

DELIBERAZIONE 30 LUGLIO 2024

325/2024/R/EEL

**PRIME DISPOSIZIONI PER LA RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEL SETTLEMENT ELETTRICO
A DECORRERE DAL 2026 E AGGIORNAMENTO DEL TESTO INTEGRATO SETTLEMENT (TIS),
PER L'ANNO 2025**

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

Nella riunione 1305^a del 30 luglio 2024

VISTI:

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018 (di seguito: direttiva 2018/2001);
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 2019/944);
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- la legge 4 agosto 2017, n. 124, ed in particolare l'articolo 1, comma 60 (di seguito: legge 124/17);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito con modificazioni dalla legge 13 agosto 2010, n. 129;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni dalla legge 24 marzo 2012, n. 27;
- il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152 convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto-legge 152/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, di recepimento della direttiva 2018/2001 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, di recepimento della direttiva 2019/944;

- il decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n.6 (di seguito: decreto-legge 176/22);
- il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con la legge 2 febbraio 2024, n. 11 (di seguito: decreto-legge 181/23);
- il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica del 17 maggio 2023;
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, recante “Condizioni per l’erogazione del pubblico servizio del dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento” approvato con la deliberazione 30 luglio 2009 dell’Autorità, ARG/elt 107/09 (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 17 dicembre 2015, 628/2015/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 8 marzo 2016, 87/2016/R/eel, recante “Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102” (di seguito: deliberazione 87/2016/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2016, 358/2016/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2017, 594/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 19 ottobre 2017, 700/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel e i relativi allegati;
- il Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2022-2025 (di seguito: Quadro strategico 2022-2025), approvato con la deliberazione 13 gennaio 2022, 2/2022/A;
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 109/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 121/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 4 ottobre 2022, 473/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2022, 698/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel (di seguito: di seguito deliberazione 336/2023/R/eel);
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: di seguito deliberazione 345/2023/R/eel) recante Testo integrato del dispacciamento elettrico (di seguito: TIDE);
- il “Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza” approvato con la deliberazione 4 agosto 2023, 362/2023/R/eel (di seguito: (di seguito: TIV);

- la deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 600/2023/R/eel);
- il “Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell’attività di misura (6PRDe)” approvato con la deliberazione 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel (di seguito: TIME);
- il “Testo integrato delle disposizioni per le prestazioni patrimoniali imposte e i regimi tariffari speciali” approvato con la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com (di seguito: TIPPI);
- il documento per la consultazione 30 aprile 2015, 202/2015/R/eel;
- il documento per la consultazione 20 dicembre 2022, 705/2022/R/eel;
- il documento per la consultazione 16 maggio 2023, 212/2023/R/eel;
- il documento per la consultazione 3 agosto 2023, 377/2023/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 377/2023/R/eel), e le relative osservazioni ricevute;
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004.

CONSIDERATO CHE:

- la legge 481/95 attribuisce all’Autorità poteri di regolazione e controllo sull’erogazione dei servizi di pubblica utilità del settore elettrico, anche al fine di promuovere la concorrenza, l’efficienza dei servizi in condizioni di economicità e di redditività, favorendo al contempo la tutela degli interessi di utenti e di consumatori;
- il decreto legislativo 79/99 ha disposto che l’attività di dispacciamento sia riservata allo Stato ed attribuita in concessione a Terna S.p.A. (di seguito: Terna) e che l’Autorità fissi le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete, tra l’altro, l’imparzialità e la neutralità del servizio di dispacciamento perseguendo l’obiettivo della più efficiente utilizzazione dell’energia elettrica prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale, compatibilmente con i vincoli tecnici delle reti;
- la legge 129/10 prevede che sia istituito, presso l’Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: AU), un Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell’energia elettrica e del gas naturale, basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali (di seguito Registro Centrale Ufficiale o RCU);
- la legge 27/12 prevede che il SII sia finalizzato anche alla gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas naturale;
- il decreto legislativo 199/21, all’articolo 36, prevede che l’Autorità definisca le modalità con le quali i dati di misura dell’energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili oggetto di incentivazione confluiscono all’interno del SII;
- la legge 124/17 (come da ultimo modificata dal decreto-legge 176/22) ha disposto un percorso di rimozione graduale della tutela di prezzo, prevista dall’articolo 1 del decreto-legge 73/07 per i clienti domestici e le piccole imprese, che ha comportato l’esclusione dal servizio di maggior tutela delle piccole imprese (gennaio 2021), poi

