, nonché a intervenire e/o segnalare tempestivamente eventuali situazioni di potenziale

criticità affinché vi sia il tempo necessario per predisporre i necessari interventi;

- nell'ambito della consultazione, gli utenti del dispacciamento, hanno evidenziato tra l'altro che:
 - Terna, soggetto concessionario anche delle attività relative al dispacciamento, dovrebbe già esser tenuta a svolgere tale attività nel modo più efficiente possibile, contenendo i costi per il sistema e per i consumatori e garantendone la massima trasparenza, senza necessità di ulteriori incentivi;
 - appare essenziale legare gli incentivi/penali relativi allo sviluppo della rete ed al corretto funzionamento del mercato, incentivando gli investimenti che portano alla riduzione delle congestioni di rete e, quindi, alla rimozione dell'essenzialità;
 - i costi di dispacciamento risentono di una serie di variabili fuori dal controllo del TSO (i.e. andamento dei costi di combustibili, disponibilità degli impianti, producibilità delle fonti primarie non programmabili); e che, pertanto, è difficile incentivare la riduzione dei costi di dispacciamento distinguendo i risultati che conseguono da specifiche azioni messe in campo dal TSO rispetto a risultati di variabili esogene (risultati, questi ultimi, rispetto ai quali difficilmente si giustifica il riconoscimento di un premio);
- nell'ambito della consultazione, Terna, per quanto qui rileva, ha evidenziato che:
 - a) potrebbe essere opportuno incentivare esplicitamente tutte le attività funzionali ad un dispacciamento ulteriormente ottimizzato, ovvero:
 - produzione di report di adeguatezza e proposte di soluzioni per affrontare e gestire situazioni di stress del sistema;
 - proposte di modifica del Codice di Rete per ampliare il novero di risorse che possono partecipare al MSD (consumo e immissione);
 - proposte per la risoluzione di situazioni di essenzialità anche attraverso strumenti alternativi allo sviluppo di rete (esempio gare per l'approvvigionamento di energia reattiva);
 - proposte di sperimentazioni per il soddisfacimento del fabbisogno di servizi con nuove risorse, in considerazione dell'evoluzione dell'esigenza del sistema;
 - b) una proposta di incentivazione che abbia come *output* i costi netti dell'*uplift* (quale quella oggetto di consultazione) debba prevedere la sterilizzazione di almeno i seguenti fattori:
 - andamento dei prezzi delle commodity;
 - strategie di offerta degli operatori sul MSD;
 - modifiche al disegno di mercato;
 - evoluzione delle regole sullo sbilanciamento e conseguentemente della dimensione dei volumi sbilanciati;
 - ulteriori modifiche del quadro normativo italiano ed europeo in tema di mercati;

- eventi accidentali non programmabili di elementi di rete o del parco di generazione che possono incidere in modo rilevante sulla competitività e sulle esigenze di servizi di rete e conseguentemente influenzare il mercato;
- c) potrebbe essere opportuno ricomprendere nel novero degli investimenti da incentivare gli sviluppi di rete finalizzati, tra l'altro, all'aumento della capacità di trasporto per la risoluzione delle congestioni intrazonali (all'interno delle zone di mercato);
- con l'osservazione sub a), Terna, di fatto, propone che sia oggetto di incentivazione il miglioramento di alcune attività già in corso, sia atte a consentire il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato, sia atte a dare seguito alla deliberazione 300/2017/R/EEL recante prima apertura del MSD, tramite progetti pilota, alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, l'Autorità aveva invece ritenuto che il completamento di tali attività sia prodromico all'accesso all'incentivazione *output based* per quanto attiene al dispacciamento;
- con l'osservazione sub b), Terna esprime le proprie perplessità in merito all'implementazione (ritenuta troppo complessa) di un meccanismo basato sulla riduzione dei costi complessivi di dispacciamento;
- gli interventi finalizzati alla riduzione delle congestioni intrazonali, citati anche da Terna con l'osservazione sub c), contribuiscono in maniera diretta alla riduzione dei costi di dispacciamento coperti tramite il corrispettivo denominato *uplift*.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il Regolamento (UE) 347/2013, all'articolo 13:
 - a) ha introdotto disposizioni perché siano concessi incentivi adeguati, conformemente a disposizioni della direttiva 2009/72/CE e al regolamento (CE) 714/2009, nel caso un promotore di un progetto affronti rischi più elevati per lo sviluppo, l'esecuzione, il funzionamento o la manutenzione di un progetto di interesse comune rispetto ai rischi connessi di norma a un progetto infrastrutturale;
 - b) ha definito alcuni elementi per le decisioni su tali incentivi da parte delle autorità nazionali di regolazione;
 - c) ha previsto, a tale riguardo, che ACER facilitasse la condivisione delle buone prassi e formulasse raccomandazioni non vincolanti alle autorità nazionali di regolamentazione;
 - d) ha infine previsto che ciascuna autorità nazionale di regolazione pubblicasse la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali e i rischi elevati affrontati;
- con la raccomandazione ACER 03/2014 sono state fornite alle autorità nazionali le raccomandazioni di cui al punto precedente;
- l'Autorità, con la deliberazione 446/2014/R/COM:

