

DELIBERAZIONE 3 DICEMBRE 2024

516/2024/R/EEL

APPROVAZIONE, PER L'ANNO 2025, DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI, PROPOSTO DALLA SOCIETÀ E-DISTRIBUZIONE S.P.A.

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

Nella 1319^a riunione del 3 dicembre 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 944/2019), come emendata dalla Direttiva 2024/1711/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 1711/2024);
- il Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/943), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- la legge 22 aprile 2021, n. 53 (di seguito: legge 53/21);
- 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) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 352/2021/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 345/2023/R/eel) e in particolare l'Allegato A (di seguito: Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE), nella revisione 2 approvata con la deliberazione 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 365/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 365/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2023, 372/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 372/2023/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 2 aprile 2024, 121/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 121/2024/R/eel);

- il Testo Integrato delle disposizioni per le Prestazioni Patrimoniali Imposte e i regimi tariffari speciali – settore elettrico, Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com (di seguito: TIPPI);
- la lettera della società e-distribuzione S.p.A. (di seguito: e-distribuzione) del 14 novembre 2024, prot. Autorità 80329/2024 (di seguito: lettera 14 novembre 2024).

CONSIDERATO CHE:

- la direttiva (UE) 2019/944, agli articoli 31 e 32, prevede che:
 - i *Distribution System Operators* (di seguito: DSO) siano responsabili 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;
 - se un DSO è responsabile dell’acquisizione di prodotti e servizi per il funzionamento efficiente della propria rete, adotti norme oggettive, trasparenti e non discriminatorie, sviluppate in coordinamento con i *Transmission System Operators* (di seguito: TSO) e gli altri partecipanti al mercato interessati;
 - il DSO acquisisca i servizi ancillari non relativi alla frequenza necessari per il suo sistema secondo procedure basate su criteri di mercato, a meno che l’autorità di regolazione abbia valutato che il criterio di mercato non sia economicamente efficiente e abbia concesso una deroga;
 - l’offerta di prodotti e servizi sia aperta a tutti i partecipanti al mercato qualificati, compresi i partecipanti che offrono energia da fonti energetiche rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell’energia e i partecipanti al mercato coinvolti nell’aggregazione;
 - le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di distribuzione stabiliscano, in stretta cooperazione con tutti i partecipanti al mercato, nonché i TSO, i requisiti tecnici di partecipazione a tali mercati sulla base delle caratteristiche tecniche di questi ultimi;
 - i DSO cooperino con i TSO per la partecipazione effettiva dei partecipanti al mercato collegati alla loro rete nei mercati al dettaglio, all’ingrosso e di bilanciamento;
 - i DSO acquisiscano i servizi di cui ai precedenti alinea quando tali servizi riducano in modo efficiente in termini di costi la necessità di incrementare o sostituire la capacità di trasporto di energia elettrica;
 - i DSO siano adeguatamente remunerati per l’acquisizione di tali servizi al fine di consentir loro di recuperare almeno i costi ragionevoli corrispondenti, comprese le spese necessarie per la tecnologia dell’informazione e della comunicazione e i costi per l’infrastruttura;
 - il piano biennale di sviluppo della rete che i DSO sono tenuti a presentare all’autorità di regolazione e a pubblicare almeno ogni due anni fornisca trasparenza in merito ai servizi di flessibilità a medio e lungo termine necessari;

- il Regolamento (UE) 2019/943, all'articolo 57, prevede che i DSO e i TSO cooperino per pianificare e gestire le rispettive reti, scambiando tutte le informazioni e i dati necessari riguardo alle prestazioni dei mezzi di generazione e della gestione della domanda, alla gestione quotidiana delle reti e alla pianificazione a lungo termine degli investimenti nelle reti; DSO e TSO cooperano anche al fine di conseguire un accesso coordinato a risorse quali generazione distribuita, stoccaggio dell'energia e gestione della domanda in grado di sostenere esigenze particolari sia dei DSO e TSO stessi;
- il decreto legislativo 102/14, all'articolo 11, comma 1, prevede che l'Autorità regoli l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema, definendo le modalità tecniche con cui i TSO e i DSO organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, sulla base dei requisiti tecnici di detti mercati e delle capacità di gestione della domanda e degli aggregati;
- la legge 53/21, all'articolo 12, comma 1f, precisa che il Governo, nell'ambito della delega per l'attuazione della direttiva (UE) 2019/944, preveda misure per l'evoluzione del ruolo e delle responsabilità dei gestori delle reti di distribuzione, in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione, in funzione delle esigenze di flessibilità del sistema e di integrazione della generazione distribuita e della gestione della domanda, secondo criteri di gradualità;
- il decreto legislativo 210/2021 ha recepito le previsioni di cui agli articoli 31 e 32 della direttiva (UE) 2019/944 in materia di responsabilità dei DSO per l'acquisizione di prodotti e servizi per il funzionamento della rete; in particolare, ha previsto che il DSO, nell'ambito del piano biennale di sviluppo della rete di competenza, 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 connessi alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete;
- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e alla redazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, in coerenza con la normativa europea in materia e in attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 102/14 per la parte relativa al dispacciamento;
- nell'ambito del procedimento di cui al precedente punto, con la deliberazione 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento e la relativa remunerazione dei cosiddetti "servizi ancillari locali" ossia quei servizi necessari o utili a gestire in modo efficiente e sicuro la rete di distribuzione, anche in ottica prospettica, tenendo conto degli obiettivi europei in materia di decarbonizzazione; più in dettaglio:
 - la sperimentazione è proposta dai DSO, prevedendo il coinvolgimento di operatori individuati sulla base di clausole non discriminatorie che consentano la più ampia partecipazione possibile, nel rispetto del principio della neutralità tecnologica;

- i DSO devono condurre le attività in cooperazione con gli altri DSO che necessitano dei medesimi servizi ancillari locali nonché con Terna, ove occorra, al fine di assicurare una gestione ordinata ed efficiente del sistema elettrico; a tale fine, i DSO devono valutare le esperienze e le soluzioni già studiate o sperimentate in ambito nazionale e internazionale per esigenze affini, nonché perseguire l'utilizzo di possibili finanziamenti europei in materia;
- relativamente alla copertura dei costi, la deliberazione 352/2021/R/eel stabilisce che:
 - i costi per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi siano coperti, ove possibile, da finanziamenti europei appositamente istituiti dedicati a progetti innovativi;
 - qualora non sia possibile accedere a tali finanziamenti, i costi di cui sopra trovino copertura tramite i vigenti strumenti tariffari;
 - i costi sostenuti dai DSO per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali trovino copertura a valere su un Conto da individuare all'atto dell'approvazione dei regolamenti dei progetti pilota;
- nei casi in cui l'approvvigionamento di servizi ancillari locali comporti la modifica dei programmi delle unità, i DSO attivano forme di coordinamento con Terna, al fine di:
 - definire le modalità con cui l'accettazione, da parte del DSO, delle offerte presentate dai *Balancing Service Providers* (di seguito: BSP) modifichi i programmi delle unità presentate dai *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP), assicurando la neutralità finanziaria di questi ultimi rispetto all'operatività dei BSP;
 - garantire, più in generale, il coordinamento tra l'approvvigionamento delle risorse per i servizi globali e l'approvvigionamento delle risorse per i servizi locali;
 - definire i corrispettivi, che il BSP è tenuto a corrispondere al DSO, finalizzati ad evitare che il BSP possa trarre vantaggio economico dalla mancata erogazione dei servizi locali per i quali le sue offerte sono state selezionate;
- per l'approvazione del progetto pilota, i soggetti proponenti sono tenuti a consultare gli operatori e a inviare all'Autorità idonea documentazione che include la versione definitiva del regolamento della sperimentazione, una relazione tecnica che illustri il progetto motivando tutte le scelte effettuate, l'indicazione delle tempistiche di esecuzione ipotizzate e le osservazioni pervenute da parte degli operatori durante la consultazione;
- con cadenza semestrale e per tutta la durata dei progetti, i DSO trasmettono all'Autorità una relazione che illustra i risultati ottenuti fino a quel momento, anche avvalendosi di opportuni indicatori di performance, corredata da un giudizio sintetico sull'andamento del progetto e sull'utilità prospettica per il sistema elettrico, nonché dall'evidenza delle eventuali criticità riscontrate e da proposte motivate per il loro superamento.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nel corso del 2023 e 2024 sono stati presentati tre progetti pilota approvati rispettivamente con la deliberazione 372/2023/R/eel (progetto pilota Areti, successivamente aggiornato con la deliberazione 121/2024/R/eel), 365/2023/R/eel (progetto pilota e-distribuzione), deliberazione 117/2024/R/eel (progetto pilota Unareti);
- i progetti presentati presentano varie caratteristiche comuni e alcune peculiarità; tra le caratteristiche comuni si evidenzia, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, che:
 - i progetti individuano aree della rete dove i fabbisogni di flessibilità sono già attuali e, attraverso l’analisi dei trend più evidenti (penetrazione di rinnovabili di piccola taglia, sviluppo di auto elettriche, elettrificazione di consumi domestici ecc.) identificano possibili criticità prospettive, che renderebbero utile e necessario lo sviluppo di un mercato locale della flessibilità;
 - i progetti, pur prevedendo lo sviluppo di futuri nuovi servizi, si concentrano sull’esigenza di gestire le congestioni e i sovraccarichi interni alla rete, attraverso la modulazione di potenza attiva da parte delle risorse che prendono parte alla sperimentazione;
 - i progetti prevedono una fase di abilitazione delle risorse di flessibilità condotta dai DSO, secondo procedure definite nei relativi regolamenti, che include anche prove tecniche “in campo”; le risorse sono abilitate solo dopo aver superato positivamente i test di rispondenza alle specifiche del servizio richiesto (principalmente tempo di attivazione, tempo di rampa e mantenimento della modulazione per il tempo prestabilito);
 - le procedure di abilitazione delle risorse non pongono limiti in termini di tecnologia o di tipologia di unità (unità di produzione o di consumo), nel rispetto del principio della “neutralità tecnologica”;
 - per tutti i progetti sono stati elaborati scenari in cui è stata confrontata la strategia tradizionale di sviluppo della rete, basata esclusivamente sul rinforzo della stessa (approccio cd. *Fit&Forget*), con la strategia basata sull’utilizzo di servizi ancillari locali; per i progetti presentati emerge la convenienza della soluzione con flessibilità, giustificando l’opportunità di condurre la sperimentazione proposta;
 - l’assegnazione del servizio avviene secondo procedure di mercato; le procedure prevedono che il fabbisogno di flessibilità in una porzione di rete e in un dato periodo sia assicurato da risorse che offrono la propria disponibilità in un “mercato a termine”, tramite un “prezzo per disponibilità” (quota fissa in €/MW/periodo); le risorse selezionate a termine hanno l’obbligo di offrire la modulazione del carico ad un “prezzo per l’utilizzo” (quota variabile in €/MWh). Nei casi in cui esiste un “mercato a pronti” il prezzo di utilizzo è determinato dall’esito del mercato; diversamente, il “prezzo per l’utilizzo” è dichiarato ex-ante, nel processo di selezione delle offerte a termine;
 - l’effettiva erogazione del servizio è determinata valutando la differenza tra i dati di misura dell’energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline*; quest’ultima è

- determinata valutando la media dei prelievi o delle immissioni del medesimo quarto d'ora di un periodo precedente (tipicamente qualche giorno) e in assenza di movimentazioni;
- nel caso in cui il servizio sia fornito tramite un aggregato di risorse, la valutazione del servizio erogato avviene su base aggregata, ossia la *baseline* è calcolata come somma algebrica delle *baseline* delle singole risorse e la movimentazione eseguita come somma algebrica delle movimentazioni delle singole risorse;
 - i progetti hanno rimandato ad una successiva fase il coordinamento operativo con il TSO e l'adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, sulla base del presupposto che, al momento, i servizi ancillari locali erogati siano di entità limitata, tali da non rendere necessaria la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP, nè forme di compensazione tra BRP e BSP; pertanto, l'energia immessa o prelevata per effetto dell'erogazione del servizio ancillare locale dà luogo a sbilanciamenti per i BRP che non vengono sterilizzati, mentre la remunerazione del servizio reso rimane interamente di competenza del BSP senza alcuna compensazione verso il BRP;
 - i progetti sono stati approvati dall'Autorità inizialmente per il 2024, anche se tutti riguardano orizzonti temporali più lunghi;
 - per tutti i progetti l'Autorità ha previsto che gli oneri per l'attivazione dei servizi ancillari locali trovino copertura a valere sul Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO PRESENTATO DA E-DISTRIBUZIONE:

- per l'anno 2024, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento:
 - il fabbisogno è di 3,9 MW per la provincia di Benevento (inverno ed estate 2024), 4,2 MW per la provincia di Cuneo (estate 2024), 0,4 MW per la provincia di Venezia (inverno 2024), 2,3 MW per la provincia di Foggia (intero 2024);
 - la soglia minima delle risorse che possono essere abilitate è pari a 20 kW di capacità di modulazione, su punti con potenza di connessione di almeno 50 kW;
 - per ogni procedura concorsuale, è fissato un quantitativo minimo da offrire pari a 100 kW;
 - è previsto il solo approvvigionamento a termine (senza alcun mercato a pronti) gestito per il tramite della piattaforma terza Piclo; tale piattaforma è stata scelta in quanto già attiva sui mercati esteri, specialmente in Gran Bretagna;
 - i BSP presentano offerte recanti un prezzo per la disponibilità in €/kW/periodo e un prezzo per l'utilizzo del servizio in €/kWh; le offerte sono selezionate a termine con il criterio del minimo costo combinato per disponibilità e utilizzo, stimando il controvalore economico delle modulazioni in base alle attivazioni richieste dal DSO e al prezzo per l'utilizzo richiesto dai BSP;

- in caso di richiesta di modulazione, sono attivate esclusivamente le risorse aggiudicatarie della procedura a termine (senza alcun mercato a pronti) sulla base di un *merit order* costruito sulla base del prezzo per l'utilizzo;
- l'invio del comando di modulazione, dal DSO al BSP, avviene tramite un sistema di messaggistica, mentre il trasferimento di tale comando alle risorse distribuite è responsabilità del BSP;
- la *baseline* (che rileva per la verifica dell'effettiva erogazione del servizio), per ciascun quarto d'ora della Finestra di Disponibilità del servizio, è determinata a partire dalla media dei corrispondenti quarti d'ora estratti dalle misure dei 15 giorni precedenti, corretta con opportuni fattori additivi che tengono conto delle specifiche evenienze intervenute nelle 2 ore antecedenti l'attivazione del servizio;
- le risorse aggiudicatarie della procedura a termine ricevono una componente fissa (legata al prezzo per la disponibilità espresso in sede di selezione a termine, applicato alla potenza resa disponibile per l'attivazione, fatte salve le opportune correzioni per i casi di indisponibilità) e una componente variabile (legata al prezzo per l'utilizzo, espresso in sede di selezione a termine, applicata all'energia oggetto di attivazione);
- con la lettera 14 novembre 2024, e-distribuzione ha presentato la proposta di estensione all'anno 2025 del progetto per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, confermando l'impostazione adottata nel 2024 e introducendo alcuni affinamenti sulla base delle esperienze acquisite;
- più nel dettaglio, la proposta per il 2025 prevede:
 - periodi di consegna a partire da aprile;
 - un perimetro della sperimentazione modificato e aumentato: 8 province (Arezzo, Bari, Cagliari, Cuneo, Fermo, Macerata, Padova, Reggio Emilia), con un fabbisogno totale di 19 MW, per la maggioranza riferito a servizi a scendere, e oltre 5000 ore di disponibilità;
 - la modifica delle base d'asta per il prezzo per l'utilizzo differenziando il prezzo a salire (pari a circa 400 €/MWh) e a scendere (circa 200 €/MWh); tale riduzione è in linea con il trend di riduzione dei prezzi del MSD, mantenendo comunque un differenziale per incentivare la partecipazione dei BSP al mercato dei servizi ancillari locali;
 - la facoltà per il BSP di scegliere tra tre possibili criteri per la determinazione della *baseline*:
 - 1) il medesimo in vigore nel 2024, basato sulla media di quindici dati storici di misura estratti dalle curve giornaliere, con un fattore di aggiustamento additivo basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio (criterio assunto di default, in mancanza di scelta da parte del BSP);
 - 2) un metodo basato sulla media di quindici dati storici di misura estratti dalle curve giornaliere con un fattore di aggiustamento moltiplicativo basato sul comportamento delle ultime 2 ore precedenti l'ora di inizio del servizio;
 - 3) un metodo basato esclusivamente sui dati di misura rilevati nelle ultime 2 ore; quest'ultimo criterio rende la *baseline* più coerente con lo stato dell'impianto

- in base a fattori esogeni di breve termine (come, ad esempio, la situazione meteorologica contingente);
- per quanto riguarda le prove tecniche di qualifica, requisiti meno stringenti (superamento di una sola delle due prove indipendenti effettuate, anziché entrambe);
 - un budget complessivo pari a 2,34 milioni di euro.

RITENUTO CHE:

- la proposta di estensione al 2025 del progetto pilota presentata da e-distribuzione con la lettera 14 novembre 2024 sia coerente con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel;
- sia pertanto opportuno approvare per l'anno 2025 la proposta di cui al punto precedente;
- sia opportuno prevedere, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da e-distribuzione per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione, siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;
- sia opportuno raccomandare a e-distribuzione di farsi parte diligente, decorso il secondo periodo di applicazione del progetto pilota, nell'apportare modifiche o innovazioni al regolamento previa consultazione con gli operatori al fine di tenere conto dei risultati che saranno nel frattempo emersi;
- il progetto pilota, come eventualmente aggiornato secondo quanto previsto dal precedente punto, possa essere esteso oltre il 2025, previa approvazione da parte dell'Autorità del regolamento eventualmente aggiornato e del relativo budget annuale in termini di costo atteso massimo;
- e-distribuzione, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, possa liberamente modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a salire e dei servizi a scendere, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto (oltre i 19 MW inizialmente stimati) e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, senza sottoporre la proposta ad una nuova approvazione da parte dell'Autorità, purché il costo atteso massimo non superi il costo complessivo di 2,34 milioni di euro di cui alla relazione tecnica allegata alla proposta di progetto pilota ed oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, e-distribuzione debba:
 - aggiornare il regolamento del progetto pilota, nella parte afferente ai prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi a salire, pubblicando l'aggiornamento sul proprio sito internet;

- darne contestuale evidenza all’Autorità, con le relative motivazioni e il nuovo costo massimo risultante;
- eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l’anno 2025 superiore ai 2,34 milioni di euro debbano essere previamente sottoposte all’approvazione dell’Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota per l’anno 2025, come trasmessa da e-distribuzione S.p.A. all’Autorità con lettera 14 novembre 2024, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che e-distribuzione S.p.A. pubblichi sul proprio sito internet il regolamento e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
3. di prevedere che e-distribuzione S.p.A. possa modificare i prezzi posti a base d’asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell’attivazione dei servizi a salire e dei servizi a scendere, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, nei limiti e con le modalità indicati in premessa;
4. di prevedere che i costi sostenuti da e-distribuzione S.p.A. per l’approvvigionamento dei servizi ancillari locali, limitatamente alla fase di sperimentazione siano posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all’articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI, dandone separata evidenza all’Autorità nell’ambito della rendicontazione semestrale di cui all’articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;
5. di trasmettere il presente provvedimento a e-distribuzione S.p.A. e a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali;
6. di pubblicare il presente sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

3 dicembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini