

DELIBERAZIONE 3 FEBBRAIO 2026

13/2026/R/EEL

**ESTENSIONE PER IL PERIODO MARZO-MAGGIO 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 1372^a riunione del 3 febbraio 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);
- 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 4 approvata con la deliberazione 3 giugno 2025, 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);
- 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;
- la lettera di Unareti del 15 gennaio 2026, prot. Autorità 2962 del 15 gennaio 2026 (di seguito: lettera 15 gennaio 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 210/2021, 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, 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 *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 all'anno 2025 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 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 prospettiche 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 attuale 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;
 - 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*, calcolata come la media dei prelievi o delle immissioni occorsi in periodi omologhi (tipicamente identificati nell'intervallo temporale di qualche giorno) e in assenza di movimentazioni;
- 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 traguardano 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 versione approvata per l'anno 2025 con la deliberazione 197/2025/R/eel, prevede:
 - un perimetro della sperimentazione coincidente con i comuni di Milano e Rozzano, per un fabbisogno massimo complessivo di 25 MW relativo alle ore dalle 10:00 alle 23:00, nel periodo 3 giugno 2025 – 7 agosto 2025, per un numero totale di 507 ore;
 - 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 siano 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 quartorari 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 massimo 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 di disponibilità e ad un prezzo pari al *cap*);
- 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;

- nel mese di dicembre 2025 Unareti ha concluso la consultazione pubblica finalizzata a illustrare i propri orientamenti in merito all'estensione al 2026 del progetto pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali;
- con la lettera 15 gennaio 2026, Unareti ha inviato all'Autorità le osservazioni pervenute durante la consultazione pubblica, unitamente ad una proposta di estensione del progetto al 2026 che, in sintesi, prevede una suddivisione in due fasi:
 - nella prima fase, compresa tra marzo e maggio 2026, rimane valido lo Schema di Regolamento approvato per l'anno 2025 con la deliberazione 197/2025/R/eel e già pubblicato sul sito internet Unareti; la sperimentazione continua, pertanto, ad essere limitata alle aree di Milano e Rozzano, fatta salva la rideterminazione dei fabbisogni e del *budget*, come nel seguito specificato;
 - nella seconda fase, compresa tra giugno e dicembre 2026, trova applicazione un nuovo Schema di Regolamento, redatto a seguito di una consultazione pubblica che Unareti prevede di tenere nel primo trimestre del 2026; in questa fase sarà esteso il perimetro geografico della sperimentazione 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;
- per la prima fase (periodo 2 marzo – 29 maggio 2026) Unareti prevede:
 - un fabbisogno massimo di 11 MW, dal lunedì al venerdì, esclusi i festivi, nelle fasce orarie 14:00-18:00 e 18:00-22:00, per un totale di 504 ore;
 - un *budget* complessivo di € 607.283, ripartito in € 158.219 per la disponibilità e € 449.064 per l'attivazione (assumendo come base d'asta 250.000 €/MW/anno per la disponibilità e 300 €/MWh per l'attivazione e un fattore di utilizzo, comunque cautelativo, del 27%).

RITENUTO CHE:

- la proposta di estensione al 2026 del progetto pilota presentata da Unareti con la lettera del 15 gennaio 2026 possa essere approvata limitatamente alla prima fase (periodo marzo-maggio 2026) che risulta sviluppata in sostanziale continuità con l'anno precedente (fatta salva la revisione, in diminuzione, dei fabbisogni attesi, nonché dei valori massimi della base d'asta) e in coerenza con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel;
- debba invece essere rimandata ad una fase successiva l'approvazione del progetto pilota per il periodo giugno-dicembre 2026 (cosiddetta seconda fase), in quanto per tale fase è prevista la formulazione di un nuovo Regolamento che deve essere ancora consultato; si raccomanda Unareti a provvedere all'invio della relativa documentazione all'Autorità entro il 15 aprile 2026, unitamente ad una stima dei fabbisogni e del relativo *budget*;
- sia opportuno 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, dandone separata evidenza all'Autorità nell'ambito della rendicontazione semestrale di cui all'articolo 5 della deliberazione 352/2021/R/eel;

- Unareti, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, nel corso della prima fase del 2026, 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 gli 11 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 totale complessivo di 607.283 € di cui alla proposta di progetto pilota oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- prevedere che, qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, Unareti debba:
 - aggiornare il regolamento del progetto pilota, pubblicando l'aggiornamento sul proprio sito internet;
 - darne contestuale evidenza all'Autorità, con le relative motivazioni e il nuovo costo massimo risultante;
- precisare che eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per la prima fase del 2026 superiore a 607.283 € debbano essere previamente sottoposte a nuova approvazione da parte dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota *MindFlex*, come trasmessa da Unareti S.p.A. all'Autorità con lettera 15 gennaio 2026, comprensiva dei relativi allegati, limitatamente alla prima fase ivi prevista (marzo-maggio 2026);
2. di prevedere che Unareti S.p.A. pubbli sul proprio sito internet la proposta di estensione 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'approvigionamento 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 raccomandare a Unareti S.p.A. di inviare la documentazione relativa alla estensione del progetto per la seconda fase (giugno – dicembre 2026) entro il 15 aprile 2026;
6. di trasmettere il presente provvedimento alla società Unareti S.p.A. e a Cassa per i servizi energetici e ambientali;
7. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

3 febbraio 2026

IL PRESIDENTE
Nicola Dell'Acqua