- a) ha definito la propria metodologia e i criteri utilizzati per valutare gli investimenti in progetti infrastrutturali e i rischi elevati affrontati;
- b) ha adottato disposizioni, coerenti con la raccomandazione ACER 03/2014, per la gestione dei procedimenti aventi a oggetto la valutazione e l'eventuale adozione di specifiche misure incentivanti in relazione alle istanze presentate da promotori che reputino non sufficienti gli strumenti regolatori vigenti in relazione agli elevati rischi affrontati;
- sia la raccomandazione ACER 03/2014 sia la deliberazione 446/2014/R/COM indicano esplicitamente la categoria “rischi di sfioramento dei tempi rispetto a quanto previsto”;
- la raccomandazione ACER 03/2014 indica inoltre che tale rischio non è rilevante nei sistemi di regolazione in cui le spese sostenute prima della messa in esercizio del progetto sono incluse nella *Regulatory Asset Base*;
- l'allegato alla raccomandazione ACER 03/2014, in particolare la tabella 3 riguardante le specifiche misure regolatorie negli stati UE che incidono sul livello di rischio, indica (con riferimento al 2014) che circa metà dei sistemi regolatori riconoscevano le spese sostenute prima della messa in esercizio, circa metà non le riconoscevano, con la presenza di alcune ulteriori soluzioni, ad esempio quella della Francia, con il riconoscimento di tali spese a un tasso ridotto, pari al costo del debito. Tale varietà di approcci regolatori, sulle base di informazioni disponibili nell'ambito della cooperazione tra le autorità europee, risulta in larga misura confermata;
- l'Autorità ha modificato, con la deliberazione 654/2015/R/EEL, per il solo settore della trasmissione elettrica, le disposizioni previgenti, escludendo dalla base di capitale oggetto di remunerazione le immobilizzazioni in corso d'opera e prevedendo invece il riconoscimento degli interessi passivi capitalizzati in corso d'opera come maggiorazione del costo di investimento;
- l'Autorità con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL ha espresso l'orientamento finale di estendere le possibilità di incentivi, relativi ai soli progetti di interesse comune nel quadro del Regolamento (UE) 347/2013, ad altri progetti con elevati rischi specifici (purché a elevato beneficio di sistema);
- tale orientamento è stato poi attuato con la deliberazione 884/2017/R/EEL;
- nelle proprie osservazioni al documento per la consultazione 542/2017/R/EEL, Terna:
 - a) ha condiviso la proposta di incentivazione di progetti infrastrutturali, caratterizzati da elevati rischi e benefici, a maggior garanzia della loro realizzazione;
 - b) ha sottolineato la necessità di una “loro rapida implementazione”;
 - c) ha indicato che “devono inoltre essere inclusi nel novero degli interventi da ricomprendere nel meccanismo di incentivazione per i progetti con rischi maggiori anche quelli caratterizzati da tempi di realizzazione particolarmente lunghi e da una conseguente forte esposizione finanziaria”.

RITENUTO CHE:

- in materia di meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale le attività che erano state ritenute preliminari abbiano raggiunto un livello di sviluppo sufficiente per proseguire il percorso di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione, dal momento che:
 - a) sono disponibili primi elementi informativi relativi al rapporto ENTSO-E *system needs*;
 - b) è stato dato avvio formale alla revisione della configurazione zonale, con definizione delle relative tempistiche;
- al medesimo riguardo, anche in considerazione delle disposizioni europee per incentivi a uno sviluppo efficiente del sistema e all'integrazione dei mercati, sia opportuno proseguire il percorso di implementazione di nuovi strumenti di incentivazione di natura *output-based* per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, definendo un meccanismo sperimentale di premio alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale entro i limiti di capacità obiettivo. Tale meccanismo è in grado di contribuire agli obiettivi di selettività ed efficacia degli investimenti perseguiti dall'Autorità, prevedendo di trasferire a Terna una quota limitata dei relativi benefici, in gran parte destinati ad essere trasferiti a vantaggio degli utenti della rete;
- sia appropriato prevedere che il meccanismo incentivante alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale abbia in particolare le seguenti caratteristiche:
 - a. abbia una durata quinquennale, cioè dal prossimo anno fino al termine del corrente periodo regolatorio (2023), in linea con quanto prospettato negli orientamenti finali;
 - b. preveda un *cap* all'incentivo massimo erogabile per esigenze di tutela degli utenti, ricordate peraltro in alcune risposte alla consultazione 542/2017/R/EEL;
 - c. nell'arco della durata quinquennale, consenta una possibile revisione di alcuni parametri, che potrebbe essere attivata sia per affinamenti a seguito dell'esperienza dei primi anni di implementazione, sia per una eventuale modifica della suddivisione zonale che richiederebbe le conseguenti modifiche del meccanismo incentivante;
 - d. confermi la valorizzazione del premio come somma di una quota relativa alle congestioni effettive e una quota relativi ai benefici attesi, come indicato in sede di consultazione;
 - e. faccia riferimento, per quanto riguarda la quota di valorizzazione del premio definita su base storica, alle rendite di congestione effettive nel biennio 2016-2017, ritenendo che la scelta di tale riferimento fisso eviti la volatilità del premio nel caso di incrementi di capacità di trasporto in anni differenti sulla medesima sezione di rete e minimizzi i rischi di eventuali potenziali comportamenti opportunistici da parte di Terna;
 - f. faccia riferimento, per quanto riguarda la quota di valorizzazione del premio definita sulla base dei benefici attesi, alle categorie di beneficio riconducibili

- al funzionamento del mercato dell'energia, evitando quindi sovrapposizioni di meccanismi incentivanti;
- g. preveda l'esclusione di investimenti già incentivati da altri meccanismi incentivanti, in particolare di natura *input-based*, come peraltro osservato anche in risposta alla consultazione;
 - h. in parziale accettazione della proposta di Terna riguardo l'inclusione degli *interconnector* nel meccanismo incentivante, preveda solo l'esclusione degli *interconnector* già avviati;
 - i. preveda la possibilità di decurtazioni del premio in caso di insufficiente disponibilità della capacità di trasporto in uno o più dei tre anni successivi alla messa in esercizio di investimenti che realizzano capacità di trasporto addizionale, salvo cause esogene a Terna, al fine di assicurare da un lato lo sforzo di Terna a rendere effettivamente disponibile al mercato la capacità di trasporto realizzata e dall'altro a ottimizzare le attività di esercizio e manutenzione.

RITENUTO CHE:

- non possano essere oggetto di incentivazione le attività già in corso, atte a consentire il monitoraggio, a garantire la trasparenza e a prevenire l'esercizio del potere di mercato, ovvero atte a dare seguito alla deliberazione 300/2017/R/EEL, confermando l'orientamento già espresso in merito con il documento per la consultazione 542/2017/R/EEL. Si ritiene infatti che tali attività siano essenziali per la corretta funzionalità del sistema elettrico e che, pertanto, il loro svolgimento non necessiti di un meccanismo premiante;
- l'incentivazione alla risoluzione dei vincoli di rete intrazonali, in considerazione di quanto sopra richiamato, possa costituire una prima implementazione dei principi oggetto di consultazione in merito di incentivazione alla riduzione dei costi di dispacciamento, evitando, almeno in questa fase e fatte salve diverse decisioni future, la definizione di premi e penalità parametrati direttamente alla riduzione o all'aumento dei costi di dispacciamento in quanto appaiono al momento condivisibili le difficoltà al riguardo evidenziate sia da Terna sia dagli altri operatori;
- sia, pertanto, opportuno includere, le iniziative da incentivare quelle finalizzate alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità;
- sia opportuno che, ai fini dell'incentivazione delle iniziative di cui al precedente punto, vengano valutati gli *output* da essi derivanti tenendo conto non solo dei benefici netti attesi determinati ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL ma anche della variazione, in riduzione, dei costi di dispacciamento imputabile a tali interventi; e che, allo scopo, si faccia uso degli strumenti che Terna è già tenuta a sviluppare o ad aggiornare al fine di consentire il monitoraggio, garantire la trasparenza e prevenire l'esercizio del potere di mercato, quali i prezzi nodali e il simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento;

- sia opportuno definire, con successivo provvedimento, i criteri di dettaglio per la piena operatività dell'incentivazione di cui sopra.

RITENUTO CHE:

- le disposizioni della deliberazione 654/2015/R/EEL, per quanto attiene le modalità di remunerazione delle immobilizzazioni in corso d'opera, possano comportare, nel caso di progetti con più lunga durata realizzativa, effetti indesiderati sulle scelte dell'operatore che, in alcune condizioni, potrebbe essere indotto a dare priorità a interventi con minore previsione di durata realizzativa piuttosto che privilegiare le iniziative con maggiore interesse per il sistema;
- le disposizioni del quadro normativo e regolatorio vigente, ivi inclusa l'identificazione degli interventi di sviluppo prioritari e i requisiti minimi per l'analisi costi-benefici, possano non neutralizzare i predetti effetti indesiderati;
- il Regolamento (UE) 347/2013, e in particolare il relativo articolo 13, mira a mitigare o remunerare i rischi elevati che possono caratterizzare specifici progetti;
- sia pertanto opportuno contemperare i divergenti obiettivi di mitigazione degli specifici rischi per il promotore e di mantenere un incentivo alla tempestiva realizzazione e messa in esercizio di progetti caratterizzati da elevata utilità per il sistema elettrico italiano;
- sia appropriato correlare i rischi, in prima battuta, alla durata del progetto e identificare una soglia di tre anni per la durata della realizzazione oltre la quale i suddetti effetti indesiderati si ritiene possano effettivamente dispiegarsi in maniera significativa, anche in relazione alle tempistiche del già richiamato articolo 17 del Regolamento (CE) 714/2009 ;
- sia pertanto opportuno integrare le disposizioni della deliberazione 446/2014/R/COM prevedendo uno specifico percorso per la valutazione di istanze per incentivi a progetti di sviluppo della trasmissione elettrica con rischi elevati legati alla durata della fase di realizzazione, semplificato rispetto a quello istituito con la medesima deliberazione;
- tale percorso semplificato sia applicabile ove sussistano le condizioni di superamento della soglia di durata testè indenticata (tre anni) e previa istanza di incentivazione specifica di progetto in relazione alla sola remunerazione del capitale per le immobilizzazioni in corso d'opera, nei limiti del livello di riconoscibilità degli interessi passivi in corso d'opera previsto dalla regolazione tariffaria vigente;
- sia inoltre opportuno, alla luce del fatto che la deliberazione 446/2014/R/COM non è stata aggiornata in esito alle modifiche intervenute nel quadro regolatorio per effetto delle deliberazioni 654/2015/R/EEL e 627/2016/R/EEL, prevederne un successivo aggiornamento in relazione ai mutamenti del quadro regolatorio nazionale e agli sviluppi legati all'attuazione del Regolamento (UE) 347/2013 avvenuti negli ultimi quattro anni.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- anche alla luce del rapporto ENTSO-E *system needs*, che è stato recentemente oggetto di consultazione pubblica, definire i principali contenuti del rapporto di Terna sull'identificazione delle capacità obiettivo anche grazie a un processo di consultazione pubblica della relativa metodologia;
- rinviare a successivi provvedimenti:
 - a. la definizione delle sezioni e confini oggetto del meccanismo incentivante;
 - b. la definizione delle capacità di partenza e obiettivo per ciascuna sezione o confine;
 - c. la valorizzazione del beneficio annuo atteso B1 incremento del *socio-economic welfare* per ciascuna sezione o confine

DELIBERA

1. di sostituire, all'interno del Titolo 8 del TIQ.TRA, l'Articolo 44 con il seguente:

“Articolo 44

Incentivazione sperimentale a realizzazione di capacità addizionale di trasporto fino a valori di capacità obiettivo

- 44.1 Nel periodo 2019 - 2023, Terna ha titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione, entro il 31 dicembre di ciascun anno, di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante di cui all'articolo 15 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (di seguito: sezione) o tra il sistema elettrico italiano e i sistemi elettrici confinanti (di seguito: confine).
- 44.2 A Terna non è riconosciuto alcun premio per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale per la quota che porti a eccedere i valori di capacità di trasporto obiettivo per ciascuna sezione e per ciascun confine determinati dall'Autorità.
- 44.3 Per ciascuna sezione, il premio massimo è pari alla somma di:
 - a) 40% della rendita di congestione su tale sezione nel corso del 2016;
 - b) 40% della rendita di congestione su tale sezione nel corso del 2017;
 - c) 20% della quota relativa al beneficio annuale B1 incremento del *socio-economic welfare* di cui all'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 44.4 Per ciascun confine, il premio massimo è pari alla somma di:
 - a) 40% della quota di rendita di congestione spettante a Terna su tale confine nel corso del 2016;

- b) 40% della quota di rendita di congestione spettante a Terna su tale confine nel corso del 2017;
 - c) 20% della quota relativa al beneficio annuale B1 incremento del *socio-economic welfare* (per il sistema elettrico italiano) di cui all'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL.
- 44.5 Nel caso in cui la capacità di trasporto addizionale su una sezione o un confine consenta di raggiungere la capacità di trasporto obiettivo, il premio effettivo è pari al premio massimo.
- 44.6 Nel caso in cui la capacità di trasporto addizionale su una sezione o un confine non consenta di raggiungere la capacità di trasporto obiettivo, il premio effettivo è calcolato come quota parte del premio massimo, proporzionalmente al rapporto tra la capacità di trasporto addizionale realizzata e la differenza tra la capacità di trasporto obiettivo e la capacità di trasporto di partenza, determinate dall'Autorità.
- 44.7 I valori di capacità di trasporto di partenza, di capacità di trasporto obiettivo e di capacità di trasporto addizionale sono riferiti alla situazione cosiddetta "*winter peak*".
- 44.8 Entro il 31 dicembre 2018 l'Autorità individua le sezioni e i confini e determina per ciascuno di essi la capacità di trasporto di partenza e la capacità di trasporto obiettivo. Qualora una sezione non corrisponda a una sezione tra zone della rete rilevante degli anni 2016 o 2017 per effetto di revisione della suddivisione in zone, l'Autorità determina opportunamente le voci di cui alle lettere a) e b) del comma 44.3.
- 44.9 Entro la medesima data di cui al punto precedente, salvo che si renda necessaria una ulteriore attività istruttoria anche in relazione alle verifiche esterne indipendenti sul rapporto di identificazione delle capacità obiettivo di cui al precedente articolo 40, l'Autorità determina il valore della quota relativa al beneficio annuale B1 di cui ai commi 44.3 e 44.4 per ciascuna sezione e per ciascun confine. Tale quota è determinata dall'Autorità tenendo conto sia del valore del beneficio annuale B1 atteso per i singoli interventi di sviluppo che incrementano la capacità di trasporto su una sezione o un confine, sia del valore del medesimo beneficio calcolato da Terna nel rapporto di identificazione delle capacità obiettivo di cui alla lettera b) del comma 39.1, come verificato dall'Autorità. Fino a tale determinazione, il valore di detta quota è provvisoriamente posto pari a zero.
- 44.10 Il premio relativo a realizzazione di capacità di trasporto per investimenti messi in esercizio nel corso dell'anno t è accertato e determinato dall'Autorità, con provvedimento motivato entro il 31 dicembre dell'anno $t+1$, a seguito delle verifiche di cui all'articolo successivo, previa comunicazione a Terna dell'esito di tali verifiche e del loro effetto sulla determinazione del premio.

- 44.11 Non sono ammissibili effetti di sovrapposizione di incentivi per le capacità di trasporto addizionali realizzate con gli investimenti (interventi e opere di sviluppo) di cui alle deliberazioni 40/2013/R/EEL e 579/2017/R/EEL e i progetti pilota di cui all'articolo 19, comma 3, del TIT. Non sono ammissibili al meccanismo incentivante le capacità di trasporto realizzate con *interconnector* di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99, qualora la realizzazione dell'*interconnector* medesimo o, ove applicabile, del collegamento di interconnessione che comprende l'*interconnector*, sia già avviata al 31 dicembre 2017.
- 44.12 I premi disciplinati dal presente articolo sono riconosciuti dalla Cassa a valere sul conto di cui al comma 48.1, lettera f) del TIT.”;
2. di aggiungere, dopo l'Articolo 44 del TIQ.TRA, i seguenti:

Articolo 45

Limitazioni del valore dei premi e verifiche sulla effettività della capacità di trasporto addizionale

- 45.1 L'ammontare massimo, su base quinquennale, dei premi che sono erogati ai sensi del precedente articolo è pari a 150 (centocinquanta) milioni di euro.
- 45.2 L'Autorità può procedere alla revisione di specifici parametri del meccanismo incentivante di cui al precedente articolo entro il 31 dicembre 2021. I suddetti parametri includono:
- a) la definizione di una o più sezioni;
 - b) la definizione di uno o più confini;
 - c) i valori di capacità di trasporto di partenza e di capacità di trasporto obiettivo;
 - d) le modalità di valorizzazione di cui ai commi 44.3 e 44.4, inclusa la valorizzazione della quota relativa al beneficio annuale.
- 45.3 Per ciascuna sezione o confine, il premio effettivo di cui ai commi 44.5 e 44.6 viene ridotto dall'Autorità nei casi in cui il rapporto tra la capacità di trasporto media resa disponibile per il mercato del giorno prima e la capacità di trasporto *winter peak* sia significativamente inferiore rispetto ai valori storici di tale rapporto, in uno o più dei tre anni successivi alla messa in esercizio dell'investimento che ha reso disponibile capacità di trasporto addizionale, salvo cause indipendenti dal gestore del sistema di trasmissione, debitamente documentate. La decisione sulla eventuale riduzione del premio è assunta a seguito di istruttoria che garantisce la partecipazione di Terna al procedimento.

Articolo 46

Altri meccanismi incentivanti di natura output-based

- 46.1 Con successive disposizioni, anche a seguito di ulteriori consultazioni, l'Autorità introduce meccanismi di incentivazione di ulteriori *output* del servizio di trasmissione, finalizzati a:

- a) ottenimento di contributi da operatori di rete e soggetti esteri;
- b) ulteriori aspetti meritevoli di incentivazione, anche ai sensi dell'articolo 37, paragrafo 8, della Direttiva 2009/72/CE.

- 46.2 Con successive disposizioni l'Autorità disciplina le possibili iniziative per favorire meccanismi di capacitazione degli *stakeholder* e sensibilizzazione delle amministrazioni locali circa i benefici delle infrastrutture.”;
3. di prevedere che il rapporto di identificazione delle capacità obiettivo di cui al punto 3 della deliberazione 884/2017/R/EEL debba contenere una chiara esplicitazione delle scelte adottate da Terna relativamente alle categorie, agli anni studio e agli scenari presi a riferimento e, per ciascuna sezione o confine oggetto dell'analisi, almeno i seguenti elementi:
 - a. quantificazione della capacità di trasporto obiettivo;
 - b. indicazione del beneficio marginale per incremento marginale di capacità di trasporto o del beneficio unitario per l'ultimo incremento finito di capacità ritenuto economicamente efficiente;
 - c. indicazione del costo di riferimento adottato;
 4. di prevedere che Terna effettui una consultazione dei soggetti interessati sulla metodologia di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo della durata di almeno tre settimane prima dell'invio all'Autorità delle proprie valutazioni e controosservazioni sui commenti ricevuti in sede di consultazione, da effettuarsi almeno due mesi in anticipo rispetto all'invio del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo;
 5. di includere, tra le iniziative da incentivare, in logica *output based*, gli sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità, inclusi quelli eventualmente previsti dal Piano di difesa a condizione che sia stata effettuata l'analisi costi-benefici;
 6. di prevedere che, ai fini dell'incentivazione degli sviluppi di cui al punto 5, vengano valutati gli *output* da essi derivanti tenendo conto dei benefici netti attesi determinati ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/EEL nonché della variazione, in riduzione, dei costi di dispacciamento imputabile a tali interventi, determinata facendo uso degli strumenti che Terna è già tenuta a sviluppare o ad aggiornare al fine di consentire il monitoraggio, garantire la trasparenza e prevenire l'esercizio del potere di mercato, quali i prezzi nodali di cui alla deliberazione 800/2016/R/EEL e il simulatore del mercato per il servizio di dispacciamento di cui al TIMM;
 7. di dare mandato al Direttore del Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* per l'eventuale definizione di aspetti applicativi di dettaglio per la predisposizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo;
 8. di posticipare, in ragione delle disposizioni di cui ai punti precedenti, il termine per la trasmissione all'Autorità del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo al 31 luglio 2018;
 9. di prevedere uno specifico percorso per la valutazione di istanze per incentivi a progetti con rischi elevati legati alla lunghezza della fase di realizzazione di specifici progetti nel settore della trasmissione elettrica, qualora:

- a. la durata prevista di realizzazione dello specifico progetto, intesa come tempo intercorrente tra l'ottenimento dell'autorizzazione e la messa in esercizio del progetto, escluse pertanto le fasi di pianificazione e di espletamento del processo autorizzativo, sia superiore a 3 anni;
 - b. la spesa di investimento sostenuta per lo specifico progetto non costituisca già la maggior parte della spesa di investimento prevista;
 - c. il principale rischio individuato per il progetto sia legato alla durata di realizzazione;
 - d. Terna comunichi all'Autorità quanto previsto dalla sezione C. "*Istanze per l'ammissione agli incentivi*" dell'Allegato A alla deliberazione 446/2014/R/COM, nonché i risultati dell'analisi costi benefici per il progetto in coerenza con le disposizioni della deliberazione 627/2016/R/EEL;
 - e. Terna adempia direttamente alle disposizioni previste dalla sezione G. "*Consultazione preliminare*" dell'Allegato A alla deliberazione 446/2014/R/COM, attuando la partecipazione dei soggetti interessati con modalità analoghe a quanto disposto dalla deliberazione 627/2016/R/EEL per la consultazione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, eventualmente anche contestualmente a una di dette consultazioni;
 - f. Terna richieda l'applicazione, quale unica misura incentivante, dell'immediata remunerazione delle immobilizzazioni in corso, in deroga alle vigenti disposizioni del TIT, applicando un tasso di remunerazione coerente con quanto previsto dal TIT per la valorizzazione degli interessi passivi in corso d'opera, ossia 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;
10. di prevedere che le istanze di cui al precedente punto 9 siano soggette a decisione da parte dell'Autorità, che può definire specifiche condizionalità anche in relazione al rispetto delle tempistiche realizzative preventivate;
11. di prevedere, con successivi provvedimenti dell'Autorità:
- a. l'aggiornamento dell'Allegato A alla deliberazione 446/2014/R/COM in relazione ai mutamenti del quadro regolatorio nazionale e agli sviluppi legati all'attuazione del Regolamento (UE) 347/2013 avvenuti negli ultimi quattro anni e richiamati nelle premesse;
 - b. la definizione delle sezioni e confini oggetto del meccanismo incentivante la realizzazione di capacità di trasporto interzonale;
 - c. la determinazione delle capacità di partenza e obiettivo per ciascuna sezione o confine;
 - d. la valorizzazione del beneficio annuo atteso B1 incremento del *socio-economic welfare* per ciascuna sezione o confine;
12. di pubblicare il presente provvedimento e l'Allegato A al TIQ.TRA, come modificato ed integrato, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

8 marzo 2018

IL PRESIDENTE
Guido Bortoni