

DELIBERAZIONE 18 DICEMBRE 2018

668/2018/R/EEL

**INCENTIVAZIONE ECONOMICA DEGLI INTERVENTI DI INCREMENTO DELLA RESILIENZA
DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA**

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

Nella 1046^a riunione del 18 dicembre 2018

VISTI:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 (di seguito: Direttiva 2009/72/CE);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 10 novembre 2017, recante l'adozione della Strategia Energetica Nazionale 2017;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 ed il relativo Allegato A (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 15 gennaio 2015, 3/2015/A che ha approvato il quadro strategico per il quadriennio 2015-2018;
- la deliberazione dell'Autorità 22 dicembre 2015, 646/2015/R/EEL ed il relativo Allegato A (di seguito: TIQE);
- 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 ed il relativo Allegato A (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2016 646/2016/R/ EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2017, 127/2017/R/EEL;
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2018, 31/2018/R/EEL;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità 18 febbraio 2016, n. 6/2016;
- la determinazione del Direttore della Direzione Infrastrutture dell'Autorità 7 marzo 2017, n. 2/2017 (di seguito: Linee guida);
- il documento per la consultazione dell'Autorità 12 febbraio 2015, 48/2015/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 6 agosto 2015, 415/2015/R/EEL;
- il documento per la consultazione dell'Autorità 21 settembre 2017, 645/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 645/2017/R/EEL);

- il documento per la consultazione dell’Autorità 12 ottobre 2017, 683/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 683/2017/R/EEL);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 20 settembre 2018, 460/2018/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 460/2018/R/EEL);
- le osservazioni formulate dai soggetti interessati ai suddetti documenti per la consultazione, con particolare riferimento al documento per la consultazione 460/2018/R/EEL;
- la comunicazione della Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e il nucleare del Ministero dello sviluppo economico (di seguito: MiSE) ai concessionari del servizio di distribuzione e a Terna S.p.A. in materia di “indirizzi per prevenzione e gestione di eventi meteo avversi”;
- i Piani resilienza 2018-2020 predisposti dalle principali imprese distributrici e i dati ad essi correlati comunicati all’Autorità;
- la norma CEI EN 50341 (EN 50341-2-13);
- la documentazione rilasciata dal Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), in materia di resilienza del sistema elettrico, disponibile sul sito internet dell’Autorità;
- le metodologie di analisi del rischio e di selezione degli interventi di incremento della resilienza sviluppate dalle imprese distributrici.

CONSIDERATO CHE:

- con l’adozione del quadro strategico per il quadriennio 2015-2018, l’Autorità ha individuato nell’obiettivo OS6 l’attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali che deve:
 - aumentare l’attenzione verso i benefici sistemici connessi allo sviluppo dei progetti infrastrutturali, come ad esempio, benefici in termini di *social welfare*, di qualità e sicurezza del servizio, etc., sviluppandosi secondo criteri di selettività;
 - indirizzarsi verso logiche *output-based* ed essere effettuata con la necessaria gradualità per tenere conto delle peculiarità dei settori caratterizzati dalla presenza di obblighi di pubblico servizio, e della necessità, prevista dalla legge 481/95, di garantire certezza e stabilità della regolazione e di tenere conto dell’equilibrio economico-finanziario dei soggetti esercenti il servizio;
 - incentrarsi in primo luogo sul versante degli incentivi privilegiando quei casi in cui risulta più evidente l’identificazione di metriche di semplice attuazione che consentano un’efficace rappresentazione dei benefici principali;
- al fine di perseguire l’obiettivo strategico OS6, nel corso del corrente periodo di regolazione (2016-2023) l’Autorità ha promosso diverse iniziative finalizzate ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell’energia elettrica, ed in particolare la loro tenuta alle sollecitazioni causate da fenomeni meteorologici particolarmente violenti e vasti (cosiddetti “fattori critici di rischio” di cui

all'articolo 77 del TIQE) sempre più frequenti, causa di disalimentazioni di lunga durata agli utenti delle reti elettriche;

- tali iniziative hanno beneficiato di contributi espressi sia dal Tavolo Resilienza (coordinato dagli Uffici dell'Autorità e partecipato da Terna, dalle imprese distributrici, dalla società Ricerca sul Sistema Energetico, dal Comitato Elettrotecnico Italiano e da Confindustria) sia dalle singole imprese distributrici;
- gli esiti di tali iniziative hanno in ultimo consentito:
 - alle principali imprese distributrici di sviluppare i Piani resilienza 2018-2020 e di renderli disponibili all'Autorità secondo quanto disciplinato dall'articolo 78 del TIQE, sviluppato con la delibera 31/2018/R/eel;
 - all'Autorità di formulare, con il documento per la consultazione 460/2018/R/EEL, i propri orientamenti finali in materia di incentivazione economica (premi/penalità) degli interventi finalizzati all'incremento della tenuta alle sollecitazioni, tenuto conto dell'esito della consultazione 645/2017/R/EEL, di successivi elementi quantitativi forniti dalle imprese distributrici, di un esame approfondito dei suddetti Piani resilienza a cura degli Uffici dell'Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- detti orientamenti hanno prospettato l'avvio di un meccanismo incentivante (cfr. il capitolo 4 del documento per la consultazione 460/2018/R/EEL) che considera i seguenti aspetti:
 - a. definizione dell'ambito degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni oggetto di incentivazione;
 - b. granularità delle scadenze temporali di detti interventi;
 - c. ambito di applicazione delle penalità e loro dimensionamento;
 - d. ambito di applicazione dei premi e loro dimensionamento;
 - e. evidenza di addizionalità degli investimenti per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni rispetto al *trend* storico di investimenti e controlli effettuabili dall'Autorità;
 - f. decorrenza del meccanismo incentivante ed orizzonte temporale di incentivazione;
- in relazione alle metodologie di analisi dell'impatto dei diversi fattori critici di rischio sulla *performance* della rete di distribuzione:
 - l'Autorità ha focalizzato l'attenzione sul concetto di indice di rischio (*IRI*) associabile ad un intervento (introdotto nell'ambito del Tavolo Resilienza e successivamente recepito nelle Linee guida); tale indice è dato dal rapporto tra il numero di utenti disalimentati *NUD* (che misura l'impatto o il danno di un disservizio) e il tempo di ritorno dell'evento *TR* (dato dall'inverso della probabilità annua che si verifichi un disservizio per uno specifico fattore di rischio); tale approccio è funzionale alla promozione selettiva degli investimenti di incremento della tenuta alle sollecitazioni, in relazione ai diversi fattori critici di rischio, che le imprese distributrici individuano in

- autonomia, sulla base di proprie valutazioni tecniche, economiche e finanziarie;
- è emersa una situazione ancora in evoluzione; risulta infatti che, nonostante le attività condotte dal Tavolo Resilienza, le imprese distributrici identificano gli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni tramite l'applicazione di metodologie di analisi dei rischi tra loro non omogenee, anche in relazione al medesimo fattore critico, come peraltro emerso dall'analisi dei Piani resilienza 2018-2020 sviluppati dalle principali imprese distributrici;
 - l'Autorità, dapprima attraverso le Linee guida e successivamente attraverso la Scheda 7 del TIQE, ha messo a disposizione delle principali imprese distributrici elementi per la quantificazione dei benefici degli interventi mirati alla riduzione del rischio;
 - l'esame dei suddetti benefici e dei costi associati agli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni comunicati dalle principali imprese distributrici in relazione ai diversi fattori critici di rischio, ha consentito all'Autorità di finalizzare i propri orientamenti sul meccanismo incentivante in esame;
 - nel delineare il meccanismo incentivante l'Autorità si è ispirata a cinque criteri:
 1. *pertinenza*: il meccanismo incentivante è finalizzato alla riduzione del rischio, e pertanto deve applicarsi solo a interventi pertinenti a tale finalità: vanno quindi esclusi dal meccanismo incentivante eventuali interventi che, seppure contenuti nei Piani resilienza, non appaiono pertinenti alla riduzione del rischio (di seguito: "interventi esclusi");
 2. *priorità*: con l'eccezione degli "interventi esclusi", gli interventi individuati dalle principali imprese distributrici nei Piani resilienza rappresentano gli interventi ad alta priorità, in quanto le imprese devono selezionarli assegnando priorità, per ciascun fattore di rischio, agli interventi con indice di rischio più elevato;
 3. *penalizzabilità*: gli interventi ad alta priorità, diversi da quelli esclusi, meritano di essere realizzati in relazione al principio dell'universalità del servizio elettrico; di conseguenza, l'Autorità ritiene necessario prevedere penalità in caso di mancata realizzazione, o ritardo nella realizzazione, di tutti gli interventi presenti nei Piani resilienza, e non esclusi;
 4. *premierità in base a ripartizione dei benefici netti*: per gli interventi non esclusi e con benefici superiori ai costi ($B/C > 1$), l'Autorità è orientata a introdurre un incentivo in forma di condivisione del beneficio netto (ovvero, la differenza tra benefici e costi: $B-C$) tra clienti finali e imprese distributrici, nel caso di realizzazione degli interventi entro i tempi previsti nel primo piano di sviluppo in cui l'intervento è stato indicato; l'incentivo è un premio addizionale alla remunerazione ordinaria degli investimenti, e pertanto dovrebbe essere condizionato all'effettivo aumento della capacità di investimento rispetto al *trend* storico;
 5. *efficienza ed effettività degli output*: è necessario prevedere modalità di erogazione dei premi che stimolino le imprese distributrici all'efficienza nella

realizzazione degli interventi e a realizzare interventi efficaci rispetto alla effettiva riduzione del rischio; ciò può essere garantito attraverso il ricorso ai costi effettivi per la valutazione dello *sharing* del beneficio netto, nonché attraverso controlli sull'efficacia *ex post* degli interventi realizzati;

- con il documento per la consultazione 683/2017/R/EEL l'Autorità ha prospettato l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete, anche in relazione alle esigenze di sviluppo del sistema e agli *output* attesi (approccio *totex*);
- l'adozione dell'approccio *totex* si inquadra nell'ambito delle azioni orientate a perseguire l'obiettivo strategico di attuazione di una regolazione ancor più selettiva e focalizzata sull'utilità di sistema degli investimenti infrastrutturali.

CONSIDERATO CHE:

- la società Ricerca sul Sistema Energetico sta completando la realizzazione di un *dataset* di rianalisi meteorologica relativo al periodo 2000-2018 ed all'intero territorio italiano, con risoluzione spaziale di 4 km e risoluzione temporale di 1 h; tale *dataset* consente, in ultima analisi, di correlare con buona precisione l'impatto dei diversi fattori critici di rischio accaduti dal 2000 all'effettivo comportamento della rete elettrica;
- in data 30 novembre 2017 il MiSE ha trasmesso ai concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica i propri "Indirizzi per prevenzione e gestione di eventi meteo avversi" nella quale gli stessi concessionari sono invitati a individuare interventi "ad alta priorità", tenendo conto del livello di rischio della linea o del componente della rete su cui intervenire, dei benefici attesi e impatti sui clienti della linea/componente oggetto di intervento, a partire da quelli a più elevata efficacia in termini di riduzione del rischio e di benefici per i clienti (di seguito: Indirizzi del MiSE ai gestori di rete concessionari).

CONSIDERATO CHE:

- dall'esame delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 460/2018/R/EEL è emersa una sostanziale condivisione degli orientamenti formulati dall'Autorità;
- la quasi totalità dei soggetti intervenuti nella consultazione ha segnalato criticità in merito a due aspetti di maggiore rilevanza:
 - a) l'asimmetria del meccanismo incentivante, che prevedrebbe premi per gli interventi con benefici superiori ai costi e penalità, oltre che per detti interventi, anche per quelli con benefici inferiori ai costi (rilievo R1);
 - b) la scarsa flessibilità che sarebbe accordata alle imprese distributrici nella riprogrammazione degli interventi, a causa sia di fattori esogeni alle stesse imprese (forza maggiore, autorizzazioni, ecc.), sia di fisiologici scostamenti

- temporali tra la fase di progettazione e pianificazione e quella di esecuzione degli interventi (rilievo R2);
- con riferimento alla individuazione degli interventi da sottoporre a incentivazione, alcuni soggetti hanno proposto di non introdurre soglie, basate su valori del tempo di ritorno pre-intervento inferiori a 50 anni e su valori dell'indice di rischio pre-intervento superiori a $5 \div 10$, funzionali all'individuazione degli interventi cui applicare il meccanismo incentivante, ritenendo preferibile, allo scopo, tenere conto solamente (rilievo R3):
 - a) del valore del rapporto beneficio/costo maggiore di 1, dal momento che il periodo di osservazione per alcuni fattori critici è inferiore a 50 anni;
 - b) oppure, in alternativa, del solo indice di rischio pre-intervento, in quanto tale indice rifletterebbe sia la frequenza che l'impatto degli eventi meteorologici eccezionali;
 - con riferimento alla granularità delle scadenze temporali da considerare ai fini delle scadenze di inizio e fine degli interventi sottoposti ad incentivazione, alcune imprese distributrici hanno segnalato una preferenza per la granularità annuale oppure, in subordine, per una granularità semestrale applicabile ai semestri gennaio-giugno e luglio-dicembre (rilievo R4);
 - ai fini dell'applicazione delle penalità e del loro dimensionamento, i principali commenti hanno evidenziato, oltre a quanto già riportato nel rilievo R2, l'opportunità di:
 - a) modulare l'applicazione delle penalità da applicare alle imprese distributrici in caso di ritardo nella conclusione dei singoli interventi, prevedendo la riduzione del premio per il primo semestre di ritardo, l'azzeramento per il secondo semestre di ritardo e l'applicazione di penalità solamente a partire dal terzo semestre di ritardo (rilievo R5);
 - b) prevedere l'annullamento delle penalità in caso di realizzazione, nei tempi dichiarati in occasione del primo inserimento nel Piano resilienza, di una consistente quota degli interventi (rilievo R6);
 - ai fini dell'applicazione dei premi e del loro dimensionamento, la consultazione ha messo in evidenza che:
 - a) dovrebbe essere utilizzato il beneficio netto determinato in fase di primo inserimento nel Piano resilienza: tale approccio eviterebbe onerosi ricalcoli da parte delle imprese distributrici dovuti a variazioni di consistenza dell'utenza o di assetti di rete (rilievo R7);
 - b) dovrebbe essere aumentata la percentuale dei costi totali che determinano il tetto massimo ai premi (rilievo R8);
 - in relazione all'evidenza di addizionalità degli investimenti per l'incremento della tenuta alle sollecitazioni rispetto al *trend* storico di investimenti ed in relazione ai controlli effettuabili dall'Autorità, la consultazione ha evidenziato che:
 - a) l'erogazione dei premi non dovrebbe essere condizionata dall'andamento del *trend* storico degli investimenti; gli investimenti in resilienza sono da considerarsi addizionali rispetto al *trend* storico, rappresentando uno sforzo ulteriore finalizzato alla riduzione delle interruzioni prolungate e estese; inoltre

- il *trend* storico potrebbe essere influenzato anche da investimenti straordinari, realizzati nel recente passato, che celerebbero l'evidenza di addizionalità degli investimenti in resilienza (rilievo R9);
- b) non dovrebbe essere prevista la restituzione dei premi in caso di accadimento di una interruzione di durata maggiore di 8 ore causata dallo stesso fattore critico che ha motivato l'intervento, in quanto gli interventi per la resilienza non eliminano il rischio di disalimentazione, ma ne riducono solamente l'entità (rilievo R10);
- con riferimento alla decorrenza del meccanismo incentivante, gli operatori hanno osservato che il meccanismo incentivante dovrebbe essere applicato anche agli interventi conclusi nel 2018 ed avviati nel biennio 2017-2018 (rilievo R11);
 - le osservazioni pervenute hanno infine evidenziato l'opportunità di estendere l'orizzonte temporale di incentivazione degli interventi a dopo il 2024, principalmente in ragione della flessibilità di riprogrammazione degli interventi già invocata nel precedente rilievo R2 (rilievo R12).

RITENUTO DI:

- dare seguito agli orientamenti finali di regolazione formulati nel documento 460/2018/R/EEL, tenendo conto delle osservazioni dei soggetti interessati sopra sintetizzate;
- non accogliere il rilievo R1, dal momento che l'applicazione di premi ad interventi con benefici inferiori ai costi non troverebbe fondamento nè sotto il profilo regolatorio nè sotto quello della massimizzazione del beneficio complessivo per la società (*social welfare*), e non consentirebbe neppure di dimensionare il premio sulla base di un criterio equo e trasparente; d'altra parte, l'Autorità conferma che tutti gli interventi "non esclusi" dal meccanismo incentivante, e pertanto caratterizzati da un rischio elevato, indipendentemente dal valore dei costi e dei benefici, devono essere considerati ad alta priorità, in quanto da realizzarsi in relazione al principio dell'universalità del servizio elettrico; il carattere di alta priorità per detti interventi è stato evidenziato anche negli indirizzi del MiSE ai gestori di rete concessionari, con i quali il MiSE ha sollecitato gli stessi ad individuare rapidamente "*gli interventi e le aree di intervento ad alta priorità*" dove "*più frequenti sono i rischi che possono compromettere l'integrità e/o la funzionalità dell'infrastruttura indipendentemente dal numero delle utenze impattate*";
- accogliere parzialmente il rilievo R2 poiché le imprese distributrici, nel redigere i Piani resilienza, si trovano nelle condizioni di stabilire le date di inizio e conclusione degli interventi anche sulla base della loro pluridecennale esperienza in materia di autorizzazioni; l'Autorità intende tuttavia prevedere il dimezzamento del premio, invece che l'annullamento, nel caso in cui un intervento si concluda con un ritardo fino a un semestre rispetto alla data indicata in occasione del suo primo inserimento nel Piano resilienza; ciò premesso, la discussione circa gli elementi di

flessibilità richiesti dalle imprese distributrici deve essere integrata dalle valutazioni riguardanti i rilievi R5 e R6:

- con riferimento al rilievo R5, l’Autorità conferma l’orientamento espresso in consultazione di applicazione di penalità in caso di ulteriori semestri di ritardo, peraltro dimensionate in corrispondenza dei valori inferiori delle forchette indicate in consultazione;
- con riferimento al rilievo R6 l’Autorità intende prevedere l’annullamento totale delle penalità irrogate nei trienni 2019-2021 e 2022-2024 qualora, nei medesimi trienni, gli interventi conclusi entro le date indicate in occasione del primo inserimento di detti interventi nei Piani resilienza si riferiscano ad almeno il 90% degli utenti interessati, valutati a consuntivo;
- non accogliere il rilievo R3, ed escludere dall’ambito del meccanismo incentivante gli interventi che presentano tempi di ritorno pre-intervento superiori a 50 anni: tali interventi riguardano infatti porzioni di rete progettate/realizzate secondo modalità tali da garantire un sufficiente livello di tenuta alle sollecitazioni, a prescindere dal numero di utenti interessati; d’altra parte l’utilizzo del solo rapporto B/C catturerebbe, per quanto sopra detto, solamente una parte degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni, mentre l’utilizzo del solo indice di rischio potrebbe escludere interventi con pochi utenti, anche se soggetti a disalimentazioni più probabili in relazione ad un determinato fattore di rischio, in contraddizione con gli indirizzi del MiSE ai gestori di rete concessionari;
- con riferimento al rilievo R4, prediligere una granularità semestrale gennaio-giugno e luglio-dicembre ai fini della verifica delle scadenze di inizio e fine degli interventi sottoposti ad incentivazione, dal momento che la granularità annuale appare eccessiva (il ritardo di un anno teorico potrebbe tradursi in pratica in un ritardo di quasi due anni effettivi; ad esempio, da gennaio di un anno a dicembre dell’anno successivo), mentre la granularità semestrale di tipo stagionale, alla luce dei contributi pervenuti, potrebbe comportare una eccessiva complessità amministrativa;
- accogliere parzialmente il rilievo R7, e tenere conto della possibile variazione del beneficio netto associato ai singoli interventi determinato in fase di primo inserimento nel Piano resilienza solo qualora il numero effettivamente consuntivato di utenti associati a detti interventi si discosti di oltre il 20% dal numero di utenti previsto in sede di primo inserimento degli stessi interventi nel Piano resilienza; in tal caso l’Autorità ritiene opportuno l’utilizzo del valore effettivo del beneficio netto, basato sul numero di utenti effettivamente consuntivato;
- accogliere parzialmente il rilievo R8, da una parte confermando la percentuale del 25% del costo per la definizione del tetto massimo ai premi, ma dall’altra riferendo tale tetto massimo ai premi netti (premi meno penalità, senza tenere conto dell’eventuale annullamento di cui al rilievo R6) e non solo ai premi come indicato in consultazione; d’altra parte, ai fini di una maggior prevedibilità degli effetti del meccanismo e coerenza in termini di incentivi forniti all’operatore, appare preferibile riferire la percentuale del 25% ai costi a preventivo anziché a quelli a consuntivo; infine il tetto viene riferito ai soli interventi oggetto del meccanismo incentivante, inclusi quelli con benefici inferiori ai costi, in quanto l’inclusione

anche degli interventi con tempo di ritorno pre-intervento superiore a 50 anni complicherebbe le attività di monitoraggio;

- prendere atto degli elementi emersi in consultazione in relazione al rilievo R9, e di non condizionare, al momento, l'erogazione dei premi alla verifica di addizionalità rispetto al *trend* storico degli investimenti di rinnovo della rete dell'impresa;
- sempre in relazione al rilievo R9, valutare l'opportunità di avviare un monitoraggio degli investimenti di rinnovo della rete, anche definendo nuovi obblighi di rilevazione e rendicontazione di detti investimenti sia sotto l'aspetto fisico che contabile, allo scopo di permettere all'Autorità di fare proprie valutazioni specifiche sul tema dell'addizionalità;
- non accogliere il rilievo R10, dal momento che deve essere garantita l'efficacia degli interventi; infatti, la percentuale di restituzione del premio fissata al 50%, è coerente con il presupposto secondo cui l'intervento non elimina il rischio di disalimentazione, ma ne riduce soltanto l'entità;
- non accogliere il rilievo R11, prevedendo l'applicazione del meccanismo incentivante agli interventi completati a decorrere dal 2019; le principali imprese distributrici hanno comunicato i dati relativi agli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni nel giugno 2018, in attuazione dell'articolo 78 del TIQE; solamente a seguito di tali comunicazioni è stato possibile all'Autorità dare forma al meccanismo incentivante illustrato nel documento 460/2018/R/EEL, pubblicato nel mese di settembre 2018 anche in ragione del regime di *prorogatio* in cui ha versato il Collegio dell'Autorità fino a fine agosto 2018; d'altra parte possono rientrare nel meccanismo incentivante gli interventi "non esclusi", anche se avviati nel 2017 o nel 2018, purché terminati dal 2019 in poi, nei termini previsti dai Piani resilienza 2018-20 trasmessi all'Autorità nel giugno 2018;
- non accogliere il rilievo R12, confermando il 2024 quale anno limite per la conclusione degli interventi ammissibili al meccanismo incentivante, in considerazione dell'esigenza di promuovere uno sforzo straordinario concentrando l'applicazione del meccanismo incentivante ad un periodo di sei anni (dal 2019 al 2024), che l'Autorità ritiene adeguato ad eliminare le situazioni maggiormente critiche, in relazione ai fattori critici di rischio individuati.

RITENUTO CHE:

- il meccanismo incentivante delineato dall'Autorità sia in linea con l'opzione *TE-2* presentata nel documento per la consultazione 645/2017/R/eel; in applicazione della metodologia AIR, tale ipotesi è risultata preferibile rispetto alle altre opzioni considerate, in quanto caratterizzata da:
 - a) maggior coerenza con gli indirizzi dell'ente concedente (MiSE): da una parte, tutti gli interventi *ad alta priorità* finalizzati alla riduzione del rischio sono sottoposti a penalità nel caso di ritardata o mancata realizzazione, e dall'altra il meccanismo premia favorisce la risoluzione di criticità ove i benefici siano superiori a costi;

- b) maggior simmetria, rispetto alle altre opzioni considerate, del profilo di rischio derivante dall'adesione al meccanismo incentivante: una impresa distributrice che ambisce a ottenere i premi deve sottoporsi anche all'eventualità di penalità;
- c) maggior verificabilità dell'efficacia dei risultati: il monitoraggio degli interventi sottoposti al meccanismo di incentivazione permette di evidenziare che eventuali problemi di tenuta insufficiente si ripetano successivamente alla realizzazione; in tali casi si prevede che il premio erogato venga ridotto, fino alla sua totale restituzione;
- il meccanismo incentivante delineato, altresì:
 - si sviluppi da un lato su un orizzonte temporale ragionevolmente concentrato, dall'altro secondo le logiche di selettività e gradualità raccomandate dall'obiettivo strategico OS6;
 - sempre in riferimento all'obiettivo strategico OS6, garantisca certezza e stabilità della regolazione e non pregiudichi l'equilibrio economico-finanziario delle principali imprese distributrici, dal momento che sono le stesse imprese distributrici a selezionare gli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni;
 - non introduca sovrapposizione di effetti con i diversi meccanismi incentivanti già disciplinati dal TIQE e dal TIT, dal momento che scopo di tale meccanismo è quello di fornire uno stimolo economico ad interventi che prevengono interruzioni che sono escluse dalla regolazione incentivante della continuità del servizio e sono tipicamente attribuite a forza maggiore.
- il meccanismo incentivante delineato dall'Autorità:
 - sia coerente con la prospettiva di sempre maggior integrazione della regolazione tariffaria e della qualità, in particolare nella visione "*forward-looking*", che impegnerà in modo sempre più intenso la pianificazione degli investimenti e delle attività di gestione, già in parte concretizzata con l'emanazione della delibera 31/2018/R/eel e la sua attuazione da parte delle principali imprese distributrici, con particolare riferimento ai processi di selezione degli investimenti, sempre più supportati da adeguate analisi costi-benefici cui dare evidenza pubblica;
- con riferimento alle metodologie di analisi dell'impatto dei diversi fattori critici di rischio sulla *performance* della rete di distribuzione:
 - sia opportuno che, almeno fino a che non si siano consolidate per ciascun fattore critico di rischio metodologie omogenee per tutte le imprese distributrici, siano le stesse imprese a continuare a selezionare gli interventi più efficienti che impattano sul loro territorio, tramite l'applicazione di proprie metodologie;
 - debbano essere confermate le durate di interruzione (H) di cui alla nuova Scheda n. 8 (16 ore per le linee aeree e 8 ore per le linee in cavo) che le imprese distributrici devono utilizzare per calcolare il beneficio B1, non essendo emerse in consultazione evidenze contrarie;

- sia altresì opportuno che il Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) costituisca uno o più gruppi di lavoro, con l'obiettivo di armonizzare le suddette metodologie;
- tale obiettivo di armonizzazione non possa prescindere dal coordinamento tra le principali imprese distributrici e Terna.

RITENUTO, INOLTRE, CHE:

- sia opportuno modificare l'articolo 78, comma 78.6, del TIQE, disponendone l'applicazione obbligatoria alle principali imprese distributrici invece che alle imprese con obbligo di predisposizione del Piano di sviluppo ai sensi del TICA;
- sia altresì opportuno prevedere disposizioni transitorie che permettano alle principali imprese distributrici di valutare, in base alle proprie caratteristiche, se aderire al meccanismo di premi/penalità con un limitato ritardo rispetto alle scadenze di cui al comma 78.1 del TIQE.

RITENUTO, INFINE, CHE:

- sia opportuno approfondire le possibilità di estendere a Terna, con successivo provvedimento, il meccanismo incentivante sopra delineato, con gli adattamenti necessari in ragione delle peculiarità della rete di trasmissione nazionale e delle attività in materia di incremento della tenuta alle sollecitazioni già condotte da Terna, alla luce dei vigenti meccanismi di regolazione della continuità del servizio di trasmissione disciplinati dal TIQ.TRA e delle iniziative di armonizzazione delle metodologie di analisi dell'impatto dei diversi fattori critici di rischio che svolgerà il CEI

DELIBERA

1. di aggiungere le seguenti definizioni al comma 1.1 del TIQE:
 - a. “resilienza è la capacità di un sistema di ritornare velocemente nella situazione iniziale dopo aver subito una perturbazione. Sono componenti essenziali della resilienza sia la tenuta alle sollecitazioni, sia la capacità di ripristinare il servizio anche in condizioni di emergenza;”;
 - b. “tempo di ritorno (TR) è l'inverso della probabilità annua che si verifichi un disservizio per uno specifico fattore critico di rischio, come individuato al comma 77.3;”;
 - c. “numero di utenti BT disalimentati (NUD) è il numero di utenti BT disalimentati a seguito di un disservizio; in materia di resilienza è utilizzato per quantificare l'impatto di un disservizio;”;

- d. “indice di rischio (IRI) è il rapporto tra il NUD e il TR; l’indice di resilienza IRE è dato dall’inverso dell’IRI;”;
2. di modificare il comma 78.4, lettera h) del TIQE, eliminando le parole “ove disponibili, ”;
 3. di modificare il comma 78.6 del TIQE sostituendo le parole “Le imprese distributrici soggette all’obbligo di pubblicazione del proprio piano di sviluppo ai sensi del Testo Integrato delle Connessioni Attive,” con le parole “Le principali imprese distributrici”;
 4. di aggiungere al TIQE la Scheda n. 8 “Criteri generali per la selezione degli interventi per l’incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione dell’energia elettrica” allegata al presente provvedimento (*Allegato A*);
 5. di aggiungere al TIQE i seguenti articoli da 79bis a 79septies:

“Articolo 79bis

Interventi di incremento della resilienza eleggibili a premio e/o penalità

- 79bis.1 Sono eleggibili a premio e/o penalità gli interventi di cui al comma 78.3, lettera c), identificabili in attuazione dei commi 78.4 e 78.6, lettera a), realizzati dalle principali imprese distributrici, che soddisfano le seguenti condizioni:
- a) la data di effettivo inizio dell’intervento non è antecedente al 2017;
 - b) la data di effettivo completamento dell’intervento è compresa tra il 2019 e il 2024;
 - c) il TR pre-intervento è inferiore a 50 anni.
- 79bis.2 Non sono eleggibili a premio e/o penalità gli interventi di cui al comma 78.3, lettera e) riconducibili a sistemi di protezione e automazione. Non sono eleggibili a premio e/o penalità anche gli interventi che non ottemperano alle disposizioni di cui al presente articolo, all’articolo 78 e alle Schede n. 7 e n. 8.
- 79bis.3 Ogni intervento deve riferirsi ad una porzione di rete di distribuzione circoscrivibile ad una linea di distribuzione ed eventualmente alla sua controalimentante o alle sue controalimentanti.
- 79bis.4 Ai fini della determinazione dei premi e delle penalità, le date di cui al comma 78.4, lettere j) e k) hanno risoluzione semestrale: gennaio-giugno e luglio-dicembre.

Articolo 79ter

Interventi eleggibili a premio e dimensionamento del premio

- 79ter.1 Sono eleggibili a premio gli interventi di cui all'articolo 79bis.1, diversi da quelli esclusi ai sensi dell'articolo 79bis.2, con rapporto $B/C > 1$ dove, con riferimento alla Scheda n. 7:
- a) B è il valore attuale netto dei benefici attesi in occasione della prima inclusione dell'intervento nel Piano resilienza;;
 - b) C è il valore attuale netto dei costi attesi in occasione della prima inclusione dell'intervento nel Piano resilienza.
- 79ter.2 Il premio per ogni intervento di cui al comma precedente è pari a $(B' - C') * 0,2$ ed è dovuto nel caso in cui B' è maggiore di C' , dove:
- a) B' è pari a B di cui al comma precedente, salvo nei casi in cui il valore effettivamente consuntivato di NUD si discosti di più del 20% dal valore previsto nel primo inserimento dell'intervento nel Piano resilienza; in tali casi, B' è il valore attuale netto dei benefici ricalcolati sulla base del valore effettivamente consuntivato di NUD;
 - b) C' è il valore attuale netto dei costi effettivamente consuntivati.
- 79ter.3 Il premio di cui al comma precedente è ridotto del 50% nel caso in cui la data di effettivo completamento dell'intervento venga posticipata di un semestre rispetto alla data di completamento del medesimo intervento indicata in occasione del primo inserimento dell'intervento nel Piano resilienza.

Articolo 79quater

Interventi eleggibili a penalità e dimensionamento della penalità

- 79quater.1 Sono eleggibili a penalità gli interventi di cui all'articolo 79bis.1, diversi da quelli esclusi ai sensi dell'articolo 79bis.2.
- 79quater.2 Le penalità di cui al comma precedente sono fissate in misura pari a:
- a) 10% di C' (valore attuale netto dei costi effettivamente consuntivati) nel caso in cui la data di effettivo completamento di un intervento venga posticipata di due semestri rispetto alla data di completamento del medesimo intervento indicata in occasione del primo inserimento dell'intervento nel Piano resilienza;
 - b) 25% di C' nel caso in cui la data di effettivo completamento di un intervento venga posticipata di tre o più semestri rispetto alla data di completamento del medesimo intervento indicata in occasione del primo inserimento dell'intervento nel Piano resilienza.

79quater.3 Nei casi in cui il posticipo, calcolato come alle precedenti lettere a) e b), sia superiore a tre semestri, l'impresa distributrice predispone una relazione dettagliata sulle cause del ritardo, sulle azioni intraprese per il recupero di tale ritardo e sugli eventuali extracosti che derivano dal ritardo. Detta relazione è inviata all'Autorità e all'ente concedente, ed è pubblicata nel sito internet dell'impresa distributrice nella pagina di pubblicazione del Piano resilienza.

Articolo 79quinquies

Determinazione dei premi e delle penalità

79quinquies.1 Entro il 30 novembre ogni anno dal 2019 al 2024 l'Autorità aggiorna e pubblica l'elenco degli interventi di ogni principale impresa distributrice eleggibili a premio e/o penalità, in conformità a quanto disposto ai commi 79ter.1 e 79quater.1, in esito a quanto trasmesso all'Autorità ai sensi del comma 78.6 e tenendo conto dell'eventuale avvalimento delle facoltà di ritardare l'adesione al meccanismo di premi/penalità nei limiti di cui ai commi 79septies.1 e 79septies.2.

79quinquies.2 Ai fini del provvedimento di cui al comma precedente, gli Uffici dell'Autorità possono richiedere chiarimenti, integrazioni e/o modifiche ai Piani resilienza delle principali imprese distributrici, inclusi i dati trasmessi ai sensi del comma 78.6, anche sulla base di evidenze risultanti dai Piani pubblicati negli anni precedenti ai sensi del comma 78.5.

79quinquies.3 Entro il 31 dicembre di ogni anno dal 2020 al 2025 l'Autorità determina per ogni principale impresa distributrice i premi e le penalità relativi agli interventi di cui al comma 79quinquies.1 con data di effettivo completamento nell'anno precedente.

79quinquies.4 Con il provvedimento di cui al comma 79quinquies.3 del 2022, l'Autorità determina, per il triennio 2019-2021 e per ogni principale impresa distributrice, un tetto massimo ai premi netti (premi meno le penalità prima dell'eventuale riduzione di cui al comma 79quinquies.6), determinati nel medesimo triennio, pari al 25% del valore attuale netto della somma dei costi attesi C di tutti gli interventi di cui al comma 79quater.1 della medesima impresa, con data di effettivo completamento negli anni 2019, 2020 e 2021.

79quinquies.5 Con il provvedimento di cui al comma 79quinquies.3 del 2025, l'Autorità determina, per il triennio 2022-2024 e per ogni principale impresa distributrice, un tetto massimo ai premi netti (premi meno le penalità prima dell'eventuale riduzione di cui al comma 79quinquies.6), determinati nel medesimo triennio, pari al 25% del valore attuale netto della somma dei costi attesi C di tutti gli interventi di cui al comma

79quater.1 della medesima impresa, con data di effettivo completamento negli anni 2022, 2023 e 2024.

79quinquies.6 Per ogni principale impresa distributrice, le penalità complessive determinate per i trienni 2019-2021 e 2022-2024 sono ridotte del 100%, con i provvedimenti di cui ai commi 79quinquies.4 e 79quinquies.5, se nei medesimi trienni almeno il 90% degli utenti dati dalla sommatoria dei NUD a consuntivo di tutti gli interventi di cui al comma 79quater.1 corrisponde a interventi le cui date di effettivo completamento coincidono con le date di completamento indicate in occasione del primo inserimento nel Piano resilienza.

Articolo 79sexies

Monitoraggio dell'efficacia degli interventi

79sexies.1 Il premio erogato per un intervento è ridotto del 50% nel caso in cui nei cinque anni successivi alla data di effettivo completamento dell'intervento, nella porzione di rete oggetto di intervento si verifichi anche una sola interruzione di almeno 8 ore dovuta al medesimo fattore critico di rischio a causa del quale è stato effettuato l'intervento oggetto di premio.

Articolo 79septies

Disposizioni transitorie e finali

79septies.1 Entro il 31 marzo dell'anno 2019 le principali imprese distributrici di cui al comma 78.1, lettere a) e b) comunicano all'Autorità se intendono avvalersi della facoltà di:

- a. aderire al meccanismo di premi/penalità a decorrere dal 2020, per le principali imprese distributrici di cui al comma 78.1, lettera a); in tal caso, l'anno di cui al comma 79bis.1, lettera a), è il 2018;
- b. aderire al meccanismo di premi/penalità a decorrere dal 2020 o dal 2021, per le principali imprese distributrici di cui al comma 78.1, lettera b); in tal caso, l'anno di cui al comma 79bis.1, lettera a), è, rispettivamente, il 2018 o il 2019.

79septies.2 Per le principali imprese distributrici di cui al comma 78.1, lettera c), l'anno di cui al comma 79bis.1, lettera a), è l'anno 2018. Tali imprese comunicano all'Autorità entro il 31 marzo 2020 se intendono avvalersi della facoltà di aderire al meccanismo di premi/penalità a decorrere dal 2021 o dal 2022; in tal caso, l'anno di cui al comma 79bis.1, lettera a), è, rispettivamente, il 2019 o il 2020.

79septies.3 Le imprese distributrici che si avvalgono della facoltà di cui ai commi precedenti trasmettono all'Autorità le informazioni di cui al comma 78.6 a

decorrere dall'anno in cui aderiscono al meccanismo di premi/penalità, fermi restando gli obblighi di pubblicazione di cui al comma 78.5.

79septies.4 Ai fini della eleggibilità a premio e/o penalità degli interventi avviati nel biennio 2017-18 e conclusi nell'anno 2019 o seguente, fanno fede le date di inizio e completamento inserite nel Piano resilienza 2018-2020 e i costi trasmessi all'Autorità nel giugno 2018.”;

6. di dare mandato al Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) per la finalizzazione e l'armonizzazione delle metodologie specifiche di analisi del rischio e di selezione degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, associabili ai fattori di rischio di cui al comma 77.3 del TIQE, sviluppate dalle imprese distributrici, anche alla luce delle loro prime applicazioni;
7. di stabilire che, nelle more della conclusione del mandato di cui al punto 6, le imprese distributrici possano continuare ad avvalersi delle proprie metodologie specifiche di analisi del rischio e di selezione degli interventi di incremento della tenuta alle sollecitazioni delle reti di distribuzione, purché sviluppate sulla base dei criteri generali di cui alla Scheda n. 8 del TIQE;
8. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture a:
 - a. adottare con propria determinazione, ove necessario, istruzioni operative per l'attuazione del presente provvedimento e per l'adeguamento delle proprie determinazioni in esito ai lavori di cui al punto 6;
 - b. valutare l'opportunità di avviare un monitoraggio degli investimenti di rinnovo della rete, anche definendo nuovi obblighi di rilevazione e rendicontazione di detti investimenti sia sotto l'aspetto fisico che contabile, allo scopo di permettere all'Autorità di fare proprie valutazioni specifiche sui temi dell'addizionalità degli investimenti e della tracciatura dei costi effettivamente sostenuti per la realizzazione degli interventi;
9. di pubblicare il presente provvedimento e il TIQE, come modificato dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

18 dicembre 2018

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini