

DELIBERAZIONE 28 APRILE 2026
140/2026/R/EEL

ESTENSIONE PER IL PERIODO GIUGNO – DICEMBRE 2026 DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI, PROPOSTO DALLA SOCIETÀ UNARETI S.P.A.

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

Nella 1384^a riunione del 28 aprile 2026

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 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;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (di seguito: decreto legislativo 102/14);
- la legge 22 aprile 2021, n. 53;
- 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) 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);
- il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico, Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: TIDE), nella versione 4 approvata con la deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 227/2025/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);
- 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 deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2024, 117/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 117/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2024, 118/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 118/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 aprile 2024, 121/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 3 dicembre 2024, 516/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 17 dicembre 2024, 555/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 8 maggio 2025, 197/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 197/2025/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 novembre 2025, 508/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 508/2025/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 2 dicembre 2025, 527/2025/R/eel (di seguito: deliberazione 527/2025/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 febbraio 2026, 13/2026/R/eel (di seguito: deliberazione 13/2026/R/eel);
- la raccomandazione ACER 01/2025 del 7 marzo 2025 (di seguito: raccomandazione 01/25);
- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto dalla società Unareti S.p.A. (di seguito: Unareti) e pubblicato sul sito internet di Unareti il 30 giugno 2025;
- il documento “*Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025 – ICS Investigation Expert Panel – Final Report*” del 20 marzo 2026 disponibile sul sito di ENTSO-E (di seguito: report finale BO iberico);
- la lettera di Unareti del 15 gennaio 2026, prot. Autorità 2962 del 15 gennaio 2026 (di seguito: lettera 15 gennaio 2026);
- la lettera di Unareti del 15 aprile 2026, prot. Autorità 27847 del 15 aprile 2026 (di seguito: lettera 15 aprile 2026).

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 propria 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 riducono 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 consentire 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 che dei TSO;
- 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 1, lettera f), dispone 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 210/21, nel recepire 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, prevede che i DSO elaborino, con

cadenza biennale, un Piano di Sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno biennale in cui è individuato anche “*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:
 - i costi per l’adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi sono 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 trovano copertura tramite i vigenti strumenti tariffari;
 - i costi sostenuti dai DSO per l’approvvigionamento di servizi ancillari locali trovano 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 *Service Providers* (di seguito: SP) modifichi i programmi delle unità presentate dai *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP), assicurando la neutralità finanziaria di questi ultimi rispetto all’operatività dei SP;

- 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 SP è tenuto a corrispondere al DSO, finalizzati ad evitare che il SP 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 illustra 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:

- nell’ambito della deliberazione 352/2021/R/eel, sono stati approvati tre progetti pilota per l’approvvigionamento di risorse per i servizi ancillari locali:
 - il progetto pilota EDGE presentato dal DSO e-distribuzione S.p.A., approvato con la deliberazione 365/2023/R/eel per l’anno 2024 e successivamente esteso agli anni successivi con modifiche, da ultimo con la deliberazione 508/2025/R/eel relativa all’anno 2026;
 - il progetto pilota RomeFlex presentato dal DSO Areti, approvato con la deliberazione 372/2023/R/eel per l’anno 2024 e successivamente esteso agli anni successivi con modifiche, da ultimo con la deliberazione 527/2025/R/eel relativa all’anno 2026;
 - il progetto pilota MiNDFlex presentato dal DSO Unareti S.p.A., approvato con la deliberazione 117/2024/R/eel per l’anno 2024 e successivamente esteso al 2025 con modifiche, con la deliberazione 197/2025/R/eel;
- i progetti presentati presentano varie caratteristiche comuni e alcune peculiarità; tra le caratteristiche comuni si evidenzia che:
 - i progetti, attraverso l’analisi dei trend più evidenti (penetrazione di rinnovabili di piccola taglia, sviluppo di auto elettriche, elettrificazione di consumi domestici ecc.), individuano aree della rete dove i fabbisogni di flessibilità sono già attuali per le quali è utile e necessario lo sviluppo di un mercato locale della flessibilità;
 - i progetti, pur prevedendo lo sviluppo di futuri nuovi servizi, si sono finora concentrati sulla gestione delle congestioni e dei 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;
- i progetti permettono la partecipazione di qualsiasi tecnologia e tipologia di unità (unità di produzione o di consumo), nel rispetto del principio di 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; tutti i progetti prevedono che il fabbisogno di flessibilità in una porzione di rete e in un dato periodo sia assicurato da risorse approvvigionate a termine sulla base di offerte caratterizzate da una componente fissa per la disponibilità (“prezzo per disponibilità”, in €/MW) e da una componente variabile per l'effettiva modulazione prestata (“prezzo per l'utilizzo”, in €/MWh);
- per due progetti la selezione delle effettive risorse da attivare è decisa direttamente dal DSO, identificando fra le risorse approvvigionate a termine quelle più utili sulla base delle esigenze dell'esercizio della rete di distribuzione: in tale caso la risorsa attivata è remunerata sulla base del prezzo per l'utilizzo che era stato comunicato in sede di approvvigionamento a termine;
- un progetto prevede, invece, l'attivazione delle risorse tramite un “mercato a pronti” in cui le risorse approvvigionate a termine sono tenute a presentare offerte per l'utilizzo ad un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato nella procedura a termine; al mercato a pronti possono partecipare altresì risorse non selezionate a termine, senza vincoli al prezzo offerto;
- l'attivazione del servizio (anche in esito ad offerte accettate sul mercato a pronti) avviene a seguito di uno specifico segnale inviato dal DSO, ricevuto il quale, le risorse selezionate sono tenute a modulare la propria immissione o il proprio prelievo fino ai quantitativi massimi accettati in sede di assegnazione;
- l'effettiva erogazione del servizio è determinata valutando la differenza tra i dati di misura dell'energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline* che rappresenta il profilo di energia elettrica che sarebbe stato scambiato dalla risorsa in assenza di movimentazioni; la metodologia di determinazione della *baseline* varia a seconda del progetto, consentendo di testare l'efficacia di diverse soluzioni;
- 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, né forme di compensazione tra BRP e SP; 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 SP senza alcuna compensazione verso il BRP;

- i progetti sono stati approvati dall’Autorità inizialmente per il 2024 con possibilità di estensione su base annuale, 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, ALTRESÌ, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO *MiNDFLEX* PRESENTATO DA UNARETI:

- il progetto pilota MiNDFlex utilizza, fin dal suo avvio nel 2024, la piattaforma Mercato Locale Flessibilità (di seguito: piattaforma MLF) predisposta dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito anche: GME) e il cui regolamento è stato approvato dall’Autorità da ultimo con la deliberazione 118/2024/R/eel;
- il progetto pilota MiNDFlex, nella estensione approvata per il 2025 con la deliberazione 197/2025/R/eel, prevedeva:
 - un perimetro della sperimentazione coincidente con i comuni di Milano e Rozzano, per un fabbisogno massimo complessivo di 25 MW, da rendere disponibili per complessive 507 ore all’interno del periodo considerato critico (3 giugno – 7 agosto 2025);
 - la suddivisione del perimetro della sperimentazione in diversi perimetri di flessibilità, individuati dal DSO, ciascuno pari a una porzione di rete all’interno del quale il DSO richiede la fornitura di servizi ancillari locali;
 - quale oggetto del servizio, la regolazione della potenza attiva per risolvere congestioni sulla rete di distribuzione;
 - una soglia minima delle singole risorse che possono essere abilitate pari a 0,3 kW di capacità di modulazione, da rendere disponibile su punti di connessione con una potenza di almeno 3 kW, ferma restando la possibilità, per il SP, di richiedere che la fornitura del servizio avvenga tramite l’aggregazione di risorse di flessibilità, con un perimetro di aggregazione pari al perimetro di flessibilità;
 - la possibilità di partecipazione anche per le risorse coinvolte nell’erogazione dei servizi ancillari globali verso Terna; per tali risorse l’erogazione dei servizi ancillari locali e la relativa remunerazione sono limitate ai soli periodi orari in cui le risorse non forniscono servizi ancillari globali;
 - un tempo massimo di attuazione del servizio pari a 60 minuti dalla ricezione del segnale di attivazione in assetto di funzionamento normale della rete di distribuzione, mentre in caso di guasto sono previsti requisiti più stringenti specificati in ogni singola procedura di approvvigionamento; in entrambi i casi il periodo minimo di durata del servizio è pari a 15 minuti;
 - l’approvvigionamento a termine delle risorse tramite procedure concorsuali senza alcun mercato a pronti; in sede di offerta le risorse devono presentare offerte per la disponibilità a un prezzo non superiore a 500.000 €/MW/anno (valore da parametrare all’effettivo numero di ore di disponibilità richieste) e offerte per

- l'utilizzo a un prezzo non superiore a 500 €/MWh; le risorse sono selezionate sulla base del minimo costo atteso, combinando le offerte per la disponibilità e le offerte per l'utilizzo in base alla probabilità di effettiva attivazione della risorsa;
- l'obbligo per ciascun SP le cui risorse sono state selezionate in una procedura a termine, di nominare, il giorno antecedente a quello di consegna, l'effettiva disponibilità a fornire il servizio indicando la potenza che si impegna a rendere disponibile per tutti gli *Imbalance Settlement Period* (di seguito: ISP) del giorno seguente;
 - una remunerazione della componente fissa riconosciuta solo per la capacità effettivamente nominata dal SP, senza alcuna penalità per la parte non erogata;
 - l'attivazione delle risorse direttamente a cura del DSO in funzione delle effettive esigenze del sistema; in particolare l'invio di ordini di attivazione da parte del DSO avviene tramite canali informatici con modalità concordata con il SP;
 - ai fini del *settlement* e della verifica dell'erogazione del servizio, l'utilizzo di dati quortorari resi disponibili dal DSO tramite misuratore 2G;
 - la verifica dell'effettiva erogazione del servizio valutando la differenza tra i dati di misura dell'energia elettrica immessa o prelevata e la *baseline*; il servizio è ritenuto correttamente eseguito se la risorsa (o l'aggregato di risorse cui è riferito il servizio) eroga almeno il 60% del servizio richiesto; il servizio è remunerato al prezzo di utilizzo solo se correttamente eseguito; in caso contrario la remunerazione non è erogata;
 - la *baseline* determinata dal DSO; a tal fine, il SP può scegliere tra due modalità di calcolo della *baseline*: una media basata sugli ISP corrispondenti dell'anno precedente (si scelgono solo quelli in assenza di movimentazioni) oppure sugli ISP corrispondenti (sempre in assenza di movimentazioni) degli ultimi cinque giorni della stessa tipologia (quali feriali, prefestivi e festivi); la presenza di due distinte modalità alternative è giustificata dalla necessità di valutare le *performance* delle diverse metodologie;
 - la possibilità, per il DSO, di effettuare delle prove, denominate “Test di Affidabilità”, nei limiti della disponibilità nominata dal SP, al fine di verificare la sussistenza della disponibilità dichiarata dal medesimo SP; l'energia movimentata durante ogni test è remunerata tramite la componente di utilizzo; in caso di fallimento di tre test richiesti sul medesimo aggregato, è prevista la perdita dell'abilitazione, con obbligo di restituzione della remunerazione della disponibilità riconosciuta fino a quel momento;
 - un budget complessivo annuo pari a 7.061,0 k€, di cui 723,5 k€ per la remunerazione della disponibilità (assumendo che tutte le risorse offrano alla base d'asta) e 6.337,5 k€ per l'attivazione (nel caso peggiore in cui tutte le risorse siano attivate in tutte le ore della finestra disponibilità ad un prezzo pari al prezzo massimo);
- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto da Unareti e pubblicato a giugno del 2025, nel descrivere gli interventi infrastrutturali e di innovazione tecnologica previsti su un orizzonte temporale quinquennale (2025-2029), riporta per la prima volta il progetto MiNDFlex come strumento per risolvere le congestioni di

rete; ne viene evidenziata la valenza sperimentale e conoscitiva sia per la parte tecnologica che per quella delle dinamiche di mercato, necessaria prima di intensificare la partecipazione e misurarsi con grandi numeri sia a livello di SP che di risorse;

- con la lettera 15 gennaio 2026, Unareti ha inviato all’Autorità la proposta di estensione del progetto MiNDFlex al 2026, prevedendone una suddivisione in due fasi:
 - prima fase, compresa tra marzo e maggio 2026, con applicazione dello Schema di Regolamento approvato per l’anno 2025 con la deliberazione 197/2025/R/eel e già pubblicato sul sito internet Unareti; in questa fase la sperimentazione rimane, pertanto, limitata alle aree di Milano e Rozzano, con aggiornamento del fabbisogno (11 MW complessivi), del periodo di disponibilità (504 ore, da lunedì a venerdì, festivi esclusi, nelle fasce orarie 14:00-18:00 e 18:00-22:00), della base d’asta per la disponibilità (250.000 €/MW/anno, da parametrare sulle effettive ore di disponibilità), del prezzo massimo per l’utilizzo (300 €/MWh) e del relativo budget complessivo (607.283 €, ripartito in 158.219 € per la disponibilità e 449.064 € per l’attivazione, valutata con un fattore di utilizzo delle risorse pari al 27%, valore coerente con quanto assunto da Unareti nel proprio piano di sviluppo);
 - seconda fase, compresa tra giugno e dicembre 2026, con applicazione di un nuovo Schema di Regolamento, redatto a seguito di una consultazione pubblica da tenersi nel primo trimestre 2026; in questa fase la sperimentazione sarà estesa alle province di Brescia e Cremona; e saranno sperimentate nuove soluzioni tecnologiche, nonché la fornitura di nuovi servizi di rete, includendo il controllo di tensione/potenza reattiva;
- con la deliberazione 13/2026/R/eel l’Autorità ha approvato l’estensione del progetto MiNDFlex al 2026, limitatamente alla prima fase (marzo-maggio 2026), con budget complessivo di 607.283 €;
- nel mese di marzo 2026 Unareti ha concluso la consultazione pubblica finalizzata alla redazione del nuovo Schema di Regolamento da applicare nella seconda fase del progetto MiNDFlex per il periodo giugno-dicembre 2026;
- con la lettera 15 aprile 2026, Unareti ha inviato all’Autorità le osservazioni pervenute durante la consultazione pubblica, unitamente al nuovo Schema di Regolamento e all’aggiornamento della relazione tecnica relativa ai dettagli su fabbisogno e budget per la seconda fase del progetto MiNDFlex per l’anno 2026, con conferma dell’introduzione di un nuovo servizio di modulazione di potenza reattiva induttiva da affiancarsi alla modulazione della potenza attiva;
- per quanto riguarda la modulazione della potenza attiva:
 - sono confermati i parametri utilizzati nella prima fase del progetto per l’anno 2026 (POD con potenza contrattuale minima di 3 kW, soglia di potenza modulabile di 0,3 kW, base d’asta per la disponibilità a 250.000 €/MW/anno da riparametrare sulle ore effettive di disponibilità, prezzo massimo per l’utilizzo di 300 €/MWh);
 - l’approvvigionamento a termine dei servizi riguarda le porzioni di rete sottese a una o più cabine primarie nelle aree di Milano e Rozzano, Brescia e Cremona;

- sono introdotte le Unità Virtuali Abilitate Locali (di seguito: UVAL) e le Unità Virtuali Abilitate su Feeder (di seguito: UVAF) in qualità di aggregati rilevanti rispetto ai quali sono remunerati la disponibilità e l'utilizzo delle risorse; in particolare le UVAL raggruppano tutte le risorse gestite dal medesimo SP sottese ad una determinata cabina primaria, mentre le UVAF raggruppano tutte le risorse gestite dal medesimo SP sottese ad una determinata cabina primaria e connesse al medesimo feeder in media tensione; le UVAF, in altri termini, rappresentano la ripartizione a livello di feeder in media tensione delle UVAL;
- ciascun SP le cui risorse sono state selezionate in una procedura a termine, il giorno antecedente a quello di consegna ha l'obbligo di nominare l'effettiva disponibilità a fornire il servizio indicando, per ciascuna UVAL nella sua responsabilità, la potenza disponibile per tutti gli ISP del giorno seguente; il corrispettivo di disponibilità è erogato con riferimento alla nomina presentata per ciascuna UVAL; tale corrispettivo non viene erogato per la potenza selezionata nell'asta a termine e non resa effettivamente disponibile;
- ciascun SP ha la facoltà di presentare una nomina di disponibilità per le UVAF sottese ad una data UVAL; la somma delle nomine delle UVAF non può eccedere la disponibilità complessiva nominata per la relativa UVAL;
- Unareti può richiedere l'attivazione del servizio con riferimento alle UVAL (per azioni di controllo a livello di singola cabina primaria con lo scopo di mitigare sovraccarichi generali sulla rete di media tensione) o con riferimento alle UVAF (per un servizio denominato di "Resilienza" legato a esigenze di particolari porzioni della rete elettrica con un tasso di guasto molto elevato e un numero elevato di utenze connesse; obiettivo è usare la flessibilità per gestire i sovraccarichi conseguenti ad eventuali guasti e pianificare al meglio gli interventi di ripristino); in particolare:
 - per le UVAL il servizio è richiesto entro le 18.00 del giorno antecedente a quello di consegna con indicazione della quantità richiesta e del relativo periodo di attivazione nel rispetto della quantità nominata dal SP ai fini della disponibilità; il SP eroga il servizio con le risorse aggregate nell'UVAL indipendentemente dal feeder (e quindi dall'UVAF) a cui sono connesse; l'energia effettivamente movimentata è remunerata al prezzo richiesto per l'utilizzo;
 - per le UVAF il servizio è richiesto limitatamente alle sole UVAF per le quali il relativo SP ha presentato una nomina della disponibilità, con un preavviso di almeno 45 minuti con indicazione della quantità richiesta e del relativo periodo di attivazione nel rispetto della quantità nominata dal SP ai fini della disponibilità; l'SP eroga il servizio con le risorse aggregate nell'UVAF; l'energia effettivamente movimentata è remunerata al prezzo richiesto per l'utilizzo con una premialità aggiuntiva del 25% essendo un servizio più pregiato sia dal punto di vista spaziale, in quanto localizzato in un'area limitata, sia dal punto di vista temporale, in quanto richiesto in prossimità del tempo reale;
- per quanto riguarda la modulazione della potenza reattiva induttiva:

- sono abilitabili le risorse connesse a POD con potenza contrattuale minima di 16,5 kW;
- l’approvvigionamento a termine dei servizi riguarda le porzioni di rete sottese a una o più cabine primarie nell’area di Milano e Rozzano con una base d’asta di 60.000 €/Mvar/anno (da parametrare in base all’effettivo periodo di disponibilità richiesto) e un prezzo massimo per l’utilizzo pari a 0 €/Mvarh (di fatto non è remunerata l’attivazione del servizio);
- sono introdotte le Unità Virtuali Abilitate alla modulazione Reattiva (di seguito: UVAR) in qualità di aggregati rilevanti rispetto ai quali sono remunerati la disponibilità e l’utilizzo delle risorse; in particolare le UVAR raggruppano tutte le risorse gestite dal medesimo SP sottese ad una determinata cabina primaria; per la modulazione della potenza reattiva non sono previste aggregazioni a livello di singolo feeder;
- ciascun SP le cui risorse sono state selezionate in una procedura a termine il giorno antecedente a quello di consegna ha l’obbligo di nominare l’effettiva disponibilità a fornire il servizio indicando, per ciascuna UVAR nella sua responsabilità, la potenza disponibile per tutti gli ISP del giorno seguente; il corrispettivo di disponibilità è erogato con riferimento alla nomina presentata per ciascuna UVAR; tale corrispettivo non viene erogato per la potenza selezionata nell’asta a termine e non resa effettivamente disponibile;
- Unareti richiede l’attivazione del servizio entro le 18.00 del giorno antecedente a quello di consegna con indicazione della quantità richiesta e del relativo periodo di attivazione nel rispetto della quantità nominata dal SP ai fini della disponibilità; il SP eroga il servizio con le risorse aggregate nell’UVAR; l’energia effettivamente movimentata è remunerata al prezzo richiesto per l’utilizzo;
- per entrambi i servizi di modulazione di potenza attiva e di potenza reattiva:
 - è confermata la partecipazione delle risorse coinvolte nell’erogazione dei servizi ancillari globali, limitatamente ai periodi in cui non erogano detti servizi a Terna; è compito del SP comunicare a Unareti, su base mensile, gli ISP in cui le risorse sono state oggetto di movimentazione da parte di Terna all’interno del Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR) o nell’ambito del servizio di modulazione straordinaria; tali ISP sono esclusi dalla remunerazione della disponibilità per i servizi ancillari locali;
 - ai fini del *settlement* e della verifica dell’erogazione del servizio, si utilizzano i dati quartorari resi disponibili dal DSO tramite misuratore 2G o misuratore idoneo alla rilevazione dei dati quartorari certificato da Unareti;
 - la verifica dell’effettiva erogazione del servizio è effettuata valutando la differenza tra i dati di misura dell’energia elettrica attiva o reattiva immessa o prelevata e la *baseline*; il servizio è ritenuto correttamente eseguito se la risorsa (o l’aggregato di risorse cui è riferito il servizio) eroga almeno il 60% del servizio richiesto; il servizio è remunerato al prezzo di utilizzo solo se correttamente eseguito; in caso contrario la remunerazione non è erogata;

- la *baseline* è determinata correggendo una *baseline* preliminare in funzione dell'energia scambiata negli 8 ISP immediatamente antecedenti la fornitura del servizio;
- la *baseline* preliminare può essere:
 - comunicata direttamente dal SP: in questo caso la *baseline* deve essere coerente con l'effettiva energia elettrica attiva o reattiva scambiata dalla risorsa con una tolleranza pari al massimo fra il 20% dell'energia elettrica attiva o reattiva scambiata e il 10% della potenza nominata per la disponibilità; *baseline* non coerenti in un determinato ISP comportano l'azzeramento della disponibilità relativamente a quel ISP con perdita della remunerazione della disponibilità; è fatta eccezione per gli ISP in cui viene attivato il servizio e per tutti gli ISP del medesimo giorno di consegna successivi all'attivazione del servizio, nonché per tutti gli ISP del giorno in cui le risorse sono state oggetto di una movimentazione richiesta da Terna;
 - determinata da Unareti in funzione dell'energia elettrica attiva o reattiva scambiata dalla risorsa negli ISP omologhi in tre giorni precedenti appartenenti alla medesima tipologia, feriale o festiva, del giorno di consegna; i tre giorni sono presi a partire dal giorno D-3, escludendo i giorni D-1 e D-2;
- ciascun SP può scegliere la metodologia di determinazione della *baseline* preliminare, modificandola entro le ore 13.00 del giorno antecedente la finestra di disponibilità;
- Unareti può revocare l'abilitazione delle risorse a seguito di opportune verifiche tecniche dandone motivazione al SP;
- Unareti calcola l'indice di affidabilità delle UVAL e delle UVAR, come percentuale dei servizi forniti rispetto a quelli richiesti, escludendo dal computo gli ISP per i quali il servizio è stato richiesto da Terna; qualora l'indice di affidabilità scenda sotto il 60%, alle UVAL o UVAR non è riconosciuta la remunerazione della disponibilità per tutto il periodo oggetto di contrattualizzazione;
- Unareti ha previsto:
 - per il servizio di modulazione di potenza attiva:
 - un fabbisogno di flessibilità per l'area di Milano e Rozzano pari a una potenza media mensile di 32,23 MW, da rendere disponibile nei giorni da lunedì a venerdì, festivi esclusi, nelle fasce orarie dalle 10.00 alle 14.00, dalle 14.00 alle 18.00 e dalle 18.00 alle 22.00 in estate (da giugno a settembre) e nelle fasce orarie dalle 14.00 alle 18.00 e dalle 18.00 alle 22.00 in inverno (da ottobre a dicembre) per complessive 1556 ore; tale fabbisogno corrisponde ad un budget massimo di 1.431.621 € per la disponibilità (ipotizzando l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno alla base d'asta pari a 250.000 €/MW/anno), di 4.063.284 € per l'attivazione (ipotizzando l'attivazione delle risorse al prezzo massimo di 300 €/MWh con un fattore di utilizzo del 27%) e di 1.015.821 € per la premialità aggiuntiva (25% del prezzo di utilizzo) per un totale di 6.510.726 €; un fabbisogno di flessibilità per le aree di Brescia e Cremona pari a una potenza media mensile di 15 MW, da rendere disponibile

nei giorni da lunedì a venerdì, festivi esclusi, nelle fasce orarie dalle 10.00 alle 14.00, dalle 14.00 alle 18.00 e dalle 18.00 alle 22.00 nei mesi di giugno e luglio per complessive 528 ore; tale fabbisogno corrisponde ad un budget massimo di 226.027 € per la disponibilità (ipotizzando l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno alla base d'asta pari a 250.000 €/MW/anno), di 641.520 € per l'attivazione (ipotizzando l'attivazione delle risorse al prezzo massimo di 300 €/MWh con un fattore di utilizzo del 27%) e di 160.380 € per la premialità aggiuntiva (25% del prezzo di utilizzo) per un totale di 1.027.927 €;

- un fabbisogno di flessibilità specifico per gestire sovraccarichi per lavori programmati da attivare su una specifica cabina primaria a Milano e Rozzano, Brescia o Cremona pari a una potenza di 30 MW, da rendere disponibile per 80 ore secondo un profilo determinato in funzione delle esigenze di esercizio della rete di distribuzione; tale fabbisogno corrisponde ad un budget massimo di 68.494 € per la disponibilità (ipotizzando l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno alla base d'asta pari a 250.000 €/MW/anno), di 194.400 € per l'attivazione (ipotizzando l'attivazione delle risorse al prezzo massimo di 300 €/MWh con un fattore di utilizzo del 27%) e di 48.600€ per la premialità aggiuntiva (25% del prezzo di utilizzo) per un totale di 311.494 €;
- per il servizio di modulazione della potenza reattiva un fabbisogno di flessibilità per la gestione delle sovratensioni nella fascia F3 per la sola area di Milano e Rozzano pari a una potenza reattiva induttiva a salire (maggiore assorbimento di potenza reattiva) di 30 Mvar, da rendere disponibile nei giorni da lunedì a venerdì nella fascia oraria dalle 0.00 alle 6.59 e dalle 23.00 alle 23.59 per un totale di 1208 ore; tale fabbisogno corrisponde ad un budget massimo di 248.219 € per la disponibilità (ipotizzando l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno alla base d'asta pari a 60.000 €/Mvar/anno) senza alcun costo di attivazione (essendo il prezzo massimo per l'utilizzo pari a 0 €/Mvarh);
- nel complesso il budget complessivo del progetto per il periodo giugno – dicembre 2026 risulta pari a 8.098.366 €.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- in accordo con quanto previsto dall'articolo 59(1)e del Regolamento 2019/943 la Commissione Europea è autorizzata ad adottare un codice di rete in materia di *demand response*;
- in esito al processo, ACER ha ricevuto la bozza di codice di rete predisposto da ENTSO-E e dalla DSO Entity e con la raccomandazione 01/2025 ha inviato alla Commissione Europea una bozza rivista del medesimo; con particolare riferimento alla determinazione della *baseline*, tale bozza prevede che:
 - sia sviluppata a livello nazionale una apposita metodologia per lo sviluppo e l'implementazione delle modalità di determinazione della *baseline* (di seguito: metodologia *baseline*);

- tale metodologia sia sottoposta all’approvazione della competente autorità di regolazione nazionale;
- le modalità di determinazione della *baseline* siano trasparenti e replicabili, non diano adito a comportamenti abusivi, siano precise e affidabili ed usino, nei limiti del possibile, dati esistenti;
- per i servizi ancillari globali il TIDE prevede una *baseline* pari al programma base per le Unità Abilitate Singolarmente e alla somma dei programmi base delle Unità Virtuali Nodali per le Unità Virtuali Abilitate Nodali, come determinati dai *Balance Service Provider* (di seguito: BSP); per le Unità Virtuali Abilitate Zonali (di seguito: UVAZ) i BSP comunicano a Terna una *baseline* preliminare che Terna può correggere sulla base dei dati di misura relativi agli ISP antecedenti il periodo di consegna;
- nel report finale BO iberico il gruppo di esperti che ha analizzato il disservizio occorso in Spagna e Portogallo il 28 aprile 2025 ha evidenziato, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, l’opportunità di prevedere un coinvolgimento attivo nella regolazione di tensione per le risorse connesse alle reti di distribuzione, superando la modulazione della potenza reattiva proporzionale allo scambio di potenza attiva con regolazione a fattore di potenza costante previsto in Spagna per gli impianti di generazione distribuita alimentati a fonti rinnovabili.

RITENUTO CHE:

- una medesima risorsa possa concorrere all’erogazione sia dei servizi ancillari globali sia dei servizi ancillari locali; a regime dovranno essere definite opportune modalità di coordinamento fra i DSO e Terna finalizzate a sfruttare sinergie nell’attivazione di detti servizi al fine di soddisfare con una sola attivazione eventuali esigenze concorrenti (a salire o a scendere) a livello locale e globale; nelle more della definizione di tali modalità a cura dell’Autorità, si debbano trovare soluzioni semplificate che consentano ad una data risorsa di erogare i servizi richiesti, evitando doppie remunerazioni; in questa fase sperimentale si possa, quindi, accettare la scelta di Unareti di escludere, dalla remunerazione della disponibilità, tutti gli ISP in cui una risorsa è stata oggetto di movimentazione da parte di Terna (in tali ISP, pertanto, la risorsa riceve la sola remunerazione del servizio ancillare globale e non anche la remunerazione relativa ai servizi locali); sia altresì accettabile in questa prima fase una comunicazione esplicita di queste movimentazioni al DSO a cura del SP; a regime, tuttavia, tale comunicazione dovrà avvenire direttamente fra DSO e Terna nell’ambito delle modalità di coordinamento sopra citate;
- l’identificazione di un fabbisogno puntuale per i servizi ancillari locali risenta di incertezze legate all’effettivo stato in tempo reale della rete di distribuzione; sia pertanto accettabile la proposta di Unareti di prevedere un approvvigionamento a termine per una porzione di rete sufficientemente ampia, coincidente con l’area sottesa a una o più cabine primarie, con attivazione dei servizi ancillari locali su perimetri ridotti, coincidenti con la porzione di rete sottesa a una cabina primaria (UVAL e UVAR) o un singole feeder in media tensione (UVAF);

- la scelta di Unareti di sperimentare l'utilizzo di risorse per la modulazione della potenza reattiva induttiva a salire (con assorbimento di energia reattiva per il contenimento delle sovratensioni) rappresenti un primo intervento per il coinvolgimento attivo nella regolazione di tensione da parte delle risorse connesse alle reti di distribuzione in coerenza con quanto raccomandato nel report finale BO iberico, da complementare in futuro con una più ampia e generale revisione della regolazione della potenza reattiva da parte della generazione distribuita;
- determinare la *baseline* preliminare sulla base dei soli dati di misura ponga difficoltà nella scelta degli ISP omologhi a cui fare riferimento; per le unità di consumo l'utilizzo degli ISP immediatamente antecedenti al periodo di consegna potrebbe essere la soluzione più efficace, mentre per le unità di produzione a fonti rinnovabili potrebbe essere più opportuno identificare ISP con condizioni meteorologiche affini al periodo di consegna, data la volatilità della fonte primaria; in tale ottica affidare il calcolo della *baseline* preliminare ai SP, secondo un modello analogo a quello previsto dal TIDE per le UVAZ, potrebbe consentire di superare le difficoltà sopra citate, in quanto gli SP dovrebbero conoscere al meglio i profili di scambio attesi per le risorse nella propria disponibilità; obbligare i SP a tale calcolo, come previsto dal TIDE per le UVAZ, appaia tuttavia prematuro, data la scarsa esperienza con le risorse distribuite; sia quindi ragionevole la scelta di Unareti di lasciare ai SP la modalità di scelta (se comunicare la *baseline* preliminare o affidarsi al calcolo del DSO basato sugli ISP omologhi); in questo modo si possano, altresì, acquisire elementi utili per la valutazione e l'approvazione a cura dell'Autorità della metodologia di determinazione della *baseline* che sarà predisposta in sede di implementazione del futuro codice di rete in materia di *demand response*;
- il nuovo schema di regolamento e l'aggiornamento della relazione tecnica inviati da Unareti con la lettera 15 aprile 2026 per l'estensione del progetto pilota MiNDFlex al periodo giugno – dicembre 2026 risultino coerenti con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- approvare l'estensione del progetto pilota MiNDFlex per il periodo giugno – dicembre 2026;
- precisare che le modalità di coordinamento fra DSO e Terna (quantomeno per l'introduzione di flussi informativi in merito all'utilizzo delle risorse per l'erogazione dei servizi ancillari globali e locali) nonché le modalità relative al coinvolgimento attivo della generazione distribuita ai fini del controllo dei profili di tensione saranno oggetto di appositi provvedimenti da parte dell'Autorità; gli sviluppi successivi del progetto pilota MiNDFlex dovranno, pertanto, tenere conto di tali disposizioni non appena disponibili;
- confermare, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da Unareti 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; data la pluralità dei servizi ancillari locali proposti nell'estensione del progetto MiNDFlex, sia altresì opportuno che Unareti, nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel, dia separata evidenza all'Autorità dei costi relativi a ciascuna tipologia di servizio, differenziando fra:

- modulazione di potenza attiva per l'area di Milano e Rozzano, al netto dell'eventuale modulazione per lavori programmati;
- modulazione di potenza attiva per le aree di Brescia e Cremona, al netto dell'eventuale modulazione per lavori programmati;
- modulazione di potenza attiva per lavori programmati;
- modulazione di potenza reattiva induttiva;
- consentire a Unareti, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, di modificare i prezzi posti a base d'asta per la selezione a termine delle risorse e per la remunerazione dell'attivazione dei servizi, nonché eventualmente di incrementare il fabbisogno richiesto per ciascuna tipologia di servizio e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse abilitate ai servizi ancillari locali, senza sottoporre la proposta ad una nuova approvazione da parte dell'Autorità, purché il costo atteso massimo, non superi il totale complessivo di 8.098.366 € di cui al budget complessivo per il periodo giugno - dicembre 2026 come approvato con il presente provvedimento; in particolare Unareti possa utilizzare eventuali risparmi maturati con riferimento ad una data tipologia di servizio per potenziare altre tipologie di servizio, nel rispetto del vincolo sul costo massimo complessivo;
- prevedere che, qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, Unareti debba:
 - aggiornare la documentazione rilevante relativa al progetto pilota, pubblicando le nuove versioni sul proprio sito internet;
 - darne contestuale evidenza all'Autorità, con le relative motivazioni e l'evidenza che il costo massimo risultante dai nuovi parametri non ecceda il costo massimo di 8.098.366 € approvato per l'anno 2026;
- precisare che eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l'anno 2026 superiore a 8.098.366 € debbano essere previamente sottoposte a nuova approvazione da parte dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota MindFlex per il periodo giugno - dicembre 2026, come trasmessa da Unareti S.p.A. all'Autorità con lettera 15 aprile 2026, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che Unareti S.p.A. pubblichi sul proprio sito internet la proposta di estensione del progetto pilota MindFlex oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;

3. di prevedere che Unareti 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 Unareti 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; Unareti ne dia evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel, differenziando fra le varie tipologie di servizio nei termini indicati in premessa;
5. di trasmettere il presente provvedimento ad Unareti 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.

28 aprile 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua