

DELIBERAZIONE 23 LUGLIO 2024
304/2024/R/EEL

**SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE E MODIFICHE AL TESTO INTEGRATO
DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE) FUNZIONALI ALLA SUA ENTRATA IN
OPERATIVITÀ ALL'1 GENNAIO 2025**

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

Nella 1304^a riunione del 23 luglio 2024

VISTI:

- la direttiva 2019/944/CE 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) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011;
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 1747/2024);
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SOGL);
- il Regolamento (UE) 2195/2017 della Commissione del 23 novembre 2017 (di seguito: Regolamento Balancing);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239/03, come modificato dalla legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290/03;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/21);
- il decreto-legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito con modificazioni dalla legge 10 agosto 2023, n. 103 (decreto-legge 69/23);
- il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, come convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 (decreto-legge 181/23);

- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica 18 aprile 2024 (di seguito: decreto ministeriale 18 aprile 2024);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e in particolare l’Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell’Autorità 21 aprile 2008 ARG/elt 47/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 47/08);
- la deliberazione dell’Autorità 6 agosto 2008 ARG/elt 115/08;
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2009 ARG/elt 107/09 e in particolare l’Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement – TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 20 novembre 2009, ARG/elt 179/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 179/09);
- la deliberazione dell’Autorità 30 maggio 2013 231/2013/R/eel (di seguito: deliberazione 231/2013/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013 578/2013/R/eel e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 300/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2018 366/2018/R/com e in particolare l’Allegato A (di seguito: Codice di condotta commerciale);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018 383/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 383/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2020 200/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 200/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 474/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 21 dicembre 2021 597/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 597/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 6 giugno 2023 247/2023/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);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023 362/2023/R/eel e in particolare l’Allegato A (di seguito: Testo Integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza – TIV);
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023 366/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 366/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 24 ottobre 2023 484/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 484/2023/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 30 novembre 2023 564/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 564/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023 616/2023/R/eel e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023 618/2023/R/com e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 23 gennaio 2024 5/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 5/2024/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 8 maggio 2024, 170/2024/R/eel (di seguito DCO 170/2024/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 21 maggio 2024, 194/2024/R/eel (di seguito DCO 194/2024/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 28 maggio 2024, 204/2024/R/eel (di seguito DCO 204/2024/R/eel);
- il “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- il Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, approvato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive, ora Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, 19 dicembre 2003 (di seguito: TIDME);
- il Regolamento della Piattaforma Conti Energia predisposto ai sensi della Sezione 1-4.3 del TIDE (di seguito: Regolamento PCE).

CONSIDERATO CHE:

- nel corso dell’ultimo decennio, anche per effetto degli obiettivi di decarbonizzazione introdotti dall’Unione Europea, il sistema elettrico è andato significativamente mutando, con una sempre maggiore presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di impianti di produzione distribuiti sul territorio, di piccole dimensioni e anch’essi per lo più alimentati da fonti aleatorie, in sostituzione degli impianti di grande taglia alimentati da fonti tradizionali, concentrate e programmabili;
- in esito al terzo pacchetto energia, la Commissione Europea ha adottato una serie di regolamenti specifici relativi a regole armonizzate per la gestione del sistema elettrico e il funzionamento del mercato interno dell’energia; nel dettaglio, per quanto attiene al presente provvedimento:
 - il Regolamento CACM ha introdotto il *single day ahead coupling* e il *single intraday coupling* ai quali l’Italia si è unita rispettivamente nel febbraio 2015 (fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2020) e nel settembre 2021 (sempre fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2022);
 - il Regolamento SOGL ha ridefinito i servizi ancillari, con particolare attenzione ai servizi per il bilanciamento, mentre il Regolamento *Balancing* ha introdotto

- specifiche piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento secondo un modello TSO-TSO e ha definito criteri per la remunerazione delle risorse di bilanciamento e per la regolazione economica degli sbilanciamenti;
- i contenuti dei Regolamenti emanati dalla Commissione Europea sono stati confermati nell'ambito del *Clean Energy Package* (di cui fanno parte la Direttiva 944/2019 e il Regolamento 943/2019) che ha abrogato, sostituendolo, il terzo pacchetto energia;
 - ulteriori modifiche ai Regolamenti 943/2019 e alla Direttiva 944/2019 sono state approvate dal Parlamento e dal Consiglio dell'Unione Europea a giugno 2024 rispettivamente con il Regolamento 1747/2024 e la Direttiva 1711/2024;
 - il combinato disposto del Regolamento 943/2019 e del Regolamento *Balancing* definisce i ruoli del *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP) e del *Balancing Service Provider* (di seguito: BSP); segnatamente:
 - il BRP è il soggetto responsabile della programmazione e della regolazione degli sbilanciamenti del portafoglio di unità di produzione o di consumo di cui è responsabile;
 - il BSP è il soggetto che eroga i servizi ancillari per il bilanciamento del sistema;
 - il regolamento *Balancing* prevede, per quanto qui rileva, che:
 - all'articolo 53(1), entro tre anni dall'entrata in vigore (cioè entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO debbano applicare un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, oltre ad assicurare che gli estremi temporali dei periodi rilevanti ai fini dei mercati dell'energia coincidano con gli estremi del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti;
 - all'articolo 62(4), un TSO possa richiedere alla propria Autorità di regolazione una deroga al termine per l'applicazione di un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti, di cui all'articolo 53(1); tale deroga, ai sensi dell'articolo 62(9), può essere concessa fino all'1 gennaio 2025;
 - 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 (di seguito: TIDE); il procedimento è finalizzato a raccordare in una disciplina organica la regolazione del dispacciamento, assicurando la compatibilità tra il disegno di riforma del dispacciamento elettrico nazionale e i regolamenti europei, promuovendo l'integrazione nel mercato delle risorse distribuite sia singolarmente sia aggregate e garantendo la stabilità nel tempo del nuovo quadro regolatorio;
 - nell'ambito del procedimento di cui al punto precedente, con la deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto una prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) alle unità precedentemente non ammesse; ciò è avvenuto tramite progetti pilota, al fine da un lato di rendere disponibili nuove risorse di dispacciamento e dall'altro di acquisire elementi utili per la definizione delle regole di regime da inserire nel TIDE;

- nell'ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, l'Autorità:
 - con la deliberazione 383/2018/R/eel, ha approvato il progetto pilota per la partecipazione al MSD delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria (di seguito: UPR);
 - con la deliberazione 200/2020/R/eel, ha approvato il progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza;
 - con la deliberazione 366/2023/R/eel ha approvato l'aggiornamento del regolamento del progetto pilota per le Unità Virtuali Abilitate Miste (di seguito: UVAM):
 - con la deliberazione 484/2023/R/eel ha approvato le modalità di coordinamento dinamico tra TSO e DSO per la gestione delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione;
- con la deliberazione 474/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga dall'applicazione di un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti di 15 minuti presentata da Terna, fissando la decorrenza di tale periodo di *settlement* dall'ultima data utile prevista dal Regolamento *Balancing*, ossia dall'1 gennaio 2025;
- con la deliberazione 523/2021/R/eel, l'Autorità ha riformato la disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo di cui al Regolamento *Balancing*; tra le principali innovazioni vi sono l'estensione, a partire dal 1 aprile 2022, del meccanismo *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti per tutte le unità, senza distinzioni in base alle loro caratteristiche, l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate e l'identificazione dinamica delle macrozone di sbilanciamento come aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento libere da congestioni di rete previe apposite valutazioni di Terna e la redazione di una metodologia *ad hoc*.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con la deliberazione 345/2023/R/eel, tenuto conto delle disposizioni di cui alla deliberazione 474/2020/R/eel in materia di periodo di *settlement* degli sbilanciamenti e di cui alla deliberazione 523/2021/R/eel in materia di regolazione economica degli sbilanciamenti, nonché dell'esperienza maturata con i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il TIDE recante il quadro regolatorio delle disposizioni in materia di articolazione dei mercati, classificazione e approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali, partecipazione delle risorse al servizio di dispacciamento singolarmente e tramite aggregato, separazione dei ruoli fra BSP e BRP e *settlement* del servizio di dispacciamento;
- nelle more della definizione delle modalità per il superamento del Prezzo Unico Nazionale ai sensi dell'articolo 13 del decreto legislativo 210/21, il TIDE ha confermato la valorizzazione a Prezzo Unico Nazionale delle offerte di acquisto relative ai portafogli zonal di prelievo e la presenza delle offerte virtuali presentate da Terna sul Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) finalizzate a garantire la convergenza dell'algoritmo in condizioni di scarsità d'offerta;

- il TIDE ha effetti dall'1 gennaio 2025; a tal proposito la società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e la società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) hanno ricevuto mandato di rivedere, per parti di competenza, entro il 31 marzo 2024 il Codice di Rete, il TIDME e il Regolamento PCE, trasmettendo le nuove versioni all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica;
- la revisione di cui sopra non è stata completata nei tempi previsti; GME ha avviato la propria consultazione il 19 aprile 2024 (con scadenza 14 giugno 2024) per attendere le disposizioni in materia di superamento del Prezzo Unico Nazionale; Terna ha, invece, tenuto una prima consultazione che si è conclusa il 15 luglio 2024, seguita da una seconda avviata il 16 luglio 2024 con scadenza al 10 settembre 2024; manca, tuttavia, la parte relativa alla documentazione sul contratto di dispacciamento, sul contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e sul regolamento per le garanzie che deve ancora essere posta in consultazione da Terna.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, CON RIFERIMENTO AL SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE:

- il decreto-legge 181/23, come modificato in sede di conversione, ha emendato l'articolo 13 del decreto legislativo 210/21, dando mandato al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica di stabilire con proprio decreto le condizioni e i criteri per l'applicazione, a decorrere dal 1 gennaio 2025, di prezzi zonal sul mercato elettrico all'ingrosso e indirizzi per la definizione da parte dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione, a compensazione dell'eventuale differenziale tra i prezzi zonal e un prezzo di riferimento calcolato dal GME in continuità con il Prezzo Unico Nazionale;
- il Ministro ha attuato tale disposizione con il decreto ministeriale 18 aprile 2024 che prevede:
 - a decorrere dall'1 gennaio 2025, la valorizzazione a prezzi zonal delle offerte di acquisto di energia elettrica sul MGP;
 - il calcolo a cura del GME di un prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul mercato del giorno prima, come media dei prezzi zonal ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zonal in prelievo in ciascuna zona;
 - la definizione a cura dell'Autorità di un meccanismo transitorio di perequazione a compensazione dell'eventuale differenziale tra il prezzo zonal e il prezzo di riferimento calcolato da GME, unitamente alle relative modalità di copertura; tale meccanismo trova applicazione almeno fino al 31 dicembre 2025;
 - la definizione a cura dell'Autorità dei termini e delle modalità per il superamento del meccanismo di perequazione di cui al precedente punto, eventualmente prevedendo tempistiche differenziate, anche in via transitoria su base opzionale, per le diverse categorie di clienti finali in ragione del loro diverso contributo alla flessibilità ed all'efficienza del sistema nonché delle diverse esigenze di promozione della concorrenza nel mercato; le modifiche sono efficaci non prima di 12 mesi dalla loro adozione;

- la definizione a cura dell’Autorità delle modalità con cui GME calcola il prezzo di riferimento ai fini del superamento del meccanismo di perequazione, con messa a disposizione da parte del Sistema Informativo Integrato dei flussi informativi sui dati di prelievo necessari a tale scopo;
- con il DCO 194/2024/R/eel, l’Autorità ha reso noti i propri orientamenti in merito all’attuazione del decreto ministeriale 18 aprile 2024 proponendo, come preferibile, l’applicazione di una componente compensativa, pari alla differenza fra il prezzo di riferimento calcolato da GME (di seguito: PUN Index GME) e il prezzo zonale, direttamente agli acquisti sul MGP relativi ai portafogli zonal di prelievo; in tale modo non sarebbe necessario apportare modifiche ai corrispettivi di neutralità di cui alla Sezione 1-23 del TIDE e alla regolazione dei servizi di ultima istanza di cui al TIV; inoltre, in caso di incapacità delle garanzie dell’operatore di mercato nei confronti di Terna, la componente compensativa sarebbe regolata dal BRP con Terna che trasferirebbe il gettito raccolto a GME, secondo modalità già in essere per il corrispettivo di sbilanciamento a programma;
- è stata altresì valutata una componente compensativa applicata all’energia prelevata, ma essa è stata ritenuta non preferibile in quanto, pur consentendo il superamento dei corrispettivi di non arbitraggio, richiederebbe l’applicazione dei corrispettivi per l’assegnazione della capacità di trasporto anche lato prelievo, nonché modificherebbe la ripartizione del controvalore delle partite economiche di competenza dell’operatore di mercato (regolate con GME) e del BRP (regolate con Terna) con aggiornamento dei relativi regolamenti per le garanzie finanziarie e potrebbe avere un impatto non trascurabile sulla regolazione dei servizi di ultima istanza in considerazione del fatto che il prezzo zonale e la componente compensativa sarebbero fatturati da soggetti diversi (GME e Terna) a soggetti potenzialmente diversi (operatori di mercato e BRP);
- nel DCO 194/2024/R/eel, con riferimento alle ricadute del superamento del PUN nel mercato *retail*, l’Autorità ha altresì:
 - chiarito che ai fini della regolazione delle condizioni economiche dei servizi di ultima istanza (servizio di maggior tutela e servizio a tutele graduali) e dell’Offerta PLACET, il Prezzo Unico Nazionale sarà sostituito dal PUN Index GME, rinviando, invece ad apposito decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica la definizione della componente di approvvigionamento dell’energia che sarà applicata da gennaio 2025 ai clienti riforniti nel servizio di salvaguardia;
 - precisato che nell’ambito del mercato libero la sostituzione del Prezzo Unico Nazionale con il PUN Index GME ai fini dell’indicizzazione del prezzo della materia prima non rientra nella discrezionalità dei venditori ma è dettata da un’evoluzione normativa e regolatoria: è quindi sufficiente che il venditore informi i clienti interessati in merito alle modifiche contrattuali intervenute nella prima bolletta in cui queste trovano applicazione;
- per ultimo, nel DCO 194/2024/R/eel, l’Autorità ha:
 - condotto una prima ricognizione sull’utilizzo del Prezzo Unico Nazionale ai fini del *settlement* nell’ambito della profilazione convenzionale di cui al TIS, della

- regolazione degli importi relativi al servizio di dispacciamento fatturati ai clienti finali e non riscossi per effetto della prescrizione biennale, della valorizzazione convenzionale dell'energia nei sistemi non interconnessi e della regolazione delle infrastrutture; in tutti i casi analizzati, il riferimento al Prezzo Unico Nazionale può essere sostituito dal riferimento al PUN Index GME;
- fornito le prime indicazioni sui criteri per il superamento della componente compensativa, proponendo ad esempio il superamento per tutti i clienti finali che si abilitano all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali o, in alternativa, per determinate categorie di clienti finali in funzione della taglia o del livello di tensione;
 - in esito alla consultazione, con riferimento agli orientamenti riguardanti il mercato elettrico all'ingrosso:
 - è emerso un generale consenso nei confronti della componente compensativa applicata agli acquisti sul MGP relativi ai portafogli zionali di prelievo e dell'utilizzo del PUN Index GME al posto del Prezzo Unico Nazionale nella regolazione oggetto di ricognizione;
 - è stato evidenziato come il Prezzo Unico Nazionale rilevi anche per il servizio di importazione virtuale di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09, nonché per alcuni parametri relativi al regime specifico previsto per la società RFI S.p.A;
 - è stato richiesto che il valore del PUN Index GME sia pubblicato anche dopo il superamento della componente compensativa;
 - è emerso che le condizioni per il superamento della componente compensativa dovrebbero essere rese note con un anticipo di almeno 24 mesi, dato che diversi contratti sono stipulati anche con un anticipo biennale; sulle proposte avanzate a titolo d'esempio da parte dell'Autorità sono stati forniti pareri contrastanti, con alcuni operatori che ritengono che l'applicazione della componente compensativa debba essere indipendente dall'abilitazione all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e altri operatori che, invece, supportano questo collegamento perché eviterebbe di segmentare le Unità Virtuali Zionali per tipologia di cliente in funzione del diritto alla componente compensativa; in ogni caso sono necessari maggiori dettagli per la formulazione di pareri definitivi;
 - Terna ha condiviso la componente compensativa sugli acquisti sul MGP, suggerendo di incrementare forfettariamente le garanzie prestate nei confronti del GME al fine di ridurre il rischio di una regolazione economica della componente compensativa tramite i BRP;
 - in esito alla consultazione, con riferimento agli orientamenti riguardanti il mercato *retail*:
 - è stato richiesto di mantenere il riferimento al PUN Index GME per l'indicizzazione della componente prezzo a copertura dei costi di acquisto dei servizi di ultima istanza, così come per i relativi meccanismi di reintegrazione, per tutto il periodo di assegnazione degli stessi, indipendentemente dall'eventuale superamento della componente compensativa;
 - gli operatori hanno auspicato flessibilità nell'informativa da rilasciare ai clienti finali in materia di sostituzione del Prezzo Unico Nazionale con il PUN Index

GME e hanno suggerito che l’Autorità dia informazione in merito anche tramite i propri canali comunicativi;

- è stato richiesto che l’Autorità pubblichi sul proprio sito i valori del nuovo PUN Index GME alla stregua di quanto avviene oggi con il PUN.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, CON RIFERIMENTO ALL’IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE:

- l’articolo 21, comma 2, del decreto-legge 69/23 prevede che Terna, sulla base degli indirizzi del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica e dei criteri e delle modalità definite dall’Autorità, possa implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, anche mediante il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi;
- con il DCO 204/2024/R/eel, l’Autorità ha illustrato alcune proposte di modifica al TIDE e la definizione del transitorio di implementazione dello stesso per tenere conto delle tempistiche con cui sono state avviate le consultazioni di Terna e GME sulle nuove versioni del Codice di Rete, del TIDME e del Regolamento PCE; in tale occasione l’Autorità ha altresì fornito i propri orientamenti in merito ai criteri e alle modalità per l’implementazione dei meccanismi innovativi di cui al decreto-legge 69/23;
- per quanto riguarda le modifiche al TIDE, l’Autorità ha proposto:
 - per tenere conto della compresenza di *market time unit* (di seguito: MTU) di diversa durata nei mercati a termine, del giorno prima e infragiornaliero (associate alla presenza di prodotti a 60, 30 e 15 minuti), di mantenere le nomine riferite alle sole MTU di durata inferiore (15 minuti) e di ripartire ai fini delle nomine i volumi sottesi ai prodotti di durata maggiore (30 e 60 minuti) uniformemente sulle MTU di durata inferiore (15 minuti);
 - di rivedere il transitorio per il passaggio all’approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve* (di seguito: FCR) tramite procedure di mercato, con facoltà per Terna di mantenere anche a regime una banda minima obbligatoria su tutte le risorse abilitate;
 - di consentire a Terna di riservare margini per la FCR e per la riserva ultra rapida di frequenza in esito alla fase *ex-ante* dell’*Integrated Scheduling Process* (di seguito: MSD) per garantire la copertura del fabbisogno non soddisfatto dalle procedure di mercato previste per tali servizi;
 - di consentire ai BRP di presentare offerte per le procedure di approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria;
 - di introdurre regole specifiche per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema con nomina pari alla posizione commerciale del relativo portafoglio fisico e coincidenza fra BRP e BSP fino al 31 dicembre 2026, con indicazione entro il 30 giugno 2026 dei BSP rilevanti dall’1 gennaio 2027;
- in relazione all’implementazione del TIDE, l’Autorità ha delineato una fase transitoria relativa al periodo 1 gennaio – 30 settembre 2025 durante la quale trovano applicazione le nuove versioni del TIDME e del Regolamento PCE come approvate in esito alla consultazione di GME conclusasi il 14 giugno 2024, in affiancamento

- alla versione corrente del Codice di Rete, come complementata da un documento di raccordo con le disposizioni del TIDE;
- per la fase transitoria di cui al punto precedente, in particolare:
 - si escludono l’abilitazione delle Unità Virtuali Abilitate Nodali (di seguito: UVAN) e, conseguentemente la presenza di Unità Virtuali Nodali (UVN), con erogazione dei servizi ancillari nazionali globali esclusivamente dalle Unità Abilitate Singolarmente (di seguito: UAS) e dalle Unità Virtuali Abilitate Zonali (di seguito: UVAZ);
 - tutte le unità abilitate ai sensi della deliberazione 111/06 saranno automaticamente abilitate come UAS;
 - tutte le unità abilitate ai sensi del progetto pilota UPR potranno essere abilitate come UAS fino al termine della fase transitoria;
 - tutte le UVAM sono abilitate come UVAZ fino al termine della fase transitoria;
 - tutte le unità rilevanti non abilitate saranno provvisoriamente classificate come Unità non Abilitate da Programmare (di seguito: UnAP);
 - si applicano alle UAS le regole presenti nella versione corrente del Codice di Rete senza separazione fra BSP e BRP, mentre per le UVAZ si utilizzano le disposizioni di cui al regolamento del progetto pilota UVAM come da ultimo approvato dalla deliberazione 366/2023/R/eel; non trova quindi applicazione la sezione 1-22 del TIDE relativi ai corrispettivi per le movimentazioni;
 - non sono previste procedure di approvvigionamento a mercato per la FCR e la riserva ultra rapida di frequenza; per la FCR continua quindi a valere l’obbligo di fornitura di cui alla versione corrente del Codice di Rete, mentre la riserva ultra rapida di frequenza rimane erogata dalle sole risorse contrattualizzate nell’ambito del relativo progetto pilota;
 - il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire è approvvigionato con gli stessi criteri previsti per l’anno 2024 per il servizio di interrompibilità di cui alla deliberazione 564/2023/R/eel, mentre per gli altri servizi di modulazione straordinaria si fa riferimento alla versione corrente del Codice di Rete;
 - Terna entro l’1 aprile 2025 pubblica il modello della rete rilevante ed entro il 31 ottobre 2025 rende disponibili le informazioni puntuali previste dal TIDE per l’*Integrated Scheduling Process* relative al periodo 1 gennaio – 30 settembre 2025;
 - dall’1 ottobre 2025 l’Autorità ha ipotizzato l’avvio della fase di regime del TIDE contestualmente con l’entrata in vigore della nuova versione del Codice di Rete; rimane ancora in essere un transitorio per l’approvvigionamento della FCR così articolato:
 - fino al 30 giugno 2026 approvvigionamento a mercato di un fabbisogno addizionale rispetto agli attuali obblighi di fornitura;
 - riduzione della banda obbligatoria e incremento della quota approvvigionata a mercato fino al 31 dicembre 2028;
 - applicazione della sola eventuale banda minima obbligatoria dall’1 gennaio 2029 con approvvigionamento a mercato della quota rimanente di fabbisogno;

- per quanto riguarda i meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale di cui al decreto-legge 69/23, l’Autorità ha ipotizzato di configurarli nell’ambito dell’approvvigionamento a termine dei servizi ancillari globali ai sensi della Sezione 1-15 del TIDE prevedendo prodotti che stimolino la riduzione degli acquisti già in esito al MGP;
- con il DCO 204/2024/R/eel l’Autorità ha infine proposto di mantenere in essere il *TIDE Stakeholder Group* per consentire un’interlocuzione tecnica, anche di dettaglio, con gli operatori in merito all’erogazione del servizio di dispacciamento, con incontri con cadenza almeno semestrale e con un rappresentante eletto dai membri che rimane in carica per due anni;
- in esito alla consultazione:
 - la quasi totalità degli operatori si è esposta a favore della ripartizione uniforme della nomina sulle differenti MTU; solo alcuni operatori si sono dichiarati contrari, preferendo nomine basate su multiple MTU;
 - solamente Terna ha condiviso la possibilità di mantenere una banda minima obbligatoria per la FCR; Terna e un operatore hanno accolto con favore la possibilità di intervenire sul ridispacciamento per approvvigionare l’eventuale FCR mancante (anche, sostiene il TSO, per poter garantire una distribuzione uniforme della FCR sul territorio nazionale); la maggior parte degli operatori ha, invece, suggerito un obbligo di offerta sul mercato coerente con le bande obbligatorie previste dalla versione corrente del Codice di Rete e ha auspicato l’avvio celere dell’approvvigionamento a mercato senza attendere il transitorio descritto nella consultazione; in relazione alla possibilità, per Terna, di ricorrere al ridispacciamento per approvvigionare l’eventuale FCR mancante, gli operatori ritengono dovrebbe essere evitata in quanto non trasparente; di contro, Terna ritiene fondamentale mantenere tale possibilità (insieme alla banda minima obbligatoria), in caso contrario, secondo Terna stessa, il costo per il sistema potrebbe risultare troppo oneroso;
 - sul tema FCR gli operatori hanno altresì richiesto una remunerazione binomia in potenza (€/MW) ed energia (€/MWh), eventualmente applicando i criteri di cui alla deliberazione 231/2013/R/eel opportunamente corretti per tenere conto che in certe condizioni il controvalore economico riconosciuto alla riserva primaria è meno favorevole del prezzo di sbilanciamento;
 - considerazioni analoghe a quelle riportate per la FCR sono state espresse con riferimento alla riserva ultra-rapida di frequenza;
 - la maggioranza degli operatori è contraria a consentire ai BRP di partecipare all’approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria in quanto trattasi di un servizio ancillare nazionale globale che, come tale, dovrebbe essere gestito dai BSP; Terna è invece favorevole;
 - un operatore ha espresso perplessità sull’allineamento fra posizione commerciale del portafoglio fisico e nomina per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema; altri operatori concordano, ma richiedono la definizione delle regole di dettaglio; Terna è favorevole e suggerisce di mantenere per gli impianti essenziali la coincidenza fra BSP e BRP anche oltre il 2026;

- è emersa una generale contrarietà all'introduzione di un transitorio di implementazione del TIDE; gli operatori preferiscono un posticipo di tutte le disposizioni (fatta eccezione per il periodo di *settlement* degli sbilanciamenti a 15 minuti in quanto obbligatorio ai sensi del Regolamento *Balancing*) all'1 ottobre 2025; in caso di mantenimento della fase transitoria come prospettata nella consultazione è opportuno minimizzare le modifiche alla nomenclatura delle unità con mantenimento delle tipologie previste dalla deliberazione 111/06 al fine di evitare agli operatori onerosi interventi sui propri sistemi; fondamentale è altresì consultare quanto prima il documento di raccordo fra il TIDE e la versione corrente del Codice di Rete;
- gli operatori ritengono fondamentale posticipare le UnAP di prelievo al termine della fase transitoria;
- Terna ha suggerito di non modificare per la fase transitoria l'assetto attuale delle Unità di Consumo (lasciandole con potenza di prelievo senza limiti) e di posticipare l'introduzione delle Unità Commerciali di Prelievo (di seguito: UCP); per gestire la capacità delle Unità di Consumo occorre, infatti, istituire un flusso informativo ad *hoc* fra Terna e il Sistema Informativo Integrato che potrebbe non essere disponibile nella fase transitoria; un'associazione, invece, vorrebbe avere da subito la facoltà di richiedere UCP;
- Terna ha ribadito la propria contrarietà alla partecipazione delle UVAZ alle sole piattaforme di bilanciamento (dovrebbero partecipare anche alla fase ex-ante dell'*Integrated Scheduling Process* in continuità con quanto previsto dal progetto UVAM), alla pubblicazione del modello di rete rilevante e delle informazioni puntuali sull'*Integrated Scheduling Process* in quanto potrebbero favorire l'esercizio di potere di mercato da parte degli operatori;
- alcuni operatori hanno auspicato che il criterio di potenza ipotizzato da Terna nella propria consultazione per l'identificazione delle UnAP abbia validità temporanea e sia sostituito da criteri sulla significatività della programmazione in ciascun nodo della rete rilevante;
- diversi operatori hanno auspicato che siano rese disponibili quanto prima le regole per l'approvvigionamento della modulazione straordinaria istantanea a salire (già servizio di interrompibilità) per l'anno 2025;
- è emersa una generale condivisione sul mantenimento del *TIDE Stakeholder Group* con incontri con cadenza almeno trimestrale, agenda con tematiche proposte anche dagli operatori, maggiore presenza di persone per ciascuna associazione anche come uditori; Terna auspica un coordinamento fra ruolo e perimetro del *TIDE Stakeholder Group* e del Comitato di Consultazione previsto dal Codice di Rete;
- gli operatori hanno espresso diverse perplessità sulla proposta di meccanismi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale di cui al decreto-legge 69/23: più nel dettaglio, Terna suggerisce di configurarli come servizio di modulazione straordinaria attivato nel secondo giorno antecedente a quello di consegna, mentre gli operatori li assimilano al servizio di interrompibilità con attivazione anche successiva alla chiusura del MGP e senza alcun legame

esplicito con la riduzione degli acquisti su tale mercato; in ogni caso il contingente dedicato per questo servizio non deve erodere il contingente riservato per la modulazione straordinaria istantanea a salire;

- gli operatori hanno richiesto che siano comunicate quanto prima le regole di interazione fra il mercato della capacità e il TIDE;
- Terna ha infine evidenziato la necessità dell’aggiornamento delle modalità di coordinamento TSO/DSO approvate con la deliberazione 484/2023/R/eel per tenere conto dell’evoluzione delle UVAM in UVAZ prevista nella fase transitoria; tali modalità dovranno rimanere in essere anche a regime.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO AL SUPERAMENTO DEL PREZZO UNICO NAZIONALE:

- per quanto attiene il mercato all’ingrosso:
 - sia opportuno confermare gli orientamenti del DCO 194/2024/R/eel relativamente all’applicazione di una componente compensativa sugli acquisti sul MGP relativi ai portafogli zionali di prelievo; per semplicità amministrativa e per evitare modifiche ai livelli delle garanzie prestate dagli operatori di mercato nei confronti di GME, tale componente sia regolata con le stesse modalità del corrispettivo di sbilanciamento a programma, quindi con liquidazione fra operatore di mercato e GME in caso di capienza delle garanzie dell’operatore di mercato e con regolazione fra Terna e il relativo BRP in caso contrario;
 - sia altresì opportuno prevedere che il PUN Index GME sia pubblicato da GME contestualmente agli esiti del MGP e indipendentemente dal suo utilizzo per la componente compensativa;
- per quanto attiene gli impatti sul mercato *retail*:
 - si debba confermare l’indicizzazione al PUN Index GME, in luogo del Prezzo Unico Nazionale, delle componenti del prezzo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica dei servizi di ultima istanza di energia elettrica e dell’Offerta PLACET, fermo restando quanto sarà deciso con decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica in merito ai corrispettivi del servizio di salvaguardia per il prossimo periodo di erogazione;
 - si debba precisare che, per i contratti sul mercato libero (inclusi quelli relativi alle offerte PLACET) che prevedono un prezzo indicizzato al Prezzo Unico Nazionale, la sostituzione di tale indice con il PUN Index GME non integra la fattispecie di variazione unilaterale dei contratti in corso di esecuzione di cui all’articolo 13, comma 1 del Codice di condotta commerciale; ciò nonostante, al fine di salvaguardare le esigenze informative dei clienti finali, sia opportuno prevedere che i venditori informino i clienti circa il nuovo indice nella prima bolletta in cui il medesimo trova applicazione; di converso, qualora il venditore decida di utilizzare, a partire dal 1 gennaio 2025, una modalità di indicizzazione differente o di modificare la struttura di prezzo (ad esempio, da variabile a fisso), dovrà informare il cliente finale con le modalità e le tempistiche previste dall’articolo 13, comma 1, del Codice di condotta commerciale;

- in riscontro alla richiesta rivolta all’Autorità di dare informazioni sulla rimozione del Prezzo Unico Nazionale attraverso i propri canali comunicativi, si debbano valutare le opportune modalità di comunicazione che meglio possano soddisfare lo scopo;
- sia infine opportuno precisare che l’Autorità continuerà a pubblicare sul proprio sito i valori a consuntivo del PUN Index GME che rileveranno per le condizioni economiche dell’offerta PLACET e del servizio a tutele gradualità;
- stante la prima ricognizione effettuata nel DCO 194/2024/R/eel e stante le ulteriori indicazioni segnalate dagli operatori in esito alla consultazione, l’utilizzo all’interno dei provvedimenti dell’Autorità del Prezzo Unico Nazionale, o equivalentemente del prezzo di valorizzazione dell’energia elettrica acquistata di cui al comma 30.4, lettera c), della deliberazione 111/06, sia da intendersi come prezzo di riferimento relativo al mercato elettrico all’ingrosso; di conseguenza sia possibile sostituire a partire dall’1 gennaio 2025 tale riferimento con il PUN Index GME che sarà calcolato da GME in continuità con il Prezzo Unico Nazionale;
- non vi siano al momento elementi sufficienti per definire i criteri per un eventuale superamento della componente compensativa; si rinviando, pertanto, le valutazioni in merito ad un successivo documento per la consultazione che sarà redatto tenendo altresì conto dell’anticipo di almeno 24 mesi auspicato da diversi operatori per minimizzare l’impatto sui contratti già stipulati con i clienti finali.

RITENUTO CHE, CON RIFERIMENTO ALL’IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE:

- per quanto riguarda le modifiche proposte al TIDE nel DCO 2024/2024/R/eel:
 - si confermino le modalità di ripartizione uniforme delle nomine sulle differenti MTU; le nomine effettuate su differenti MTU proposte da alcuni operatori non siano, infatti, praticabili in quanto richiederebbero aggiornamenti significativi alla piattaforma di nomina;
 - non si dia seguito alla introduzione di una banda minima obbligatoria per la FCR; come evidenziato da diversi operatori in esito alla consultazione, la fornitura di tale servizio può, infatti, essere efficacemente garantita da un obbligo di offerta; debba, invece, permanere la facoltà per Terna di procedere al ridispacciamento delle risorse sull’*Integrated Scheduling Process*, anche con finalità di *back-up* limitatamente ai quantitativi necessari per assicurare la copertura della quota parte di fabbisogno di FCR e riserva ultra rapida di frequenza non soddisfatta in esito alle procedure di mercato; il ridispacciamento non debba, invece, essere utilizzato per ridistribuire le risorse di FCR: per tale scopo Terna debba, invece, avvalersi della facoltà di definire perimetri di erogazione zonali;
 - si introduca una remunerazione dell’energia erogata a titolo di FCR e riserva ultra rapida di frequenza basata sui criteri di cui alla deliberazione 231/2013/R/eel; tale remunerazione debba essere volontaria e preveda la presenza di dispositivi idonei per la misura di tale energia erogata; di conseguenza, analogamente a quanto previsto per le movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, la predetta remunerazione dia luogo ad una compensazione fra

- BSP e BRP; non sia, invece, accoglibile la richiesta di diversi operatori di aggiornare i criteri di cui alla deliberazione 231/2013/R/eel per tenere conto del valore del prezzo di sbilanciamento: le differenze fra i prezzi riconosciuti alla FCR (e alla riserva ultra-rapida di frequenza) e i prezzi di sbilanciamento rientrano infatti nell'ordinario rischio di impresa dei BSP;
- si riveda il transitorio per il passaggio all'approvvigionamento della FCR a mercato, prevedendo un periodo massimo di 6 mesi (a partire dall'inizio della fase di consolidamento) per la sperimentazione delle procedure di mercato per un fabbisogno addizionale rispetto a quello coperto dagli obblighi di fornitura attualmente in essere; decorso tale periodo, Terna proceda ad una riduzione graduale della banda per giungere, entro i successivi 24 mesi, ad un approvvigionamento completamente a mercato; anche la durata di questi periodi possa essere anticipata da Terna nell'ambito del cronoprogramma incentivi;
 - tenuto conto del parere contrario della maggioranza degli operatori, non si proceda con la possibilità per Terna di prevedere la partecipazione dei BRP alle procedure di approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria che devono rimanere riservate ai titolari delle risorse connesse al sistema elettrico o ai BSP;
 - si consenta comunque a Terna di regolare con i BRP le eventuali penali per mancata erogazione del servizio di modulazione straordinaria in caso in cui tale servizio sia approvvigionato tramite asservimento obbligatorio;
 - si confermino altresì le modalità di gestione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, accogliendo la proposta di Terna di mantenere per tali impianti BSP e BRP coincidenti anche a regime;
- sia, altresì, opportuno modificare il TIDE per:
 - incorporare all'interno del corrispettivo unitario per altre partite il riferimento ai crediti non riscossi di cui alla deliberazione 5/2024/R/eel;
 - prevedere la costituzione delle UCP a cura del BRP, come ipotizzato da GME nella consultazione relativa al TIDME;
 - in caso di abilitazione obbligatoria di una unità di produzione o di consumo, consentire ai BSP di poter scegliere di abilitare tale unità singolarmente come UAS o in aggregato come UVAN, preservandone la significatività nodale.
 - si debba confermare l'avvio degli effetti del TIDE all'1 gennaio 2025; la proposta avanzata dagli operatori di posticipare tale avvio all'1 ottobre 2025, fatto salvo il solo passaggio ad un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti pari a 15 minuti in quanto non ulteriormente derogabile ai sensi del Regolamento *Balancing*, non può essere accolta in quanto la nuova versione del TIDME, recante le disposizioni attuative del TIDE relative ai compiti di GME, entrerà comunque in vigore dall'1 gennaio 2025 in quanto incorpora anche le disposizioni sul superamento del Prezzo Unico Nazionale ai sensi del decreto ministeriale 18 aprile 2024;
 - l'impatto sugli operatori legato alla nuova classificazione delle unità introdotta dal TIDE possa comunque essere minimizzato, dando mandato a Terna e GME di mantenere inalterata la codifica relativa alle unità di produzione utilizzata ai fini delle

- offerte sul mercato a pronti (quindi con portafogli aventi la stessa codifica delle unità cui si riferiscono) e sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento;
- stante comunque l'impossibilità di attuare dall'1 gennaio 2025 tutte le disposizioni del TIDE in quanto l'implementazione del Codice di Rete di Terna non sarà completata a tale data, sia opportuno confermare gli orientamenti sulla fase transitoria illustrati nel DCO 204/2024/R/eel, con le seguenti eccezioni:
 - mantenimento in essere delle medesime tipologie di unità di produzione di cui alla deliberazione 111/06 al fine di facilitare il mantenimento delle codifiche delle unità;
 - mantenimento in essere di unità di consumo senza limiti di prelievo con conseguente posticipo dell'introduzione delle UCP, in coerenza con quanto richiesto da Terna in esito alla consultazione;
 - abilitazione automatica (e non più solo su richiesta) come UAS delle unità di produzione abilitate nell'ambito del progetto pilota UPR al fine di preservare il contributo di queste unità all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali;
 - assenza di UnAP di prelievo come auspicato dagli operatori in esito alla consultazione;
 - a differenza di quanto prospettato in consultazione, la fase transitoria debba perdurare fino all'1 febbraio 2026 al fine di consentire a Terna di completare l'aggiornamento di tutte le disposizioni del Codice di Rete impattate dal TIDE;
 - la fase successiva all'1 febbraio 2026 debba essere ulteriormente differenziata in:
 - fase di consolidamento in cui trovano applicazione tutte le disposizioni del TIDE ad eccezione dell'approvvigionamento a mercato della FCR e di alcune disposizioni relative agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;
 - fase di regime in cui trovano applicazione tutte le disposizioni del TIDE; tale fase decorrerà da una data identificata da Terna;
 - in sintesi, pertanto, il TIDE debba essere implementato come segue:
 - 1 gennaio 2025: inizio dell'attuazione in modalità transitoria, con applicazione del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti a 15 minuti, dell'articolazione dei mercati dell'energia (che si pone in continuità con quanto già in essere) e della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale per le singole unità; tutte le unità di produzione abilitate ai sensi della deliberazione 111/06 e del progetto UPR rimangono abilitate come UAS con coincidenza fra BSP e BRP, mentre le UVAM sono trasformate in UVAZ con mantenimento delle regole previste nel progetto pilota UVAM;
 - 1 febbraio 2026: inizio della fase di consolidamento del TIDE con attuazione di tutte le disposizioni ad eccezione dell'approvvigionamento a mercato della FCR, che è avviato solo a titolo sperimentale con fabbisogno addizionale rispetto agli obblighi di fornitura previsti dall'attuale Codice di Rete, e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali per i quali BRP assume la qualifica di BSP fino a fine 2026;
 - 1 agosto 2026: inizio della seconda fase del transitorio relativo alla FCR, con riduzione della banda legata agli obblighi di fornitura e incremento della quota di fabbisogno approvvigionata a mercato;

- 1 gennaio 2027: da tale data si attua la separazione potenziale fra BSP e BRP per gli impianti essenziali; per gli impianti in regime ordinario o in regime di reintegrazione dei costi le funzioni di BRP e quelle di BSP sono svolte dallo stesso soggetto per facilitare la gestione in capo a Terna;
- 1 agosto 2028: eliminazione completa degli obblighi di fornitura della FCR con approvvigionamento interamente a mercato.
- quanto sopra prospettato rappresenti il termine ultimo entro cui le varie disposizioni del TIDE debbano trovare applicazione; nel cronoprogramma previsto nell'ambito del sistema di incentivazione del dispacciamento, come prospettato nel DCO 174/2024/R/eel (di seguito: cronoprogramma incentivi), Terna potrà comunque proporre anticipazioni anche solo in relazione ad alcuni temi;
- si debbano rivedere i criteri per la proposta del servizio di riduzione dei prelievi rispetto a quanto prospettato in consultazione; più nel dettaglio, il servizio debba rimanere notificato entro il secondo giorno antecedente a quello oggetto di riduzione, ma debba essere configurato come servizio di natura emergenziale legato al rischio di scarsità di risorse in determinate condizioni di esercizio del sistema elettrico senza costituire né un approvvigionamento a termine di servizi ancillari nazionali globali, come prospettato invece dal DCO 204/2024/R/eel, né rientrare nei servizi di modulazione straordinaria come richiesto da Terna (poiché rischierebbe di essere un duplicato del servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire);
- al fine di stimolare la riduzione degli acquisti già sul MGP, il servizio di riduzione dei prelievi non dia adito ad alcuna compensazione per il BRP;
- sia infine opportuno ribadire che le UVAZ, in quanto aventi per definizione perimetro zonale, possano essere abilitate ai soli servizi di bilanciamento (che per loro natura hanno perimetro zonale) e non possano, quindi, partecipare all'*Integrated Scheduling Process* (che, invece, è basato su un modello nodale); Terna tenga conto del loro contributo al bilanciamento del sistema secondo approcci di carattere statistico ; i margini riservati in esito alla fase ex-ante dell'*Integrated Scheduling Process* siano da intendersi al netto di tale contributo statistico;
- la pubblicazione del modello di rete rilevante e delle informazioni relative all'*Integrated Scheduling Process* sia fondamentale per assicurare trasparenza con gli operatori in relazione all'esito del mercato; non sia, pertanto, accoglibile la richiesta di Terna di non pubblicare tali informazioni; i dati relativi all'*Integrated Scheduling Process* nella fase transitoria possano comunque essere pubblicati entro due mesi dal termine della fase stessa;
- sia compito di Terna definire le modalità di coordinamento TSO/DSO da applicarsi in ambito TIDE e proporle per approvazione all'Autorità nell'ambito del Codice di Rete; fino a tale data trovi applicazione quanto già approvato con la deliberazione 484/2023/R/eel con facoltà per Terna di proporre modifiche, qualora necessarie per il raccordo con le fasi di implementazione del TIDE;
- si confermi la ridefinizione del ruolo del *TIDE Stakeholder Group* come prospettata nel DCO 204/2024/R/eel, assicurando un maggiore coinvolgimento degli operatori nella definizione del calendario degli incontri e della relativa agenda.

RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:

- rivedere le tempistiche per l'invio dell'aggiornamento del TIDME, del Regolamento PCE e del Codice di rete; in particolare GME sia tenuto a completare le attività di propria competenza entro il 15 ottobre 2024, mentre Terna sia tenuta a fornire una prima proposta di aggiornamenti entro il 15 novembre 2024;
- sospendere temporaneamente la revisione dei modelli e dell'algoritmo di ottimizzazione sull'*Integrated Scheduling Process* al fine di consentire a Terna di svolgere dovuti approfondimenti in merito e proporre nell'ambito del cronoprogramma incentivi soluzioni differenti da quelle prospettate nel TIDE, purché debitamente motivate e con efficacia adeguatamente dimostrata

DELIBERA

1. di sostituire il TIDE, Allegato A alla deliberazione 345/2023/R/eel, con l'Allegato A al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di rendere disponibile agli operatori anche una versione del TIDE corredata da note esplicative;
3. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia (DIME) dell'Autorità per l'aggiornamento e l'ampliamento delle note esplicative di cui al punto precedente, qualora necessario, anche al fine di dare seguito a eventuali richieste di chiarimento degli operatori;
4. di rendere disponibile agli operatori un documento di confronto fra la versione del TIDE approvata con la deliberazione 345/2023/R/eel e quella (Allegato A) approvata con il presente provvedimento;
5. di confermare che il TIDE abbia effetti dall'1 gennaio 2025 secondo il transitorio e con le eccezioni delineate nel testo stesso;
6. di prevedere che, con riferimento ai contratti di mercato libero in corso di esecuzione (inclusi quelli aventi a oggetto le offerte PLACET) che prevedono l'indicizzazione al PUN della componente del prezzo a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica, i venditori informino i propri clienti circa la sostituzione del Prezzo Unico Nazionale con il PUN Index GME nella prima bolletta in cui il nuovo indice trova applicazione;
7. di prevedere che, a decorrere dall'1 gennaio 2025, nei provvedimenti dell'Autorità, ivi inclusi quelli relativi alla determinazione del prezzo a copertura dei costi di acquisto di energia elettrica dei servizi di ultima istanza di energia elettrica e dell'Offerta PLACET e fermo restando quanto sarà deciso con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in merito ai corrispettivi del servizio di salvaguardia per il prossimo periodo di erogazione, il riferimento o l'indicizzazione al Prezzo Unico Nazionale o al prezzo di valorizzazione dell'energia sul mercato all'ingrosso di cui al comma 30.4, lettera c), della deliberazione dell'Autorità 111/06 sia da sostituire con il riferimento o l'indicizzazione al PUN Index GME;

8. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell’Autorità www.arera.it.

23 luglio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini