

DELIBERAZIONE 28 GIUGNO 2023

296/2023/R/EEL

Versione aggiornata con deliberazioni 614/2023/R/EEL, 472/2024/R/EEL, 521/2024/R/EEL

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI SVILUPPO DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE E RELATIVI PIANI

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

Nella 1257^a riunione del 28 giugno 2023

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile e del gas naturale e dell'idrogeno, pubblicata dalla Commissione europea il 15 dicembre 2021, relativamente agli aspetti di interesse per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e sue modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, come successivamente modificato e integrato (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 99/08) e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/COM (di seguito: deliberazione 296/2015/R/COM) e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIUF);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2019, 566/2019/R/EEL, recante l'approvazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 e, in

- particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQE);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/EEL, recante l’aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 e, in particolare, il relativo Allegato C, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIC);
 - la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 121/2022/R/EEL (di seguito: deliberazione 121/2022/R/EEL);
 - la deliberazione dell’Autorità 25 ottobre 2022, 527/2022/R/COM (di seguito: deliberazione 527/2022/R/COM);
 - la deliberazione dell’Autorità 18 aprile 2023, 163/2023/R/COM (di seguito: deliberazione 163/2023/R/COM);
 - il documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 645/2017/R/EEL);
 - il documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/EEL (di seguito: documento per la consultazione 173/2023/R/EEL);
 - le osservazioni in risposta al documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, pubblicamente disponibili sul sito internet dell’Autorità.

CONSIDERATO CHE:

- ai sensi della direttiva (UE) 944/2019:
 - a) il gestore del sistema di distribuzione ha la responsabilità di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare una domanda ragionevole di distribuzione di energia elettrica, nonché di gestire, mantenere e sviluppare nella sua zona, a condizioni economiche accettabili, un sistema di distribuzione di energia elettrica sicuro, affidabile ed efficiente, nel rispetto dell'ambiente e dell'efficienza energetica (articolo 31, comma 1);
 - b) lo sviluppo di un sistema di distribuzione è basato su un piano trasparente di sviluppo della rete che l’operatore del sistema di distribuzione pubblica almeno ogni due anni e presenta all’autorità di regolazione (articolo 32, comma 3);
 - c) il gestore del sistema di distribuzione consulta tutti gli utenti pertinenti del sistema e i gestori dei sistemi di trasmissione pertinenti in merito al piano di sviluppo della rete; rende pubblici i risultati della procedura consultiva unitamente al piano di sviluppo della rete e presenta i risultati della consultazione all’autorità di regolazione (articolo 32, comma 4);
 - d) l’autorità di regolazione può chiedere la modifica del piano di sviluppo (articolo 32, comma 4);
- ai sensi dell’articolo 57, comma 1, del regolamento (UE) 943/2019 i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione cooperano per pianificare e gestire le rispettive reti. In particolare, al fine di assicurare uno

sviluppo e una gestione delle reti efficienti sotto il profilo dei costi, sicuri e affidabili, i gestori dei sistemi di distribuzione e i gestori dei sistemi di trasmissione scambiano tutte le informazioni e i dati necessari;

- l'articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, modificando l'articolo 18, comma 3, del decreto legislativo 28/11, prevede che:
 - a) l'Autorità definisca le modalità sulla base delle quali i gestori delle reti di distribuzione alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali elaborano e presentano al Ministero e all'Autorità stessa, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un piano di sviluppo della rete di competenza con un orizzonte temporale almeno quinquennale;
 - b) il piano di sviluppo della rete di distribuzione sia predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
 - c) il piano di sviluppo della rete di distribuzione individui il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connesse alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete;
 - d) il piano di sviluppo della rete di distribuzione indichi gli investimenti programmati, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
 - e) il piano di sviluppo della rete di distribuzione includa una comparazione dei costi delle misure di investimento e di flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema;
 - f) l'Autorità possa richiedere al gestore del sistema di distribuzione modifiche rispetto al piano presentato.

CONSIDERATO CHE:

- l'Autorità ha avviato un percorso di ulteriore innovazione della regolazione infrastrutturale basato su un approccio integrato di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS);
- con la deliberazione 163/2023/R/COM l'Autorità ha approvato il Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS) per il periodo 2024-2031;
- con la deliberazione 527/2022/R/COM, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione dei criteri di regolazione secondo il modello ROSS-integrale che, unitamente ai criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto (ROSS-base), diano piena attuazione allo sviluppo della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio e introducano come principale nuovo elemento i piani di investimento che dovranno essere validati dall'Autorità;
- l'articolo 4, comma 6, del TICA dispone che le imprese distributrici di energia elettrica con almeno 100.000 clienti, entro il 30 giugno di ogni anno, pubblichino

- e trasmettano all’Autorità e al Ministero dello Sviluppo Economico (ora Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica) i propri piani per lo sviluppo delle reti;
- l’articolo 14 del TIUF prevede che il Gestore Indipendente che amministra le attività di distribuzione dell’energia elettrica nell’ambito di una impresa verticalmente integrata predisponga e trasmetta all’Autorità un documento annuale di pianificazione pluriennale delle infrastrutture, che presenti in particolare le stime di costo degli interventi previsti per ciascuno degli anni a venire e il consuntivo dei costi per l’ultimo anno disponibile;
 - nel documento per la consultazione 645/2017/R/EEL, l’Autorità ha indicato che:
 - a) debba essere disegnato un percorso per arrivare a integrare gli attuali piani di sviluppo, i piani per la resilienza e i piani di rinnovo tecnologico della rete in Piani Integrati di Distribuzione;
 - b) come *step* intermedio di questo percorso, le imprese distributrici di maggiore dimensione debbano predisporre sezioni relative alla resilienza nell’ambito dei propri Piani di sviluppo, di orizzonte almeno triennale, redatte con sufficienti criteri di omogeneità in particolare per l’esposizione dei benefici e dei costi e la tracciabilità degli interventi effettuati;
 - con la deliberazione 121/2022/R/EEL, l’Autorità ha avviato un procedimento relativo alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e ai relativi piani di sviluppo, con la finalità di implementare le disposizioni inerenti alle funzioni e responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione e agli obblighi e poteri dell’Autorità riguardanti i piani di sviluppo, di cui all’articolo 23, comma 5, del decreto legislativo 210/21, in modalità coerenti con lo sviluppo della nuova regolazione delle infrastrutture per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS);
 - nel documento per la consultazione 173/2023/R/eel l’Autorità ha presentato orientamenti per l’identificazione di priorità e indicatori di *performance* per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell’energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

CONSIDERATO CHE:

- nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL l’Autorità ha presentato orientamenti per le tempistiche di elaborazione e consultazione dei piani di sviluppo, indicando l’ipotesi di un mese di consultazione pubblica;
- in esito alla consultazione:
 - a) per l’anno 2023, le imprese distributrici hanno proposto l’elaborazione della versione pre-consultazione entro il 30 settembre 2023 e l’invio della versione post-consultazione entro il 30 novembre 2023;
 - b) per gli anni successivi, le imprese distributrici hanno proposto l’invio della versione pre-consultazione entro il 31 marzo degli anni dispari, principalmente per poter effettuare in modo più efficace il monitoraggio

dell'avanzamento degli investimenti pianificati (riferito alla data del 31 dicembre dell'anno precedente) contestualmente alla preparazione del piano, e l'invio della versione post-consultazione entro il 30 giugno degli anni dispari;

- c) alcuni soggetti diversi dalle imprese distributrici hanno chiesto che la finestra di consultazione pubblica venisse ampliata a 60 giorni;
- ancora in esito alla consultazione, un'impresa distributtrice ha indicato la necessità di aggiornare le tempistiche del TIUF, avendo interpretato che il piano di sviluppo della rete di distribuzione corrisponda con il “piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture” previsto dall'articolo 14, comma 2, lettera a) e richiamato altresì ai commi 9.2 e 23.4 del TIUF medesimo.

CONSIDERATO CHE:

- nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL l'Autorità ha presentato orientamenti per l'aggiornamento di alcuni aspetti del meccanismo incentivante gli investimenti per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione;
- in particolare, riguardo le tempistiche di ammissione degli interventi al meccanismo incentivante, nel capitolo 19 del documento suddetto, l'Autorità ha indicato il proprio orientamento a prevedere una sola finestra per istanze per nuovi investimenti di incremento della resilienza delle reti di distribuzione, da effettuarsi entro la scadenza del 31 gennaio 2024, a sostituzione delle scadenze “giugno 2023” e “giugno 2024”, per ragioni di semplicità, maggiore efficacia dell'azione regolatoria, riduzione delle attività implementative in capo alle imprese distributtrici;
- in esito alla consultazione, non si sono registrate particolari osservazioni sulle tempistiche di ammissione.

CONSIDERATO CHE:

- per le tipologie di connessione permanenti particolari di cui all'articolo 7 del TIC, sono previsti contributi di connessione pari alla spesa relativa secondo quanto specificato dall'articolo 23, comma 1, del TIC; tali tipologie di connessione includono singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2.000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
- la cabina MT/BT di riferimento è la cabina di trasformazione dell'impresa distributtrice più vicina al punto di prelievo oggetto della connessione e in servizio da almeno cinque anni (articolo 1, comma 1 del TIC);
- tali disposizioni, che intendono non far gravare sulla collettività costi elevati che hanno natura prettamente individuale, o comunque limitata a pochi utenti, possono sfavorire l'elettrificazione di ampi nuclei abitativi, ad esempio in zone montane rurali, e possono comportare impatti socioeconomici negativi in termini di costi e di emissioni inquinanti;

- nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL l’Autorità ha:
 - sottolineato l’esigenza di non ostacolare l’elettrificazione di aree potenzialmente sede di sviluppo turistico e di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, ritenendo allo scopo opportuno consentire la connessione contemporanea di più utenze in prelievo applicando corrispettivi a *forfait*, calcolati con riferimento alla cabina MT/BT allo scopo realizzata in luogo della cabina MT/BT di riferimento;
 - indicato di subordinare tale possibilità all’inoltro di un’istanza all’Autorità contenente un numero di richieste di connessione pari ad almeno il 50% del numero medio di clienti finali connessi alle cabine di trasformazione MT/BT dell’impresa distributrice in territori con caratteristiche simili;
- in esito alla consultazione, i soggetti partecipanti hanno condiviso l’orientamento dell’Autorità, ritenendo comunque opportuno, da un lato, standardizzare le diverse fattispecie e, dall’altro, individuare una numerosità minima delle richieste di connessione contemporanee.

RITENUTO CHE:

- sia necessario definire le tempistiche per l’elaborazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, sia in relazione all’anno 2023, sia in relazione alle successive edizioni;
- a tale riguardo, sia opportuno accogliere le proposte presentate da alcune imprese distributrici in risposta al documento per la consultazione 173/2023/R/EEL e accogliere parzialmente le richieste di alcuni soggetti di estensione del periodo di consultazione dei piani di sviluppo rispetto a quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL;
- sia opportuno definire alcune prime modalità per l’elaborazione dei piani di sviluppo, ad aggiornamento di quanto finora disposto dal TICA, con limitate integrazioni;
- sia opportuno successivamente prevedere, in esito alle attività da parte delle imprese distributrici prospettate nel documento per la consultazione 173/2023/R/EEL, l’introduzione di requisiti minimi di maggior dettaglio per l’elaborazione dei piani di sviluppo;
- sia necessario chiarire che il piano annuale e pluriennale delle infrastrutture definito dal TIUF ha natura principalmente economica e di consuntivazione e non coincide con il piano di sviluppo delle reti di distribuzione e, a tale fine, aggiornare la terminologia utilizzata nel TIUF;
- sia opportuno accorpate in un’unica scadenza gli adempimenti per l’ammissione di nuovi interventi per l’incremento della resilienza al meccanismo incentivante definito dal TIQE;
- sia opportuno prevedere in un successivo provvedimento l’aggiornamento del meccanismo incentivante in materia di incremento della resilienza;
- sia opportuno confermare l’orientamento espresso riguardo sviluppi di rete funzionali ad aree di nuova elettrificazione, consentendo quindi la connessione

contemporanea di più utenze in prelievo applicando corrispettivi a *forfait*, calcolati con riferimento alla cabina MT/BT allo scopo realizzata

DELIBERA

1. di definire le seguenti modalità e tempistiche per l'elaborazione e consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione per l'anno 2023:
 - a) ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio piano di sviluppo all'Autorità entro il 30 settembre 2023;
 - b) ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvia contestualmente o successivamente una consultazione pubblica sullo schema del proprio piano di sviluppo, della durata di almeno 30 giorni;
 - c) in esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta il proprio piano di sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 novembre 2023, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie controsservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate;
2. di definire le seguenti modalità e tempistiche per l'elaborazione e consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione a partire dall'anno 2025:
 - a) ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio piano di sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari;
 - b) ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvia contestualmente o successivamente una consultazione pubblica sullo schema del proprio piano di sviluppo, della durata di almeno 42 giorni;
 - c) in esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali pubblica - in posizione di semplice consultazione da parte degli interessati - e presenta il proprio piano di sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate;
3. di prevedere che ciascun piano di sviluppo delle reti di distribuzione:
 - a) sia predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
 - b) tenga conto dello sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
 - c) in relazione alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico, individui le possibili congestioni di rete di distribuzione previste e il potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per farvi fronte;

- d) indichi gli investimenti programmati, con un orizzonte temporale almeno quinquennale e, in particolare, i piani di realizzazione o potenziamento di linee in alta tensione e cabine primarie di trasformazione AT/MT, oltre ai piani di intervento più significativi relativi alle reti in media tensione e alle reti in bassa tensione;
- e) fornisca una spiegazione della metodologia utilizzata per identificare gli investimenti di sviluppo e una spiegazione della granularità scelta per presentare gli investimenti di sviluppo;
- f) descriva, eventualmente in un documento di accompagnamento al piano di sviluppo, le modalità di stima dei costi, sia con riferimento ai costi operativi attesi sia con riferimento al costo di investimento e a eventuali categorie elementari di investimento e loro costi unitari di investimento;
- g) adotti, per l'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, l'ipotesi di valore dell'energia non servita pari a 27.000 euro/MWh, costi di investimento comprensivi di eventuali costi compensativi esogeni e di costi per la demolizione di infrastrutture preesistenti, nonché le seguenti ipotesi per l'analisi economica:
 - i. tasso di sconto 4% reale,
 - ii. vita economica 25 anni di esercizio,
 - iii. nessun valore residuale;
- g-bis) adotti, per l'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, ove fattibile e rilevante, le seguenti categorie di beneficio e le seguenti categorie di impatti quantificati:
 - a) BP1 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore;
 - b) BP2 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali grazie all'incremento della resilienza della rete a fronte di eventi estremi localizzati quali ad esempio le condizioni definite alle lettere a), b), d) ed e) dell'articolo 79, comma 8, del TIQD;
 - c) BA3 - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie;
 - d) BP4 - costi evitati attesi, sia diretti sia in termini di emissioni evitate di CO₂, per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3, incluse la mancata attivazione di gruppi di generazione di emergenza, la riduzione dei costi addizionali di personale e la riduzione dei costi addizionali per l'utilizzo di veicoli di pronto intervento;
 - e) BP5 - riduzione attesa delle interruzioni della produzione di impianti da fonti di energia rinnovabili nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3;
 - f) BP6 - riduzione attesa di buchi di tensione severi;
 - g) BP7 - costi evitati attesi di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento;

- h) BP8 - costi evitati attesi di esercizio e manutenzione su base continuativa quali ad esempio interventi preventivi evitati, taglio piante evitato, riduzione dei consumi idrici dei trasformatori;
- i) BP9 - nei casi di interventi di interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate, riduzione attesa del costo di produzione dell'energia elettrica e delle emissioni di CO₂ o altri effetti di risparmio determinati dalla sostituzione del vettore energetico;
- j) BP10 - riduzione (o, con segno negativo, incremento) di emissioni di CO₂ per effetto della variazione attesa delle perdite di rete;
- k) BA10 - effetti economici diretti della variazione attesa delle perdite di rete, quantificata in termini fisici in coerenza con il beneficio BP10.
- l) BP11 - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia di emissioni evitate di CO₂, di riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione;
- m) BP12 - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia in termini di emissioni evitate di CO₂, di riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile per effetto di vincoli di corrente dalla rete di distribuzione a valle verso la rete di distribuzione a monte o la rete di trasmissione o di altri vincoli diversi dalla situazione identificata dal beneficio BP11;
- n) BP13 - effetti di riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia elettrica per effetto di vincoli di rete, con riferimento a cabine primarie o a porzioni di rete in media tensione o a cabine secondarie.
- o) I4 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per azioni evitate di cui al beneficio BP4;
- p) I9 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP9;
- q) I10 - variazione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per effetto della variazione attesa delle perdite di rete;
- r) I11 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP11;
- s) I12 - riduzione attesa di emissioni inquinanti senza effetto climalterante per circostanze di cui al beneficio BP12;
- h) presenti, per ciascun investimento di sviluppo:
 - i. il costo stimato di investimento;
 - ii. il costo stimato di esercizio, in relazione ai primi 25 anni di esercizio dell'intervento;
 - iii. la data prevista di entrata in esercizio;
 - iv. l'identificazione del primo piano di sviluppo in cui è stato pianificato l'investimento;

- v. nel caso il primo piano di sviluppo sia preesistente, l'avanzamento rispetto a quanto previsto nel piano di sviluppo precedente (in anticipo, come previsto, in ritardo oppure posticipato);
 - vi. nel caso di ritardi esogeni all'impresa o posticipazioni volontarie da parte dell'impresa, la loro principale motivazione;
 - i) le informazioni di accompagnamento ai piani di sviluppo in formato foglio di lavoro sono pubblicate in formato elaborabile e filtrabile;
 - l) la pubblicazione dei costi unitari di investimento di cui alla precedente lettera f) è riconciliata con le informazioni pubblicate dall'impresa distributrice relativamente ai valori di riferimento unitari per i costi medi corrispondenti alla realizzazione di ciascuna soluzione tecnica convenzionale di connessione;
4. di modificare l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 99/08, eliminando l'articolo 4, comma 6;
5. di modificare l'Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/COM, come segue:
- a) all'articolo 9, comma 2, lettera c), le parole "piano di sviluppo di cui al comma 14.2 lettera a)" sono sostituite dalle parole "piano di cui al comma 14.2 lettera a)";
 - b) all'articolo 14, comma 2, lettera a), le parole "il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture" sono sostituite dalle parole "il piano annuale e pluriennale delle infrastrutture";
 - c) all'articolo 14, comma 3, le parole "Il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture" sono sostituite dalle parole "Il piano annuale e pluriennale delle infrastrutture";
 - d) all'articolo 23, comma 4, le parole "Il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture" sono sostituite dalle parole "Il piano annuale e pluriennale delle infrastrutture";
6. di prevedere, in materia di ammissione degli interventi per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, che:
- a) le scadenze del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 definite dall'articolo 78, commi 5 e 6, del TIQE, per la pubblicazione delle sezioni resilienza e per l'invio all'Autorità delle informazioni relative a nuovi interventi per l'incremento della resilienza, siano sostituite da un'unica scadenza al 28 febbraio 2024, fermo restando i termini del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi al meccanismo incentivante;
 - b) le scadenze del 30 novembre 2023 e del 30 novembre 2024 definite dall'articolo 79quiquies, comma 1, del TIQE, per la pubblicazione da parte dell'Autorità dell'elenco degli interventi di incremento della resilienza, siano sostituite da un'unica scadenza al 31 luglio 2024;
7. di modificare il TIC, aggiungendo all'articolo 23 i seguenti commi:
- "23.3 Nel caso di richiesta di connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione o connessioni permanenti particolari in aree di nuova elettrificazione che comporti la realizzazione di una nuova cabina

MT/BT, con richiesta formulata unitariamente anche da più soggetti e relativa ad un numero di clienti finali pari ad almeno il 50% del numero medio di clienti finali connessi alle cabine di trasformazione MT/BT dell'impresa distributrice nel medesimo comune o gruppo di comuni con caratteristiche territoriali simili, a seguito di istanza dell'impresa distributrice competente all'Autorità si applicano contributi a *forfait* commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla nuova cabina MT/BT allo scopo realizzata.

- 23.4 Le modalità di contributo a *forfait* di cui al precedente comma sono attivabili dall'impresa distributrice previa istanza all'Autorità, contenente le caratteristiche tecniche della rete, la localizzazione della nuova trasformazione MT/BT, le stime di costo che l'impresa distributrice avrà fornito preliminarmente agli utenti e l'elenco degli utenti che hanno formalizzato le richieste di connessione sulla base delle suddette stime. L'istanza si intende accolta trascorsi 45 giorni dall'avvenuto invio all'Autorità, senza che siano intervenute richieste istruttorie.”

8. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

28 giugno 2023

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini