

DELIBERAZIONE 17 DICEMBRE 2024

555/2024/R/EEL

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

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

Nella 1321^a riunione del 17 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;
- 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 3 approvata con la deliberazione 10 dicembre 2024, 539/2024/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, 118/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 118/2024/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 Areti S.p.A. (di seguito anche: Areti) dell’11 dicembre 2024, prot. Autorità 86264/2024 (di seguito: lettera 11 dicembre 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 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 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, 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 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 RomeFlex proposto da Areti, successivamente aggiornato con la deliberazione 121/2024/R/eel), la deliberazione 365/2023/R/eel (progetto pilota Edge proposto dalla società e-distribuzione S.p.A.) e la deliberazione 117/2024/R/eel (progetto pilota Mindflex proposto dalla società Unareti S.p.A.);
- 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 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, 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 una strategia che prevede anche l'utilizzo di servizi ancillari locali; per i progetti presentati emerge la convenienza della soluzione che include la flessibilità, giustificando l'opportunità di condurre la sperimentazione proposta;
 - sono previste sessioni di selezione delle risorse a termine secondo procedure di mercato, con aste al ribasso rispetto a un *cap* predefinito; 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 tramite un "prezzo per disponibilità" (quota fissa in €/kW/periodo) e un "prezzo per l'utilizzo" (quota

- variabile in €/kWh); la selezione delle risorse a termine è effettuata secondo il criterio del minimo costo atteso, stimando il controvalore economico delle modulazioni in base alle attivazioni richieste dal DSO e al prezzo per l'utilizzo richiesto dai BSP;
- 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 sulla base della 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;
 - sono rimandati ad una successiva fase il coordinamento operativo con il TSO e l'adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, in quanto, al momento, i servizi ancillari locali erogati sono di entità limitata, tale da non rendere necessaria la modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP, né 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;
- i progetti si avvalgono di diverse piattaforme per la selezione delle risorse: il progetto Edge prevede l'utilizzo della piattaforma predisposta dalla società esterna Pielo, mentre i progetti RomeFlex e MindFlex si appoggiano alla piattaforma Mercato Locale Flessibilità (di seguito: piattaforma MLF) predisposta dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) e il cui regolamento è stato approvato dall'Autorità da ultimo con la deliberazione 118/2024/R/eel;
 - i progetti differiscono fra loro anche con riferimento ai criteri per l'attivazione delle risorse: Edge e MindFlex prevedono l'attivazione diretta a cura del DSO con remunerazione al prezzo per l'utilizzo dichiarato in sede di selezione delle risorse a termine; RomeFlex include, invece, anche un mercato a pronti utilizzato da giugno 2024 per la selezione delle risorse da attivare.

CONSIDERATO, INFINE, CHE, CON RIFERIMENTO AL PROGETTO ROMEFLEX PRESENTATO DA ARETI:

- il progetto, inizialmente approvato dall’Autorità con la deliberazione 372/2023/R/eel per l’anno 2024, è stato oggetto di ulteriori modifiche in corso d’anno che sono state approvate con la deliberazione 121/2024/R/eel; con quest’ultimo provvedimento l’Autorità ha altresì previsto che Areti potesse modificare il prezzo posto a base d’asta per la selezione a termine delle risorse e il cap di prezzo per la remunerazione dell’attivazione dei servizi a salire, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto e le ore di effettiva disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, nei limiti del budget complessivo approvato inizialmente con la deliberazione 372/2023R/eel;
- più nel dettaglio, per l’anno 2024, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento:
 - il fabbisogno massimo relativo all’area di Roma è di 20 MW;
 - la soglia minima delle singole risorse che possono essere abilitate è pari a 0,3 kW di capacità di modulazione, su punti con potenza di connessione di almeno 3 kW;
 - è previsto l’approvvigionamento a termine delle risorse da utilizzare all’occorrenza (con remunerazione tramite 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); ai fini del loro effettivo utilizzo, inizialmente le risorse sono state attivate direttamente dal DSO tra quelle selezionate a termine (con remunerazione sulla base del prezzo offerto nella selezione a termine, applicata all’energia oggetto di attivazione), mentre da giugno 2024 le risorse da attivare sono state selezionate tramite il MLF (con remunerazione pari al prezzo offerto sul mercato a pronti, applicata all’energia oggetto di attivazione);
 - per ogni procedura concorsuale a termine, è fissato un quantitativo minimo da offrire pari a 0,3 kW;
 - le aste si sono inizialmente svolte con base d’asta pari a 30.000 €/MW/anno per la componente di disponibilità e 500 €/MWh per la componente di utilizzo escludendo dalla partecipazione tutte le risorse che erogavano servizi di flessibilità a Terna;
 - a partire da giugno 2024, la base d’asta è pari a 60.000 €/MW/anno per la componente di disponibilità e 400 €/MWh per la componente di utilizzo e sono ammesse a partecipare anche le risorse che erogano servizi di flessibilità a Terna (per tali risorse sono organizzate sessioni d’asta dedicate e la componente di disponibilità è ridotta a 48.000 €/MW/anno);
 - da giugno 2024, l’aggiudicazione di un contratto a termine pone sul BSP l’obbligo di offerta sul mercato a pronti ad un prezzo al più pari al prezzo per l’utilizzo dichiarato in sede di selezione a termine (o, eventualmente, migliorativo);
 - da giugno 2024, tutte le risorse abilitate possono partecipare al mercato a pronti, anche se non aggiudicatarie di un contratto a termine; l’attivazione sul mercato a pronti avviene sulla base di un *merit order* costruito sulla base del prezzo offerto

- su tale mercato; possono quindi essere attivate sia risorse aggiudicatarie di un contratto a termine sia altre risorse;
- l’invio del comando di modulazione è inviato dal DSO al BSP e alla singola risorsa tramite un dispositivo di interfaccia che consente lo scambio dati tra i soggetti interessati e gli apparati di controllo della risorsa distribuita stessa; tale dispositivo, chiamato “*Power Grid User Interface*” (di seguito: PGUI), può essere reso disponibile dal DSO in comodato d’uso, ferma restando la possibilità, per il BSP, di installare un dispositivo equivalente;
 - i BSP possono presentare offerte anche in forma aggregata; i possibili perimetri di aggregazione sono individuati dal DSO per ogni sessione di mercato a pronti in quanto dipendenti dagli assetti della rete elettrica sottostante e dalle specifiche esigenze del DSO (cosiddetto aggregato dinamico); in caso di accettazione dell’offerta aggregata, è facoltà del BSP utilizzare il *setpoint* inviato dal DSO al PGUI di cui al precedente alinea oppure utilizzare propri metodi di comunicazione e controllo al fine di inviare comandi di attivazione a ciascuna risorsa distribuita, fermo restando l’obbligo di erogare il servizio correttamente su base aggregata;
 - la *baseline* per ciascun quarto d’ora è determinata a partire dalla media dei corrispondenti quarti d’ora relativi ai 5 giorni precedenti, corretta con opportuni fattori additivi che tengono conto delle specifiche evenienze intervenute nell’immediatezza dell’attivazione del servizio;
 - nel caso in cui il servizio sia stato fornito attraverso un aggregato dinamico, il servizio fornito è valutato con riferimento all’aggregato, sommando *baseline* e movimentazioni delle risorse appartenenti all’aggregato;
 - con la lettera 11 dicembre 2024, Areti 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:
 - una diversa identificazione del fabbisogno, distinguendo il periodo gennaio – maggio (fabbisogno massimo di circa 15 MW) e il periodo giugno – dicembre 2025 (fabbisogno massimo di circa 30 MW);
 - la modifica a 40.000 €/MW/anno della base d’asta del prezzo per la disponibilità per le utenze che già offrono già servizi di flessibilità a Terna;
 - un budget complessivo annuo pari a 3,57 milioni di euro.

RITENUTO CHE:

- la proposta di estensione al 2025 del progetto pilota presentata da Areti con la lettera 11 dicembre 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 confermare, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da Areti 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 Areti 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;
- Areti, 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 15 MW gennaio – maggio e i 30 MW del periodo giugno – dicembre 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 3,57 milioni di euro di cui alla proposta di progetto pilota oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, Areti 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;
- eventuali modifiche ai parametri che comportino un costo atteso massimo per l'anno 2025 superiore ai 3,57 milioni di euro debbano essere previamente sottoposte all'approvazione dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare la proposta di estensione del progetto pilota RomeFlex per l'anno 2025, come trasmessa da Areti S.p.A. all'Autorità con lettera 11 dicembre 2024, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che Areti 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 Areti 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 Areti 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 ad Areti 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.

17 dicembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini