BIAGIO DE FILPO
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
26.11.2026 15:37:28 UTC

NICOLA DELL'ACQUA
AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE
27.11.2026 08:34:09 UTC

DELIBERAZIONE 24 NOVEMBRE 2026
442/2026/R/EEL

APPROVAZIONE, PER L'ANNO 2027, DEL PROGETTO PILOTA PER L'APPROVVIGIONAMENTO DI SERVIZI ANCILLARI LOCALI, PROPOSTO DALLA SOCIETÀ ACEGASAPSAMGA S.P.A.

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1409ª riunione del 24 novembre 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;
- 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 deliberazione dell'Autorità 28 aprile 2026, 140/2026/R/eel (di seguito: deliberazione 140/2026/R/eel);
- la raccomandazione ACER 01/2025 del 7 marzo 2025 (di seguito: raccomandazione 01/25);
- 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);
- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto dalla società AcegasApsAmga S.p.A. (di seguito anche: AcegasApsAmga) del 30 giugno 2025;
- la lettera di AcegasApsAmga del 22 ottobre 2026, prot. Autorità 81295 del 22 ottobre 2026 (di seguito: comunicazione 22 ottobre 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, esso 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 per il tramite di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali;
  - i progetti pilota devono prevedere 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 individuare i servizi ancillari locali oggetto del progetto pilota, con i relativi perimetri di aggregazione e la specifica delle utenze che possono erogare detti servizi, anche al fine di valutare l'esistenza di un potenziale mercato e del relativo grado di concorrenzialità;
  - i DSO devono inviare una stima dei costi attesi per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali;
  - 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 S.p.A., 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 agli anni successivi con modifiche, da ultimo con la deliberazione 140/2026/R/eel;

- i progetti presentati presentano varie caratteristiche comuni e alcune peculiarità; tra le caratteristiche comuni si evidenzia che:
  - tutti i progetti, attraverso l'analisi dei trend più evidenti (penetrazione di impianti alimentati da fonti 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 e per le quali è utile e necessario lo sviluppo di un mercato locale della flessibilità;
  - per tutti i progetti sono previsti prodotti per la gestione delle congestioni e dei sovraccarichi interni alla rete, attraverso la modulazione di potenza attiva da parte delle risorse che prendono parte alla sperimentazione; in un progetto sono in corso sperimentazioni legate alla modulazione di potenza reattiva ai fini della regolazione della tensione;
  - tutti i progetti prevedono una fase di abilitazione delle risorse di flessibilità condotta dai DSO, secondo procedure definite nei relativi regolamenti;
  - tutti 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);
  - un progetto utilizza una piattaforma predisposta da un provider commerciale, con apposita licenza d'uso; due progetti si appoggiano, invece, alla piattaforma Mercato Locale della Flessibilità (di seguito: MLF) predisposta dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito anche: GME);
  - 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;
- tutti 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 sono 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;
- tutti i progetti, pur traguardando orizzonti temporali più lunghi, sono approvati dall'Autorità con cadenza annuale con indicazione del relativo costo massimo determinato sulla base dei prezzi massimi per disponibilità e utilizzo e delle finestre di disponibilità e del tasso di utilizzo attesi come indicati dal DSO proponente nella relativa relazione tecnica; nei limiti del suddetto costo massimo il DSO può modificare i prezzi massimi per disponibilità e utilizzo nonché incrementare il fabbisogno o le ore di disponibilità senza dover sottoporre la proposta ad una nuova approvazione da parte dell'Autorità; la nuova approvazione è, invece, necessaria nel caso in cui le modifiche ai prezzi massimi, fabbisogno e ore di disponibilità possano comportare un costo atteso superiore al costo massimo;
- 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, INOLTRE, CHE:

- il Piano di Sviluppo della rete di distribuzione predisposto da AcegasApsAmga ai sensi del decreto legislativo 28/11 e pubblicato dalla medesima società nel mese di giugno 2025 attribuisce particolare rilevanza ai servizi di flessibilità, in uno scenario "*caratterizzato dalla necessità di soddisfare tempestivamente le richieste di connessione di nuovo carico e generazione, compatibilmente con i vincoli di costo e realizzativi delle opere, evitando al contempo impatti negativi sulla qualità del servizio fornito agli utenti*"; in tale documento non è, tuttavia, riportato uno specifico fabbisogno di servizi di flessibilità;

- con la comunicazione 22 ottobre 2026, AcegasApsAmga, a seguito di propria consultazione, ha trasmesso all'Autorità per l'approvazione un progetto pilota, denominato LiveGrid, per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali sulle proprie reti di distribuzione, comprensivo di regolamento, relazione tecnica, nonché delle risposte formulate dagli operatori durante la consultazione e dell'evidenza delle modifiche apportate allo schema iniziale di regolamento per tenere conto di tali risposte;
- con riferimento a quanto disposto dalla deliberazione 352/2021/R/eel in merito alle informazioni e alla documentazione rilevante per l'approvazione del progetto pilota, per il progetto LiveGrid si rileva quanto segue:
  - il DSO proponente è AcegasApsAmga;
  - il progetto è stato predisposto tenendo conto dell'esperienza dei progetti pilota EDGE, RomeFlex e MiNDFlex già approvati dall'Autorità, nonché di evidenze derivanti da esperienze europee mature quali quelle nel Regno Unito e nei Paesi Bassi;
  - il progetto si basa sull'architettura del progetto RomeFlex proposto da Areti S.p.A., con utilizzo della piattaforma MLF di GME; il DSO proponente non ritiene necessario avviare in questa fase ulteriori forme di coordinamento con altri DSO;
  - il progetto ha durata annuale, ma traguarda un orizzonte temporale di più anni al fine di incrementare le porzioni di rete oggetto di approvvigionamento dei servizi ancillari locali e coinvolgere un numero più ampio di risorse distribuite;
  - possono essere abilitati alla fornitura dei servizi ancillari locali le unità di produzione, le unità di consumo (al netto di quelle che prestano il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire a Terna), i sistemi di accumulo e sistemi di ricarica di veicoli elettrici (di seguito: risorse distribuite) connessi alla rete del DSO proponente:
    - con un POD attivo con potenza contrattuale superiore a 6 kW;
    - dotati di un dispositivo *Power Grid User Interface* (di seguito: PGUI) o dispositivo equivalente, come interfaccia con la rete di distribuzione funzionale alla certificazione delle misure e alla certificazione e ricezione degli ordini di attivazione dei servizi ancillari; il PGUI è fornito in comodato d'uso dal DSO proponente;
    - che dispongono di dati di misura quartorari, attraverso opportuni dispositivi certificati;
    - in grado di attuare il servizio entro 12 ore dalla ricezione dell'ordine di attivazione;
    - in grado di sostenere il servizio per un periodo minimo di 60 minuti e massimo di 120 minuti;
    - caratterizzate da una potenza modulabile a salire o a scendere non inferiore a 0,6 kW;
  - possono partecipare anche le risorse distribuite abilitate alla fornitura dei servizi ancillari globali ai sensi del TIDE nonché le risorse contrattualizzate nell'ambito

del Mercato della Capacità; dette unità potranno erogare i servizi ancillari locali in maniera non contemporanea all'erogazione dei servizi ancillari globali;
- è previsto un *Flexibility Register* sul quale sono registrate le risorse distribuite per l'erogazione dei servizi ancillari; a valle della registrazione il DSO proponente procede alla validazione della risorsa distribuita indicando eventuali limiti operativi all'erogazione dei servizi ancillari locali in funzione dello stato della porzione di rete a cui la risorsa è connessa; le risorse validate sono sottoposte a prove tecniche di abilitazione, previa installazione del PGUI o dispositivo equivalente; in caso di esito positivo le risorse sono considerate abilitate;
- è approvvigionato un servizio di modulazione della potenza attiva a salire e/o a scendere al fine della risoluzione delle congestioni e del contenimento dei sovraccarichi della rete; eventuali servizi ancillari aggiuntivi, quali ad esempio la modulazione di potenza reattiva, potranno essere disciplinati con apposita documentazione integrativa;
- è previsto il solo approvvigionamento a termine con selezione delle risorse sulla base del criterio del minor prezzo atteso, combinando il prezzo per la disponibilità con il prezzo di utilizzo in funzione del tasso di utilizzo atteso per il servizio;
- le offerte sono presentate dai SP opportunamente qualificati dal DSO proponente e ammessi dal GME a operare sulla piattaforma MLF;
- per ogni sessione di approvvigionamento a termine sulla piattaforma MLF, il DSO proponente:
  - definisce il relativo perimetro di flessibilità (ossia l'area geografica e relativa porzione di rete a cui devono essere connesse le risorse distribuite ai fini della partecipazione alla sessione di approvvigionamento), il fabbisogno richiesto e la finestra di disponibilità;
  - indica per ciascun BSP il margine di flessibilità (ossia la quantità massima offribile) in funzione delle risorse distribuite nella disponibilità del BSP medesimo collocate all'interno del perimetro di flessibilità;
- con riferimento alle risorse distribuite selezionate a termine, i SP sono tenuti a nominare la relativa disponibilità entro le ore 14.00 del giorno antecedente quello di consegna; in caso di mancata nomina rimane valida l'ultima nomina effettuata;
- i SP ricevono il prezzo per la disponibilità proposto in asta (remunerazione *pay as bid*) applicato al minimo fra la quantità effettivamente nominata e la quantità selezionata sulla piattaforma MLF;
- il DSO proponente, previo accordo con il SP, può apportare modifiche ai prodotti a termine per i quali sono state accettare offerte in esito a una sessione di mercato, in non più di 2 occasioni ogni anno e non più di 4 volte per l'intera durata oggetto del prodotto;
- i servizi ancillari locali sono attivati direttamente dal DSO entro le ore 19.00 del giorno precedente l'attivazione; l'ordine è riferito ad uno specifico perimetro di attivazione (ossia la porzione di rete per cui è richiesta l'attivazione del servizio) ed è inviato al SP che è responsabile per la comunicazione dello stesso alle risorse

distribuite incluse nell'aggregato dinamico relativo al perimetro di attivazione stesso; l'aggregato dinamico, in particolare, include tutte le risorse distribuite abilitate nella disponibilità del SP localizzate nello specifico perimetro di attivazione;

- la verifica dell'erogazione del servizio è effettuata confrontando la potenza media scambiata da ciascuna risorsa distribuita con la relativa *baseline*, calcolata dal *Flexibility Register* per ciascun *Imbalance Settlement Period* (di seguito: ISP) come media aritmetica della potenza scambiata nel medesimo ISP nei 5 giorni omologhi immediatamente precedenti; i giorni omologhi devono essere della stessa tipologia (feriale, festiva o prefestiva) del giorno per cui è calcolata la *baseline* e in tali giorni non deve essere stato richiesto alla risorsa distribuita alcun servizio ancillare;
- la verifica del servizio è effettuata con riferimento a tutte le risorse distribuite incluse nell'aggregato dinamico relativo al perimetro di attivazione per cui è richiesto il servizio ancillare locale; il servizio si intende erogato se nell'arco del periodo di attivazione sia stato fornito un contributo superiore al 60% della quantità richiesta;
- i SP ricevono il prezzo per l'utilizzo proposto in asta applicato all'effettivo contributo erogato;
- il DSO può eseguire degli appositi test di affidabilità sulle risorse distribuite abilitate; l'energia movimentata con tali test è remunerata secondo le stesse condizioni dell'attivazione del servizio; in caso di fallimento di tre test di affidabilità, la risorsa distribuita perde l'abilitazione e il relativo BSP è tenuto a restituire quanto percepito fino a quel momento a titolo di prezzo per la disponibilità relativamente a tale risorsa;
- il DSO proponente ha installato la piattaforma tecnica nell'ambito di un progetto finanziato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, mentre per la restante parte dell'architettura intende valorizzare il riutilizzo di soluzioni tecnologiche e organizzative già disponibili (segnatamente quelle sviluppate da Areti per il progetto RomeFlex e già in parte finanziate da contributi europei), integrandole nei propri sistemi; il costo di integrazione è stimato in 200 k€;
- nella relazione tecnica è indicato per il 2027 un fabbisogno di flessibilità di 5 MW relativo all'area di Trieste, individuato analizzando i fabbisogni stimati relativi a quattro casi studio (linea Gaslini a 27,5 kV per piattaforma logistica e Molo VIII, CP Centro con trasformazione 27,5 kV/10 kV nel centro storico, linee 10 kV Salici e Sabotino in zona Interporto e rete di bassa tensione nella frazione di Basovizza) per i quali potrebbero manifestarsi problematiche di sovraccarico da gestire con i servizi di flessibilità;
- il servizio è richiesto per tutti i giorni feriali dell'anno 2027, nella fascia 10.00 – 22.00 per complessive 3.036 ore; è previsto un utilizzo indicativo per circa 160 MWh, corrispondenti ad una attivazione alla massima potenza per 5 volte al mese nei 5 mesi più critici e per 1 volta al mese per prove di funzionamento e gestione guasti in sicurezza N-1 per i restanti mesi (per complessive 32 ore);

- sono previsti un prezzo massimo per la disponibilità pari a 250.000 €/MW/anno, da riparametrare sulle effettive ore per le quali viene chiesta la disponibilità e per le quali tale disponibilità è effettiva, e un prezzo massimo per l'utilizzo pari a 300 €/MWh, analoghi a quanto previsto dal progetto MiNDFlex come da ultimo approvato dall'Autorità con la deliberazione 140/2026/R/eel;
- ipotizzando l'approvvigionamento dell'intero fabbisogno di 5 MW al prezzo massimo per la disponibilità e ipotizzando l'attivazione dei 160 MWh stimati al prezzo massimo per l'utilizzo si ottiene un costo massimo per l'approvvigionamento dei servizi ancillari pari a 481.225 €, di cui 433.225 € per la disponibilità e 48.000 € per l'utilizzo;
- il DSO proponente, in coerenza con i progetti EDGE, RomeFlex e MiNDFlex, ritiene che i servizi ancillari locali che saranno erogati saranno di entità limitata tale da non richiedere l'adozione di misure per garantire la neutralità finanziaria dei BRP, con modifica dei programmi di immissione o di prelievo dei corrispondenti BRP o forme di compensazione tra BRP e SP.

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 e validazione 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 ai quarti d'ora antecedenti il periodo di consegna;
- il progetto pilota MiNDFlex, come da ultimo approvato dall'Autorità con la deliberazione 140/2026/R/eel, prevede, al fine di evitare doppie remunerazioni fra servizi ancillari locali e servizi ancillari globali, che il *Service Provider* per i servizi locali comunichi al DSO l'elenco degli ISP nei quali la risorsa distribuita è stata

movimentata da Terna, al fine di escludere detti ISP dal calcolo della remunerazione per la disponibilità;
- 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 anche nell'ambito dell'implementazione del nuovo codice di rete in materia di *demand response* in corso di predisposizione a cura della Commissione Europea, si debbano trovare soluzioni semplificate che consentano ad una data risorsa di concorrere all'erogazione dei servizi ancillari locali e globali, evitando doppie remunerazioni;
- tali soluzioni semplificate non possano, tuttavia, prescindere dall'asincronia fra l'attivazione dell'erogazione dei servizi ancillari locali (effettuata usualmente nel giorno antecedente al giorno di consegna sia per quanto riguarda la nomina della disponibilità delle risorse sia per quanto riguarda il comando di erogazione effettiva del servizio) e l'attivazione dell'erogazione dei servizi ancillari globali (effettuata in prossimità del tempo reale);
- in tale ottica una soluzione efficiente sia quella adottata dal progetto MiNDFlex, come da ultimo approvato dall'Autorità con la deliberazione 140/2026/R/eel, che prevede che:
  - il SP possa nominare la disponibilità della risorsa distribuita per i servizi ancillari locali nel giorno antecedente a quello di consegna indipendentemente dall'utilizzo ipotetico della medesima risorsa all'erogazione dei servizi ancillari globali;
  - a consuntivo, qualora la risorsa distribuita sia effettivamente movimentata da Terna per i servizi ancillari globali, si eviti la doppia remunerazione escludendo gli ISP oggetto di movimentazione da parte di Terna dalla remunerazione della disponibilità per i servizi ancillari locali;
- la soluzione prospettata nel progetto LiveGrid di AcegasApsAmga, che lascia al SP la responsabilità di assicurare che la medesima risorsa distribuita non eroghi contemporaneamente servizi ancillari globali e locali, risulti meno efficiente in quanto ciò potrebbe significare per un SP l'impossibilità, nel giorno antecedente a quello di consegna, di nominare la disponibilità di una risorsa distribuita per l'erogazione dei

servizi ancillari locali in tutti gli ISP in cui la medesima risorsa potrebbe essere potenzialmente movimentata da Terna;

- tale soluzione sia comunque accettabile per un progetto pilota in fase embrionale, quale il progetto LiveGrid che vedrà la sua prima attivazione nel corso del 2027, in quanto il numero delle risorse distribuite abilitate a tale progetto e contemporaneamente all'erogazione dei servizi ancillari globali ai sensi del TIDE è atteso essere limitato; per l'evoluzione del progetto negli anni a venire si invita comunque AcegasApsAmga a individuare apposite modalità per assicurare che le risorse distribuite abilitate al progetto LiveGrid e contemporaneamente abilitate ai sensi del TIDE possano essere nominate in modo più efficiente anche prendendo spunto da quanto già previsto in merito nell'ambito del progetto MindFlex;
- debba essere assicurata coerenza fra il fabbisogno di flessibilità previsto per i progetti pilota per i servizi ancillari locali e il fabbisogno di flessibilità incluso nei piani di sviluppo della rete di distribuzione in coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo 210/21; si invita, pertanto, AcegasApsAmga ad inserire nelle prossime edizioni del Piano di Sviluppo della propria rete di distribuzione l'indicazione del fabbisogno di flessibilità atteso nell'orizzonte di piano, specificando se tale fabbisogno sia da ritenersi temporaneo, nelle more di sviluppi di rete, o strutturale in quanto il ricorso ai servizi ancillari locali risulta più economico rispetto allo sviluppo di nuove infrastrutture; tale fabbisogno sia poi riportato nell'aggiornamento della relazione tecnica del progetto LiveGrid per gli anni a venire;
- 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 AcegasApsAmga di prevedere, in coerenza con quanto già previsto dai progetti RomeFlex e MiNDFlex, 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;
- determinare la *baseline* preliminare sulla base dei soli dati di misura ponga difficoltà nella scelta degli ISP 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 alimentate da fonti rinnovabili potrebbe essere più opportuno identificare ISP con condizioni metereologiche affini al periodo di consegna, data la volatilità della fonte primaria; in tale ottica affidare il calcolo della *baseline* preliminare ai SP per i servizi locali (cosiddetta *declarative baseline*), secondo un modello analogo a quello previsto dal TIDE per le UVAZ, potrebbe consentire di superare le difficoltà sopra citate, in quanto detti SP dovrebbero conoscere al meglio i profili di scambio attesi per le risorse nella propria disponibilità;
- per un progetto pilota in fase embrionale, come il progetto LiveGrid di AcegasApsAmga, 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 AcegasApsAmga di testare una *baseline* basata sull'identificazione di 5 giorni omogenei privi di attivazione di servizi ancillari; per

l'evoluzione del progetto negli anni a venire si invita comunque AcegasApsAmga a valutare la possibilità per i SP di ricorrere a una *declarative baseline*;

- per attrarre liquidità sul mercato, i prodotti approvvigionati a termine debbano rimanere costanti nel tempo, senza alcuna possibilità per il DSO di modificarli, anche previo accordo con il SP; piuttosto è opportuno che il DSO definisca prodotti a termine di durata limitata, procedendo all'approvvigionamento con più sessioni durante l'anno; la scelta di AcegasApsAmga di prevedere modifiche ai prodotti a termine già approvvigionati, previo accordo con il BSP, sia, pertanto, accettabile solamente nel primo anno di attuazione del progetto LiveGrid in quanto legata alla difficoltà di definizione di tali prodotti a termine, data la fase embrionale del progetto stesso; per gli anni a venire si invita AcegasApsAmga a espungere tale previsione dal regolamento del progetto pilota;
- i tempi per la registrazione, validazione e abilitazione delle risorse distribuite previsti dal regolamento del progetto LiveGrid non siano tali da assicurare una ampia partecipazione delle risorse distribuite fin dai primi mesi del 2027; si invita pertanto AcegasApsAmga a limitare inizialmente l'approvvigionamento per prodotti a termine di durata limitata (che potrebbero essere allocati a prezzi prossimi al prezzo massimo, dato il ridotto livello di concorrenza), per poi procedere, una volta acquisita l'abilitazione di un numero sufficiente di risorse distribuite, ad allocare prodotti a termine fino al termine dell'anno 2027 (sfruttando il maggior livello di concorrenza che dovrebbe portare a prezzi di assegnazione inferiori al prezzo massimo);
- sperimentare l'utilizzo di risorse per la modulazione della potenza reattiva 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 a cura dell'Autorità della regolazione della potenza reattiva da parte della generazione distribuita; per l'evoluzione del progetto LiveGrid negli anni a venire si invita AcegasApsAmga a valutare tale sperimentazione;
- lo schema di regolamento e la relazione tecnica inviati da AcegasApsAmga con la comunicazione 22 ottobre 2026 per l'approvazione del progetto pilota LiveGrid al periodo giugno – dicembre 2026 risultino coerenti con i principi e i criteri previsti dalla deliberazione 352/2021/R/eel.

RITENUTO, PERTANTO, OPPORTUNO:

- approvare il progetto pilota LiveGrid proposto da AcegasApsAmga per l'anno 2027, con l'invito ad approvvigionare per i primi mesi dell'anno prodotti a durata limitata per poi procedere ad assegnare prodotti con validità fino al termine dell'anno solare non appena acquisita l'abilitazione di un numero adeguato di risorse distribuite;
- raccomandare ad AcegasApsAmga, per l'evoluzione del progetto negli anni a venire:
  - di introdurre specifiche clausole per assicurare che le risorse distribuite abilitate al progetto LiveGrid e contemporaneamente all'erogazione dei servizi ancillari globali ai sensi del TIDE possano essere nominate in modo più efficiente;
  - di valutare la possibilità per i SP di ricorrere ad una *declarative baseline*;

  - di valutare la sperimentazione dell'approvvigionamento di servizi di modulazione della potenza reattiva induttiva;
  - di indicare nel Piano di Sviluppo della rete di distribuzione il fabbisogno di flessibilità atteso nell'orizzonte di piano, specificando se trattasi di fabbisogno temporaneo nelle more degli sviluppi di rete, o di fabbisogno strutturale; tale fabbisogno deve essere coerente con quanto sarà indicato nell'aggiornamento della relazione tecnica del progetto LiveGrid per gli anni a venire;
  - di espungere dal regolamento del progetto pilota la facoltà, per il DSO, di modificare prodotti a termine già approvvigionati;
- confermare, in coerenza con gli altri progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel, che i costi sostenuti da AcegasApsAmga 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;
- precisare che il progetto pilota LiveGrid, come eventualmente aggiornato in coerenza con le raccomandazioni ad AcegasApsAmga di cui sopra, possa essere esteso oltre il 2027, previa approvazione da parte dell'Autorità del regolamento eventualmente aggiornato e del relativo *budget* annuale in termini di costo atteso massimo; in occasione di tale estensione si raccomanda a AcegasApsAmga di assicurare la coerenza fra il fabbisogno di flessibilità oggetto di approvvigionamento nell'ambito del progetto pilota RomeFlex e il fabbisogno di flessibilità determinato nel Piano di Sviluppo della rete di distribuzione;
- consentire a AcegasApsAmga, qualora lo ritenga opportuno per favorire la partecipazione delle risorse di flessibilità, di modificare liberamente i prezzi massimi per la disponibilità e l'utilizzo, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno e le ore di disponibilità richieste alle risorse distribuite, senza sottoporre la proposta ad una nuova approvazione da parte dell'Autorità, purché il costo atteso massimo non superi il costo complessivo di 481.225 €, di cui alla relazione tecnica allegata alla proposta di progetto pilota ed oggetto di approvazione con il presente provvedimento;
- prevedere che, qualora decida di avvalersi della facoltà di modifica di cui al precedente punto, AcegasApsAmga debba:
  - aggiornare il regolamento del progetto pilota, nella parte afferente ai prezzi massimi per disponibilità e utilizzo, 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 l'anno 2027 superiore ai 481.225 €, debbano essere previamente sottoposte all'approvazione dell'Autorità

DELIBERA

1. di approvare, per l'anno 2027, la proposta del progetto pilota LiveGrid, come trasmessa da AcegasApsAmga S.p.A. all'Autorità con la comunicazione 22 ottobre 2026, comprensiva dei relativi allegati;
2. di prevedere che AcegasApsAmga S.p.A. pubblichi sul proprio sito internet il regolamento del progetto pilota LiveGrid e i relativi allegati oggetto di approvazione ai sensi del presente provvedimento;
3. di prevedere che AcegasApsAmga S.p.A. possa modificare i prezzi massimi per la disponibilità e l'utilizzo, nonché eventualmente incrementare il fabbisogno richiesto e le ore di disponibilità richieste alle risorse di flessibilità, nei limiti e con le modalità indicati in premessa;
4. di prevedere che i costi sostenuti da AcegasApsAmga 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 raccomandare ad AcegasApsAmga S.p.A. di seguire per l'evoluzione del progetto LiveGrid per gli anni a venire le raccomandazioni specificate in premessa;
6. di trasmettere il presente provvedimento a AcegasApsAmga S.p.A., al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e a Cassa per i servizi energetici e ambientali;
7. di pubblicare il presente sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

24 novembre 2026

IL PRESIDENTE
Nicola dell'Acqua