

**DELIBERAZIONE 25 MARZO 2025**  
**112/2025/R/EEL**

**DEFINIZIONE DELLE MODALITÀ DI CALCOLO, DELLE VALORIZZAZIONI E DEGLI ALTRI PARAMETRI RELATIVI ALLE CATEGORIE DI BENEFICIO PER LE ANALISI COSTI BENEFICI DEGLI INTERVENTI DI SVILUPPO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA**

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

Nella 1333<sup>a</sup> riunione del 25 marzo 2025

**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 (di seguito: direttiva (UE) 2019/944);
- 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;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica del 23 ottobre 2024, n. 367 (di seguito: decreto MASE del 23 ottobre 2024), recante la "Concessione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nel territorio di taluni comuni situati nelle Province di Milano e Brescia";
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 4 novembre 2016, 627/2016/R/EEL, e il relativo Allegato A come successivamente modificato e integrato, recante le "Disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica e approvazione di requisiti minimi del Piano per le valutazioni di competenza dell'Autorità" (di seguito: deliberazione 627/2016/R/EEL);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2018, 468/2018/R/GAS, come successivamente modificata e integrata;
- 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 2020-2023);

- la deliberazione dell’Autorità 18 gennaio 2022, 9/2022/R/EEL, recante verifica di conformità del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, in materia di valutazione dell’incremento di resilienza di progetti di sviluppo della rete;
- la deliberazione dell’Autorità 24 gennaio 2023, 15/2023/R/EEL (di seguito: deliberazione 15/2023/R/EEL), di aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell’energia elettrica;
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 296/2023/R/EEL), recante le “Disposizioni in materia di sviluppo delle reti di distribuzione e relativi piani”;
- la deliberazione dell’Autorità 21 novembre 2023, 532/2023/R/GAS, recante le “Modifiche ai Requisiti minimi e approvazione dei Criteri applicativi dell’analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas” (di seguito: deliberazione 532/2023/R/GAS);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 617/2023/R/EEL recante l’approvazione delle regolazioni *output-based* e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell’energia elettrica, a valere dal 1 gennaio 2024, e, in particolare, il relativo Allegato A, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQD);
- le deliberazioni dell’Autorità 22 ottobre 2024, 424/2024/R/EEL, 425/2024/R/EEL e 426/2024/R/EEL (di seguito: deliberazioni 424/2024/R/EEL, 425/2024/R/EEL e 426/2024/R/EEL), recanti l’ammissione di interventi di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica alla fase di prima applicazione del meccanismo di incentivazione, rispettivamente di Areti S.p.A., e-distribuzione S.p.A. e SET Distribuzione S.p.A.;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2024, 472/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 472/2024/R/EEL), recante l’“Integrazione delle disposizioni in materia di incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione”;
- la deliberazione dell’Autorità 3 dicembre 2024, 521/2024/R/EEL (di seguito: deliberazione 521/2024/R/EEL), recante la “Verifica dei documenti da utilizzare come linee guida per l’edizione 2025 dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica”;
- 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, e in particolare, il documento di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) “Allegato A.74 al Codice di rete: Metodologia Analisi Costi-Benefici - ACB 2.0”;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 2 agosto 2007, n. 36/07 e, in particolare, l’Appendice 3 recante lo studio “Valutazione dei costi sostenuti dai clienti per microinterruzioni”;
- il documento della Commissione europea “*Handbook on the external costs of transport*” del 2019;

- il documento di European Network of Transmission System Operators for Electricity “4th ENTSO-E Guideline for cost-benefit analysis of grid development projects - Final version approved by the European Commission” di aprile 2024;
- l’edizione 2024 del documento di descrizione degli scenari per i piani di sviluppo, predisposto e pubblicato da Snam Rete Gas S.p.A. e Terna;
- il documento ISPRA “*Italian Greenhouse Gas Inventory (1990-2022). National Inventory Report 2024*”;
- la “Banca dati dei fattori di emissione dei trasporti” di ISPRA;
- il documento di European Network of Transmission System Operators for Electricity e European Network of Transmission System Operators for Gas “TYNDP 2024 Scenarios Methodology Report” di gennaio 2025;
- l’edizione 2025 del documento metodologico per l’applicazione dell’analisi costi benefici al piano di sviluppo, predisposto e pubblicato da Terna;
- la proposta di documenti comuni inviati dalle imprese distributrici di energia elettrica con almeno 100.000 clienti finali all’Autorità, (protocolli Autorità: 68524 del 30 settembre 2024 e 68655, 68656, 68661, 68691, 68694, 68749, 68812, 68951, 68961 del 1 ottobre 2024, denominati di seguito: proposta dei documenti comuni);
- la comunicazione dell’Autorità del 20 novembre 2024, prot. 81435, alle imprese distributrici Areti S.p.A., e-distribuzione S.p.A., Ireti S.p.A. ed Unareti S.p.A. (di seguito: comunicazione del 20 novembre 2024);
- la comunicazione dell’impresa distributtrice Duereti S.r.l. del 3 marzo 2025, prot. Autorità 14605 del 3 marzo 2025 (di seguito: comunicazione del 3 marzo 2025).

#### **CONSIDERATO CHE:**

- a partire dal settore della trasmissione elettrica e poi per il trasporto di gas naturale e per la distribuzione elettrica, l’Autorità ha previsto lo strumento delle analisi costi benefici (ACB) come elemento a supporto della prioritizzazione e della selettività degli investimenti infrastrutturali;
- per i primi due settori suddetti sono stati definiti, tramite le deliberazioni dell’Autorità 627/2016/R/EEL e 468/2018/R/GAS, un insieme di requisiti minimi; gli operatori di rete sono, invece, responsabili della redazione e dell’aggiornamento di un documento di criteri applicativi per l’effettuazione delle analisi costi benefici, oggetto di verifica da parte dell’Autorità (Allegato A.74 al Codice di rete e deliberazione 532/2023/R/GAS); i risultati dell’analisi costi benefici (che viene applicata a tutti gli interventi con costo di investimento atteso superiore a specifiche soglie) sono presentati nei piani di sviluppo della trasmissione e del trasporto;
- relativamente ai requisiti minimi definiti dall’Autorità per la trasmissione elettrica, con la deliberazione 15/2023/R/EEL, è stata eliminata la precedente disposizione della deliberazione 627/2016/R/EEL che prevedeva, come unico metodo, l’utilizzo del prezzo medio previsto nella relativa zona nel mercato dell’energia, ai fini della valorizzazione del taglio di generazione rinnovabile (c.d.

- overgeneration*), valorizzazione che risulta rilevante anche per le categorie di beneficio BP5, BP11 e BP12 degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione;
- nel dettaglio, nelle premesse della deliberazione 15/2023/R/EEL, l’Autorità ha indicato l’intenzione di consentire maggiore flessibilità nelle modalità di valorizzazione del taglio evitato di generazione rinnovabile, a seguito della proposta di Terna di poter utilizzare il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato;
  - con la deliberazione 296/2023/R/EEL, l’Autorità ha definito i requisiti in materia di piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell’energia elettrica; in particolare:
    - a) il punto 2. della deliberazione prevede le modalità e le tempistiche per l’elaborazione e la consultazione pubblica dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione a partire dall’anno 2025;
    - b) il punto 3. della deliberazione (aggiornato dalla deliberazione 472/2024/R/EEL) definisce modalità per l’elaborazione dei piani di sviluppo, nonché le categorie di beneficio e le categorie di impatti quantificati per l’elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo;
  - il TIQD prevede che le imprese distributrici effettuino analisi costi benefici:
    - a) per gli interventi oggetto di istanza di ammissione al meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione (articolo 80, Titolo 10);
    - b) per gli interventi sulla rete di distribuzione oggetto di contributo pubblico oltre un milione di euro (articolo 82, Titolo 11);
  - con la deliberazione 472/2024/R/EEL, l’Autorità ha aggiornato l’elenco delle categorie di beneficio ammissibili, osservando “*relativamente alle categorie di beneficio (...) un contesto in cui sono ancora molto scarse le esperienze in ambito europeo e non vi sono documenti di riferimento a parte, per quanto applicabile, la metodologia di analisi costi benefici di ENTSO-E*”;
  - con la deliberazione 472/2024/R/EEL, l’Autorità ha altresì previsto un successivo provvedimento per definire disposizioni specifiche per le modalità di calcolo e per le valorizzazioni e gli altri parametri relativi a ciascuna categoria di beneficio;
  - con la deliberazione 521/2024/R/EEL, l’Autorità ha valutato positivamente alcuni documenti da utilizzarsi come linee guida per la predisposizione dell’edizione 2025 dei piani di sviluppo; in particolare, il documento “Linee guida per la predisposizione dell’edizione 2025 dei Piani di Sviluppo” prevede che il piano di sviluppo contenga una sezione 1.7.4. che riporti la descrizione delle modalità di quantificazione dei benefici degli interventi oggetto del piano.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- con la comunicazione del 20 novembre 2024 è stato formato un gruppo di lavoro per definire le modalità di calcolo, le valorizzazioni e gli altri parametri relativi a ciascuna categoria di beneficio (di seguito: GdL Benefici);

- il GdL Benefici ha elaborato una prima versione del “Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell’energia elettrica”;
- tale prima versione, che ha ripreso alcuni elementi dalle sezioni della proposta dei documenti comuni delle imprese distributrici, che contenevano informazioni e prime proposte in materia di analisi costi benefici, pertinenti alle analisi di cui ai Titoli 10 e 11 del TIQD, è stata trasmessa il 13 febbraio 2025 a tutte le imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali per loro osservazioni;
- a seguito della trasmissione della prima versione, si è svolto un incontro tecnico con i rappresentanti delle suddette imprese distributrici.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- con la deliberazione 296/2023, punto 3, lettera g-bis, introdotto con la deliberazione 472/2024/R/EEL, l’Autorità ha definito le categorie di beneficio da adottare, ove fattibile e rilevante, per l’elaborazione di eventuali analisi costi benefici per investimenti di sviluppo, fra cui:
  - a) beneficio BP1, riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore;
  - b) beneficio BP13, riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia elettrica per effetto di vincoli di rete; per il quale l’Autorità ha indicato, nelle premesse della deliberazione 472/2024/R/EEL che la cosiddetta “energia in *overload*” - ossia il flusso di energia su un asset di rete “da monte a valle” superiore al valore limite preso a riferimento per i calcoli di pianificazione - in linea di principio dovrebbe essere valorizzata mediante un *Value of Flexibility*;
- i rappresentanti delle imprese distributrici che hanno partecipato al GdL Benefici hanno presentato due documenti relativi a:
  - a) una proposta di incrementare il valore della durata prolungata relativa all’ondata di calore, relativa alla categoria di beneficio BP1, precedentemente pari ad 8 ore ai sensi della scheda n. 8 del TIQE 2020-2023, in considerazione dell’inasprimento degli scenari climatici su tutto il territorio nazionale, a 13 ore, calcolate come incremento della durata dell’interruzione che si sarebbe verificata in diverse aree della Sicilia nel mese di luglio 2023 in assenza della *task force* che è stata messa in campo per fronteggiare quell’emergenza, poiché tale *task force* non sarebbe stata possibile nel caso di eventi di tale portata simultanei in più aree regionali;
  - b) una proposta di definire due soglie e due coefficienti di valorizzazione per il beneficio BP13, utilizzando un coefficiente di “cost of flexibility” al superamento della prima soglia, definita come “soglia di controalimentabilità”, con logica di sicurezza N-1 oltre la quale l’impresa distributtrice deve agire per garantire la controalimentabilità di tutto il carico a seguito del guasto di un elemento di rete, e un coefficiente di Value of Lost Load al superamento della soglia di taratura della protezione

a monte dell'asset oggetto di analisi (con logica di "sicurezza N"), per un tempo standard di 15 minuti, perché il superamento di quest'ultima soglia causa una disalimentazione dell'utenza sottesa all'asset.

**CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:**

- a valle dell'incontro tecnico successivo alla trasmissione della prima versione del documento del GdL Benefici, sono state proposte alcune revisioni al documento trasmesso; in particolare le osservazioni hanno evidenziato che:
  - le ipotesi alla base della ACB devono essere esplicitate soltanto dalle imprese distributrici che, in via facoltativa, decidono di richiedere l'accesso al meccanismo premiale di cui all'articolo 80 del TIQD;
  - alcune informazioni utili alla verifica dell'ammissibilità degli interventi candidati al meccanismo in questione (fra cui, a titolo di esempio, i costi unitari di manutenzione straordinaria a seguito di guasto e le informazioni relative ai gruppi di generazione di emergenza e alle flotte di veicoli adibite al pronto intervento nella disponibilità del DSO) siano trasmesse all'Autorità e non siano pubblicate in una sezione del piano di sviluppo;
  - alcune informazioni (alla base della ACB) presentano carattere sensibile e la loro pubblicazione potrebbe essere utilizzata strumentalmente dai fornitori esterni;
- inoltre, relativamente all'elaborazione delle ACB per gli interventi oggetto di contributo pubblico, è stato osservato che:
  - l'ACB per gli interventi sulla rete di distribuzione oggetto di contributo pubblico deve riferirsi ai soli benefici previsti dalla deliberazione 296/2023/R/EEL con esclusione, ad esempio, degli interventi per la gestione dell'energia reattiva e degli interventi in digitalizzazione;
  - sarebbe opportuno prevedere per le imprese distributrici con meno di 100.000 clienti finali - non coinvolte né nella definizione della proposta di "Documento metodologico recante i criteri comuni per le analisi costi benefici" presentata a settembre 2024 né nei confronti con l'Autorità, una proroga della predetta scadenza dal 31 marzo 2025 al 30 giugno 2025

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- con il decreto MASE del 23 ottobre 2024 è stato previsto che la concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nella cinta Ovest-Sud-Est di Milano e nel territorio della Valtrompia in provincia di Brescia, limitatamente al territorio dei Comuni specificati nell'Allegato 1 del medesimo decreto, sia rilasciata a titolo gratuito a Duereti S.r.l., ai sensi dell'articolo 1, comma 1, e dell'articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- a partire dal 1 gennaio 2025, l'attività di distribuzione di energia elettrica nei predetti comuni è svolta dall'impresa distributtrice Duereti S.r.l.

- con la comunicazione del 3 marzo 2025 Duereti S.r.l. ha segnalato la necessità di una tempistica più ampia per la presentazione della prima bozza di piano di sviluppo finalizzata principalmente ad effettuare le analisi necessarie in tema di scenari di evoluzione locali e di definizione degli interventi di sviluppo;
- in particolare, Duereti S.r.l ha presentato richiesta di proroga della tempistica di presentazione all’Autorità dello schema del proprio piano di sviluppo dal 30 marzo al 31 maggio 2025 e del successivo invio del documento definitivo dal 30 giugno al 30 settembre 2025, e di proroga a quest’ultima data dell’istanza di ammissione al meccanismo incentivante di cui all’articolo 80 del TIQD.

**RITENUTO CHE:**

- sia necessario, sulla base degli esiti dell’attività del GdL Benefici e tenendo conto delle osservazioni delle imprese distributrici consultate, adottare la prima edizione del “Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell’energia elettrica”;
- sia opportuno prevedere che, anche a seguito dell’esperienza di applicazione delle analisi costi benefici maturate, le imprese distributrici formulino - in modalità coordinata - una proposta di modifiche del suddetto documento, ai fini delle successive analisi costi benefici, in una logica di miglioramento continuo delle metodologie;
- nel dettaglio, in linea con le disposizioni per gli altri settori regolati, le future edizioni dei criteri applicativi dell’ACB di distribuzione elettrica siano presentate da parte di due o più imprese distributrici, per la verifica e approvazione da parte dell’Autorità.

**RITENUTO, INOLTRE, CHE:**

- relativamente alla valorizzazione del taglio di generazione rinnovabile evitato, categorie di beneficio BP5, BP11 e BP12, in un’ottica di semplificazione, a valle delle esperienze di applicazione con le deliberazioni 424/2024/R/EEL, 425/2024/R/EEL e 426/2024/R/EEL, sia opportuno adottare la valorizzazione sulla base del costo variabile medio personale del termoelettrico evitato, in coerenza con il settore della trasmissione elettrica, lasciando a una eventuale successiva evoluzione l’utilizzo del metodo più accurato del prezzo medio zonale previsivo;
- oltre ai parametri di valorizzazione dettagliati nel “Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell’energia elettrica”, sia necessario definire, almeno in via transitoria, parametri di durata dell’interruzione per guasto multiplo in condizioni di ondata di calore e di rapporto massimo tra tasso di guasto atteso e tasso di guasto storico (ai fini della categoria di beneficio BP1) e di valorizzazione degli effetti di saturazione delle reti di distribuzione in prelievo (ai fini della categoria di beneficio BP13);
- sia opportuno, in relazione alla valorizzazione del beneficio BP1 di riduzione delle interruzioni a seguito di ondata di calore, fissare la durata di interruzione a 12 ore

(anziché 8) alla luce delle posizioni espresse dalle imprese distributrici partecipanti al GdL Benefici, tenendo tuttavia conto che la presenza di numerosi parametri di riferimento, di modelli climatici sugli eventi attesi e l'intrinseca incertezza collegata a fenomeni c.d. *high impact low frequency* rende i risultati della metodologia esposti a significative incertezze;

- sempre in tema di interruzioni a fronte di ondata di calore (beneficio BP1), sia opportuno adottare un limite convenzionale all'incremento dei guasti attesi per effetto dell'evoluzione climatica attesa, fissando al +75% il rapporto massimo tra tasso di guasto atteso e tasso di guasto storico, per tenere conto delle relative incertezze;
- in relazione alla valorizzazione del beneficio BP13 di saturazione delle reti in prelievo, in assenza - al momento - di una quantificazione su larga scala dei costi dell'abilitazione e dell'utilizzo di servizi di flessibilità locale, sia opportuno in via transitoria fare riferimento al prezzo massimo di offerta nel mercato dell'energia elettrica, pari a 4.000 Euro/MWh;
- sempre in tema di saturazione in prelievo (beneficio BP13), non possa essere accettata la proposta di utilizzare due diversi coefficienti di valorizzazione, poiché - a fronte di entrambe le condizioni analizzate (sicurezza N e sicurezza N-1) che portano a una necessità di intervento - l'impresa distributtrice deve confrontare la scelta se realizzare nuovi *asset* rispetto all'alternativa di attivare servizi di flessibilità; tale alternativa è conseguentemente la medesima azione in entrambi i casi e ha sempre lo stesso costo;
- sia opportuno specificare che, fatti salvi gli obblighi di pubblicazione dei criteri di pianificazione funzionali all'identificazione degli interventi di sviluppo definiti dalla deliberazione 296/2023/R/EEL, l'obbligo di pubblicare le informazioni e le ipotesi funzionali alle analisi costi benefici nella sezione 1.7.4 dei piani di sviluppo 2025 si applichi ai soli benefici effettivamente utilizzati e calcolati dall'impresa distributtrice;
- sia opportuno minimizzare, rispetto alla prima versione del documento del GdL Benefici, le ipotesi che saranno oggetto di pubblicazione nella sezione 1.7.4 del piano di sviluppo relativa alla descrizione delle modalità di quantificazione dei benefici di cui al precedente alinea, tenendo conto delle osservazioni ricevute su questa prima versione;
- sia opportuno escludere gli interventi per la gestione dello scambio di energia reattiva da quelli oggetto di analisi costi benefici ai sensi dell'articolo 82 del TIQD, in quanto il relativo beneficio rispecchia principalmente un aspetto sistemico, che può essere valutato dal gestore del sistema di trasmissione;
- non sia opportuno escludere gli interventi in "digitalizzazione" da quelli oggetto di analisi costi benefici ai sensi dell'articolo 82 del TIQD, poiché tali interventi possono includere, ad esempio, automazione di rete funzionale a ridurre le interruzioni e quindi effetti pienamente intercettati dalle categorie di beneficio definite dalla deliberazione 296/2023/R/EEL;
- sia opportuno accogliere la richiesta di posticipazione delle tempistiche di presentazione delle analisi costi benefici ai sensi dell'articolo 82 del TIQD.



**RITENUTO, INFINE, CHE:**

- sia opportuno accogliere la richiesta di proroga delle tempistiche per l'istanza di incentivazione per interventi di sviluppo della rete e per l'edizione 2025 del piano di sviluppo presentata dall'impresa distributrice Duereti S.r.l., in quanto la relativa rete di distribuzione è stata oggetto di un processo di cessione/acquisizione e pertanto la proroga favorirebbe uno svolgimento più efficace delle valutazioni da parte del nuovo soggetto per la pianificazione della rete di distribuzione dell'impresa;
- sia inoltre necessario aggiornare le disposizioni dell'articolo 80, comma 16, del TIQD che definiscono il limite massimo agli investimenti di un'impresa distributrice che possono essere oggetto di istanza di incentivazione in relazione al numero di utenti BT serviti al 31 dicembre 2024, per tenere conto delle operazioni di cessione/acquisizione di porzioni di rete avvenute dopo il 31 dicembre 2024

**DELIBERA**

1. di approvare il “Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica”, Allegato A alla presente deliberazione, di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di definire, in sede di prima applicazione per l'anno 2025:
  - a) nella misura di 12 ore la durata media di interruzione prolungata in condizione di ondata di calore Dpoc, ai fini del calcolo del beneficio BP1;
  - b) nella misura di 1,75 il rapporto massimo tra tasso di guasto atteso e tasso di guasto storico RMAS, ai fini del calcolo del beneficio BP1;
  - c) pari a 4.000 Euro/MWh il *value of flexibility*, ai fini del calcolo del beneficio BP13;
3. di prevedere che, in applicazione delle disposizioni della deliberazione 521/2024/R/EEL, le imprese distributrici che effettuano istanza di incentivazione per interventi di sviluppo della rete di distribuzione durante il 2025 debbano pubblicare nel proprio piano di sviluppo le informazioni e le ipotesi alla base del calcolo dei benefici, come dettagliato nel documento di cui al precedente punto 1, relativamente ai benefici per esse rilevanti;
4. di prevedere che, sulla base dell'esperienza di applicazione durante il 2025, le imprese distributrici debbano presentare, entro il 30 giugno 2026, per approvazione dell'Autorità, una proposta per la seconda edizione del documento applicativo ai fini di successive applicazioni delle analisi costi benefici degli interventi di sviluppo delle reti di distribuzione;
5. in relazione alla presentazione delle analisi costi benefici per interventi oggetto di contributo pubblico ai sensi dell'articolo 82 del TIQD:

- a) di prevedere che siano esclusi da tali obblighi gli interventi funzionali alla gestione dello scambio di energia reattiva con la rete di trasmissione;
  - b) di fissare al 30 giugno 2025 il termine di presentazione da parte delle imprese distributrici;
6. di sostituire, all'articolo 80, comma 16, del TIQD le parole "e il numero di utenti BT nel territorio servito dall'impresa distributtrice al 31 dicembre 2024." con le seguenti parole "e il numero di utenti BT nel territorio servito dall'impresa distributtrice al 31 dicembre 2024. In caso di operazioni di cessione o acquisizione di rami d'azienda successive a tale data, il numero degli utenti BT al 31 dicembre 2024 è aggiornato sottraendo o aggiungendo gli utenti BT connessi alle reti oggetto di cessione o acquisizione.";
7. di prevedere, in deroga alle vigenti disposizioni, che per l'impresa distributtrice Duereti S.r.l.:
- a) la versione pre-consultazione del piano di sviluppo (articolo 2 della deliberazione 296/2023/R/EEL) sia trasmessa entro il 31 maggio 2025;
  - b) la versione post-consultazione del piano di sviluppo (articolo 2 della deliberazione 296/2023/R/EEL) sia trasmessa e pubblicata entro il 30 settembre 2025;
  - c) l'istanza di incentivazione per interventi di sviluppo (articolo 80 del TIQD) sia trasmessa entro il 30 settembre 2025;
8. di pubblicare il presente provvedimento, l'Allegato A e il TIQD come modificato dal presente provvedimento, sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

25 marzo 2025

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*