delle microimprese (aprile 2023) ed infine dei clienti domestici non vulnerabili (luglio 2024);

- il decreto-legge 181/23, con riferimento ai clienti vulnerabili, ha disposto che “*a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela*” AU svolga, secondo modalità stabilite dall’Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell’energia elettrica all’ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità;
- a partire dal 1 gennaio 2025, in attuazione di quanto disposto dall’articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195, sarà necessario prevedere che il periodo temporale rilevante per il *settlement* degli sbilanciamenti (*Imbalance Settlement Period - ISP*) sia pari al quarto d’ora con la conseguente necessità di far sì che anche ai fini del *settlement* i dati di misura siano trattati a livello quart’orario.

CONSIDERATO CHE:

- l’Autorità, nel regolamentare le modalità di erogazione del servizio di dispacciamento, con il TIS ha disciplinato le modalità di determinazione, da parte di Terna, delle partite fisiche ed economiche relative all’erogazione del servizio di dispacciamento (*settlement*);
- per la suddetta finalità il TIS, partendo dalle diverse tipologie di apparecchiature di misura (di seguito: AdM) installate nei punti di prelievo e di immissione di energia elettrica e in considerazione del diverso livello di granularità dei dati di misura (dati rilevati quart’orari, orari, per fascia o monorari) e di periodicità con cui il gestore di rete è in grado di acquisire i suddetti dati (acquisizione giornaliera, mensile, annuale), ha definito una architettura basata su:
 - a) sessioni di *settlement* mensile finalizzate a determinare le partite fisiche ed economiche relative all’energia elettrica prelevata o immessa in rete da ciascun utente del dispacciamento (UdD) nel mese precedente;
 - b) due sessioni di *settlement* semestrali (SEM 1 e SEM 2) finalizzate a determinare le partite economiche insorgenti dalle rettifiche di *settlement* (cioè le rettifiche ai dati di misura pervenute entro il 10 maggio dell’anno successivo a quello di competenza) apportate ai dati relativi all’energia elettrica immessa e prelevata;
 - c) una sessione annuale funzionale a determinare le partite economiche relative ai conguagli annuali per i punti di prelievo non trattati su base oraria diversi dall’illuminazione pubblica (conguaglio *load profiling*);
 - d) una sessione annuale funzionale a determinare le partite economiche relative ai conguagli annuali per i punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica non trattati su base oraria (conguaglio annuale per l’illuminazione pubblica);
 - e) una sessione annuale per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive (cioè, le rettifiche ai dati di misura pervenute successivamente al 10 maggio dell’anno successivo a quello di competenza) apportate ai dati relativi all’energia elettrica immessa e prelevata.

Le sessioni annuali di conguaglio di cui alle lettere c), d), ed e), si svolgono con le stesse tempistiche di svolgimento della sessione di *settlement* semestrale SEM 2;

- ai fini dello svolgimento delle diverse sessioni in cui è articolato il *settlement*, il TIS dispone che:
 - nell'ambito delle sessioni di *settlement* mensile di cui alla precedente lettera a), l'energia elettrica prelevata o immessa da ciascun UdD sia determinata su base oraria considerando:
 - i. i dati di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa messi a disposizione dai responsabili, ai sensi del TIME, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale, nel caso di punti di immissione e/o di prelievo per i quali i dati di misura dell'energia elettrica sono rilevati con granularità quart'oraria o oraria (punti trattati orari);
 - ii. i dati di misura dell'energia elettrica immessa come messi a disposizione dai responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale previa profilazione oraria piatta per fascia o per mese, nel caso dei punti di immissione per i quali i dati di misura dell'energia elettrica sono rilevati per fascia o monorari (punti di immissione profilati orari);
 - iii. una determinazione convenzionale del prelievo di un determinato mese basata sull'utilizzo di dati di prelievo relativi ad un periodo pregresso (il terzo mese antecedente per i prelievi degli impianti di illuminazione pubblica e lo stesso mese dell'anno precedente per gli altri prelievi) e una profilazione convenzionale basata sugli orari convenzionali di accensione e spegnimento degli impianti di illuminazione pubblica nel caso dei punti di prelievo relativi ad impianti di illuminazione pubblica (IP) per i quali i dati di misura dell'energia elettrica sono rilevati per fascia o monorari ovvero una profilazione convenzionale determinata in base alla metodologia del *load profiling* per area nel caso degli altri punti di prelievo per i quali i dati di misura dell'energia elettrica sono rilevati per fascia o monorari (punti di prelievo non trattati orari);
 - nell'ambito delle due sessioni semestrali di *settlement* di cui alla precedente lettera b), siano gestite le rettifiche di *settlement* relative ai punti trattati orari e ai punti di immissione profilati orari;
 - le rettifiche tardive relative ai punti trattati orari o ai punti di immissione profilati orari, nonché ai punti di prelievo non trattati orari siano gestite nell'ambito della sessione annuale di cui alla precedente lettera e), con la conseguente determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche tardive dei punti trattati orari o profilati orari, dei conguagli tardivi di *load profiling* e per l'IP;
 - l'energia elettrica prelevata e/o immessa da ciascun punto di prelievo e/o immissione, sia incrementata di un fattore percentuale fissato nella Tabella 4 del TIS per tener conto delle perdite tecniche e commerciali di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione;

- la metodologia del *load profiling* per area adottata per determinare in via convenzionale, nell'ambito del *settlement* mensile, l'energia elettrica da attribuire a ciascun UdD per i punti di prelievo non trattati orari diversi dall'IP inclusi nel proprio contratto di dispacciamento, consiste ne:
 - l'individuazione, in un'area di prelievo stabilita, del Profilo Residuo di Area o PRA (pari alla differenza fra l'energia elettrica complessivamente immessa in ciascuna ora nell'area e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo trattati orari e dai punti di prelievo corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica non trattati orari);
 - la conseguente attribuzione convenzionale di una quota del PRA al singolo UdD tramite l'utilizzo di specifici coefficienti di ripartizione del prelievo degli UdD (CRPU) calcolati dal SII per ogni UdD diverso da AU come sommatoria dei CRPP (coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo) determinati mensilmente dalle imprese distributrici. I CRPP identificano l'incidenza dell'energia elettrica prelevata da ciascun punto di prelievo nello stesso mese e in ciascuna fascia oraria dell'anno precedente rispetto a quella complessivamente prelevata nel medesimo periodo da tutti i punti di prelievo non trattati orari diversi dai punti di prelievo corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica;
 - l'attribuzione ad AU, in ciascuna area di riferimento, della quota di PRA che non viene attribuita agli altri UdD (quota residuale e complementare calcolata di fatto attribuendo ad AU un CRPU che è pari alla differenza fra uno e la somma dei CRPU degli altri UdD operanti nella medesima area);
- la determinazione in via residuale dell'energia elettrica approvvigionata da AU (sia nell'ambito del *settlement* mensile che delle sessioni di conguaglio di *load profiling*) comporta che AU non approvvigioni esclusivamente l'energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela, ma anche una serie di partite residuali di energia elettrica:
 - l'energia elettrica corrispondente agli usi propri della trasmissione e della distribuzione;
 - la differenza tra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard determinate tramite l'applicazione dei coefficienti di cui alla tabella 4 del TIS (Δ Perdite) che tengono conto sia delle perdite di natura tecnica che di natura commerciale;
 - la differenza di energia oraria tra il profilo effettivo dell'energia elettrica immessa tramite punti non trattati orari e il profilo piatto per fasce o piatto per mese convenzionalmente attribuito a tale energia elettrica ai sensi del TIS;
 - la differenza di energia per la profilazione convenzionale dell'IP;
 - i disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi;conseguentemente sono stati definiti con il TIV specifici meccanismi di perequazione (meccanismo di perequazione degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e delle perdite di rete) finalizzati, tra l'altro, anche a riallocare i costi di

approvvigionamento dell'energia elettrica non strettamente di pertinenza del servizio di maggior tutela a tutti i clienti finali;

- l'attuale architettura del TIS prevede, infine, che, ai fini della gestione del *settlement* e della connessa attività di aggregazione delle misure, Terna si avvalga della collaborazione del SII e delle imprese distributrici che sono tenuti a comunicare i dati indispensabili per lo svolgimento delle sopraccitate sessioni secondo le modalità e le tempistiche definite nel TIS;
- negli anni, la progressiva centralizzazione nel SII di attività svolte originariamente dalle imprese distributrici ha spostato prevalentemente in capo al SII le attività previste dal *settlement* di messa a disposizione e aggregazione delle misure dell'energia elettrica prelevata, lasciando alle imprese distributrici esclusivamente le attività di profilazione e messa a disposizione delle misure delle immissioni, le attività di profilazione e messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati orari corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica, le attività connesse al calcolo e alla messa a disposizione dei CRPP e del PRA e le attività connesse all'aggregazione e alla messa a disposizione delle misure dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo non trattati orari ai fini della determinazione dei conguagli annuali e tardivi di *load profiling* e per l'illuminazione pubblica;
- per la remunerazione delle attività svolte ai fini dell'aggregazione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati orari, il TIS prevede il riconoscimento, a ciascuna impresa distributtrice, di un corrispettivo, determinato mensilmente in acconto, che tiene conto del numero di punti di prelievo non trattati orari e del numero di UdD presenti nell'ambito territoriale delle medesima impresa distributtrice (corrispettivi di cui all'articolo 15 del TIS); tale corrispettivo è rivisto a conguaglio in base alla bontà del processo di aggregazione secondo quanto previsto dalla regolazione incentivante delle misure definita al Titolo VI del TIS.

CONSIDERATO CHE:

- il combinato disposto di quanto previsto dal TIME, ai fini della regolazione del servizio di trasporto nonché ai fini del *settlement*, e dal TIS, ai fini dell'attività di aggregazione (attività ricompresa nel *settlement*), fa sì che ciascuna impresa distributtrice, in qualità di soggetto che eroga il servizio di misura, metta, tra l'altro, a disposizione:
 - del SII:
 - i. entro il giorno cinque del mese immediatamente precedente, l'energia elettrica oraria convenzionale attribuita nel mese successivo a ciascun punto di prelievo corrispondente ad un impianto di illuminazione pubblica non trattato su base oraria;
 - ii. con frequenza giornaliera, secondo tempistiche coerenti con i livelli attesi di performance definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel, i dati di misura di energia elettrica prelevata e di energia elettrica immessa negativa (EIN)

- relativi ai punti trattati orari che insistono nel proprio ambito territoriale e che abbiano installato un misuratore 2G;
- iii. entro il giorno cinque di ciascun mese, i dati di misura di energia elettrica prelevata e di EIN del mese precedente relativi ai punti trattati orari che insistono nel proprio ambito territoriale diversi da quelli di cui al precedente alinea;
 - iv. entro il giorno venti di ciascun mese i dati di misura di energia elettrica prelevata nel mese precedente relativi ai punti non trattati orari che insistono nel proprio ambito territoriale;
- di Terna entro il giorno quindici di ciascun mese, i dati di misura di energia elettrica immessa relativa sia ai punti trattati orari (inclusi i dati di misura dell'EIN) che ai punti non trattati orari (punti di immissione profilati orari) afferenti al mese precedente;
 - il TIME, inoltre, assegna a Terna la responsabilità delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e prelevata nel caso di utenti della rete rilevante (tutte le reti AT e AAT), prevedendo, in particolare, che Terna metta a disposizione delle imprese distributrici competenti, entro il terzo giorno lavorativo di ciascun mese (o per casi residuali entro il quarto), la registrazione dei predetti dati rilevati ovvero ricostruiti ovvero stimati, nonché, ove previsto, dei dati della EIN afferenti al mese precedente, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte delle medesime imprese distributrici, degli adempimenti amministrativi di competenza, inclusi gli obblighi di messa a disposizione nei confronti del SII;
 - le disposizioni del TIME, infine, in merito alla disponibilità dei dati di misura non prevedono la messa a disposizione al SII o a Terna dei dati di misura dell'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessioni fra reti. Questi dati sono, invece, scambiati bilateralmente tra i gestori di rete e con CSEA per gli adempimenti amministrativi di competenza connessi alla regolazione del servizio di trasporto, alla determinazione del PRA e alla regolazione dei meccanismi di perequazione.

CONSIDERATO CHE:

- la suddetta regolazione in materia di *settlement* fu adottata in ragione del fatto che quando entrò in vigore il TIS:
 - il numero di punti trattati orari era un insieme residuale e, peraltro, la maggior parte dei punti era per lo più rilevata manualmente e non da remoto, con la conseguenza di avere i dati di misura disponibili con cadenze anche più lunghe rispetto a quella mensile;
 - i volumi approvvigionati da AU in qualità di Udd dei clienti finali serviti in maggior tutela erano tali da permettere ad AU di svolgere anche il compito di approvvigionatore delle partite di energia elettrica residuali ricomprese nel PRA (in quanto trascurabili rispetto al totale di energia elettrica approvvigionata per la maggior tutela);

- dall'entrata in vigore del TIS il contesto di riferimento è notevolmente mutato per effetto delle innovazioni normative e regolatorie in materia di *meter reading*, regimi di tutela e dispacciamento intervenute successivamente alla sua adozione; in particolare:
 - ad oggi è preponderante la disponibilità di dati di misura quart'orari o orari con cadenza giornaliera o al più mensile;
 - il servizio di maggior tutela dal 1 luglio 2024 è riservato esclusivamente ai clienti vulnerabili con la conseguente migrazione di tutti gli altri utenti verso il libero mercato e la conseguente sensibile riduzione dei volumi di energia elettrica approvvigionati da AU;
 - con la deliberazione 345/2023/R/eel, l'Autorità, ha approvato il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che ha innovato il quadro regolatorio del servizio di dispacciamento con effetti dal 1 gennaio 2025 prevedendo, tra l'altro, di attuare da tale data il passaggio all'ISP a 15 minuti;
- l'Autorità nell'ambito dell'obiettivo del Quadro Strategico 2022-2025 "OS.21 Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica" (di seguito: obiettivo strategico OS.21), con riferimento alla Linea di intervento 21.e, ha previsto un percorso di adeguamento e riforma della regolazione del *settlement* per tenere conto delle suddette innovazioni intercorse negli anni;
- in tale ottica, nell'ambito del richiamato obiettivo strategico, con la deliberazione 336/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti atti a riformare la disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete al fine di consentire:
 - a) una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di superare il ruolo di operatore residuale del sistema elettrico in capo ad AU;
 - b) una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
 - c) la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;
 - d) la variazione su base giornaliera dell'UdD abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;
 - e) un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
 - f) una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti,indicando nel 31 luglio 2024 il termine di conclusione del suddetto procedimento in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la su menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete e nel 31 dicembre 2025 il

termine di conclusione del procedimento in relazione al completamento dell'attività regolatoria finalizzata a definire le modalità di integrazione nel SII di quanto disposto dalla nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 336/2023/R/eel, con il documento per la consultazione 377/2023/R/eel l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in merito ad un primo sottoinsieme di interventi prioritari di modifica della disciplina del *settlement* funzionali a:
 - attuare quanto indicato nel suddetto avvio di procedimento e riportato alla lettera a) del precedente considerato;
 - implementare a partire dal 1 gennaio 2025 un *settlement* quart'orario in attuazione di quanto disposto dall'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 e dal TIDE;
 - consentire un'integrazione sinergica dell'evoluzione della disciplina del *settlement* con gli interventi afferenti alla gestione all'interno del SII della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili ai sensi di quanto previsto dall'articolo 36 del decreto legislativo 199/21;
 - ottimizzare gli obblighi informativi e di monitoraggio a carico dei diversi soggetti associati alle modifiche di cui ai precedenti alinea;
- più nello specifico, con il suddetto documento per la consultazione, l'Autorità ha prospettato, nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* elettrico, che:
 1. le sessioni di *settlement* si basino su un ISP quart'orario e utilizzino sempre tutti i dati di misura effettivi disponibili rilevati al quarto d'ora o eventualmente profilati quart'orari; pertanto anche i dati di misura effettivi relativi ai punti non trattati orari (IP e altri punti di prelievo) siano utilizzati nelle sessioni di *settlement* mensile, semestrali e nella sessione annuale per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive; conseguentemente, verrebbe meno l'utilizzo dei dati storici relativi ad un periodo pregresso e la necessità di sessioni di conguaglio annuale e tardivo di *load profiling* e per l'IP;
 2. siano gestiti nell'ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi all'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra le reti dei diversi gestori al fine di:
 - i. poter calcolare per ciascun gestore di rete e per ciascuna zona di mercato l'energia elettrica immessa nella propria rete e prelevata da essa e conseguentemente l'energia elettrica residuale (ER) associata a ciascun gestore di rete in ciascuna zona di mercato (differenza fra l'energia elettrica immessa e prelevata da una rete di distribuzione o dalla RTN in relazione ad una determinata zona di mercato), così da poter allocare ad esso, in via diretta o indiretta, le partite residuali di energia elettrica (nella nuova disciplina, la ER è composta dal differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard, dal differenziale fra il profilo reale e il profilo

- convenzionale dei prelievi e delle immissioni non rilevate al quarto d'ora, dall'energia elettrica relativa agli usi propri non misurabili e dai disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi);
- ii. pervenire ad un'unificazione della gestione dei dati di misura da utilizzare per le diverse finalità regolatorie (fatturazione del trasporto, regolazione delle perdite di rete e regolazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento);
 3. per la profilazione quart'oraria dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati orari diversi dall'IP, si utilizzi il medesimo criterio semplificato di profilazione attualmente in uso per i punti di immissione profilati orari (profilazione piatta per fascia o per mese), ciò anche in ragione del numero sempre più esiguo di punti non trattati orari;
 4. tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico, siano essi relativi ai punti di prelievo (ivi inclusi quelli associati agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) e/o di immissione e ai punti di interconnessione, siano incrementati del valore delle perdite standard mediante l'utilizzo dei coefficienti di cui alla Tabella 4 del TIS opportunamente rivisti al fine di considerare esclusivamente i fattori percentuali definiti per le perdite tecniche ed escludere le perdite commerciali (le perdite commerciali diventeranno, pertanto, parte integrante dell'ER);
 5. anche in ragione del superamento del servizio di maggior tutela, tutta l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata dai singoli gestori di rete in luogo di AU, mediante la stipula di un contratto di fornitura sul libero mercato (qualora vi siano punti di prelievo non ancora misurati, ma misurabili, e/o non censiti nel SII siano messe in atto le necessarie attività funzionali a permettere l'accesso al mercato dei predetti punti), mentre l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione non misurabile sia ricompresa nell'ER; e che, in coerenza con tali previsioni, l'Autorità provveda ad effettuare la revisione del relativo meccanismo di perequazione di cui al TIV;
 6. l'ER sia approvvigionata direttamente dai gestori di rete sul mercato libero, anche mediante il ricorso a un *trader* ovvero che il compito di approvvigionare l'ER sia demandato a Terna e, ai fini della copertura dei relativi costi, sia introdotto un corrispettivo a carico dei gestori di rete, rimandando poi ad un successivo documento per la consultazione (attinente alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete) la definizione delle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete;
 7. i termini di messa a disposizione al SII dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata per i punti di misura non trattati orari, siano essi punti di prelievo e/o di immissione o punti di interconnessione, siano anticipati al 7 del mese successivo a quello a cui i dati si riferiscono e che sia introdotto l'obbligo di

- messa a disposizione, con cadenza mensile, del dato di misura stimato per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW;
8. tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico, siano essi relativi ai punti di prelievo (ivi inclusi quelli associati agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) e/o di immissione e ai punti di interconnessione, siano a regime gestiti in modo unificato nel SII che si occuperà della profilazione quart'oraria dei dati non quart'orari e, a regime, potrà anche determinare l'ER associata a ciascun gestore di rete nonché svolgere, per conto di Terna, l'intera attività di aggregazione dei dati di misura (con il conseguentemente venir meno dell'esigenza di riconoscere alle imprese distributrici il corrispettivo di aggregazione delle misure di cui all'articolo 15 del TIS e di mantenere la connessa regolazione incentivante);
- il documento per la consultazione 377/2023/R/eel delinea, infine, un percorso di attuazione suddiviso sostanzialmente in tre fasi principali:
 - una *fase propedeutica al superamento del servizio di maggior tutela* da attuarsi antecedentemente al mese di gennaio 2025; ne sono, tuttavia, decaduti i presupposti a seguito degli interventi legislativi e normativi in materia che hanno previsto che AU continui a svolgere il ruolo di soggetto approvvigionatore dell'energia elettrica destinata ai clienti vulnerabili;
 - una *fase di avvio della nuova disciplina* da attuarsi secondo modalità semplificate a partire da gennaio 2025 in cui:
 - i. il SII gestisce esclusivamente i dati relativi all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo messi a disposizione dalle imprese distributrici, effettuando le attività di profilazione dei prelievi non rilevati al quarto d'ora e di aggregazione dei dati di misura di energia elettrica prelevata per UdD, per gestore di rete e per zona di mercato;
 - ii. i dati di misura relativi alle immissioni e agli scambi nei punti di interconnessione sono transitoriamente gestiti da Terna che provvede alla determinazione dell'ER per gestore di rete e zona di mercato e al completamento dell'attività di aggregazione;
 - iii. il SII e Terna, per quanto di propria competenza, rendono disponibili a CSEA i dati delle misure funzionali all'attività di perequazione delle perdite di rete;
 - una *fase di regime* da attuarsi a conclusione di tutte le attività funzionali alla gestione di tutti i dati di misura nel SII, inclusi pertanto anche quelli relativi alle immissioni.

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- in risposta al documento per la consultazione 377/2023/R/eel sono pervenute osservazioni da parte di 7 operatori, 3 associazioni loro rappresentative e Terna. In via generale tutti gli *stakeholder* hanno condiviso le motivazioni addotte dall'Autorità e le linee di intervento prospettate, nonché i criteri proposti nel documento per la consultazione per superare la disciplina del *load profiling* e la

gestione dei dati di misura non rilevati al quarto d'ora e per la determinazione dell'ER per gestore di rete e zona di mercato;

- in relazione ai singoli aspetti di dettaglio alcuni *stakeholder* hanno sollevato alcune criticità e/o proposte alternative. In particolare, in merito a:
 - il *passaggio al trattamento quart'orario dei dati di misura*: alcuni soggetti hanno evidenziato la necessità di prevedere che anche i flussi di misura scambiati tra le imprese distributrici e il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (di seguito: GSE) e fra le imprese distributrici e Terna siano adeguati al fine di contemplare misure con dettaglio quart'orario;
 - le *modalità di profilazione dei dati di misura dei punti di prelievo non trattati orari*: pur condividendo l'intento di semplificare e superare la metodologia del *load profiling*, alcuni *stakeholder* hanno suggerito di valutare modalità di profilazione che possano approssimare meglio la distribuzione nel tempo dei prelievi al fine di limitare il più possibile gli effetti distorsivi che un profilo piatto attribuito ai prelievi non orari potrebbe generare sull'approvvigionamento della ER prevedendo, ad esempio, la definizione da parte dell'Autorità di curve standard per segmento di clientela ovvero attribuendo ai punti di prelievo non trattati orari diversi dalla IP il profilo dei punti trattati orari aventi caratteristiche simili presenti nella stessa zona;
 - la *revisione dei coefficienti di perdita standard di cui alla Tabella 4 del TIS*: alcuni degli intervenuti, seppur condividendo la proposta, hanno sottolineato l'importanza di conoscere quanto prima i fattori standard di perdita per poterne tener conto nell'operatività sui mercati a termine;
 - le *modalità di approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e della distribuzione*: diversi soggetti hanno evidenziato la necessità di procedere al censimento nel SII dei relativi punti di prelievo (molti punti anche se misurati e dotati di POD non sono censiti, molti altri sono privi di misura, ma misurabili) e di tener conto del fatto che esistono molti prelievi da usi propri attualmente non misurati e, in molti casi, non misurabili, facilmente stimabili (si pensi ad esempio ai consumi degli apparati di telegestione e telecontrollo presenti nelle cabine secondarie) e per i quali sarebbe inefficiente procedere al censimento nel SII e alla misurazione diretta. La maggior parte degli intervenuti alla consultazione ritiene peraltro essenziale che tutti i costi correlati agli usi propri della trasmissione siano interamente posti a carico di Terna, che, in continuità con le disposizioni vigenti in materia, non siano applicati i corrispettivi di trasporto e le relative maggiorazioni all'energia elettrica prelevata per gli usi propri e che sia previsto il pieno recupero dei costi sostenuti;
 - le *modalità di approvvigionamento dell'ER e di attribuzione dei relativi costi*: molti degli intervenuti alla consultazione hanno rappresentato la difficoltà di definire compiutamente una posizione sul tema in assenza di un quadro certo in merito alle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti, richiedendo che si affrontino congiuntamente, nell'ambito di una futura consultazione, sia il tema delle modalità con cui i gestori di rete approvvigionano l'energia elettrica per gli usi propri e l'ER, sia il tema della revisione dei meccanismi di perequazione

finalizzati al riconoscimento dei suddetti costi di approvvigionamento; per tali ragioni alcuni degli intervenuti non hanno espresso una preferenza definitiva in merito al soggetto cui dovrebbe essere affidata la responsabilità dell'approvvigionamento dell'ER, mentre altri hanno espresso la preferenza verso la soluzione che prevede l'approvvigionamento diretto da parte del gestore di rete per il tramite di un *trader* del mercato libero;

- la *revisione delle tempistiche di messa a disposizione dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata per i punti di misura non trattati orari*: le imprese distributrici e le relative associazioni di categoria hanno ritenuto eccessivamente sfidante la data proposta proponendo, in alternativa, che il termine per l'invio dei dati sia posto tra il 10 e il 15 del mese $m+1$;
- l'*aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata*: la maggior parte degli *stakeholder* condivide l'intento generale di spostare interamente tutta l'attività nel SII, sottolineando, però, l'esigenza di consentire ai gestori di rete di verificare ed eventualmente correggere i dati rilevanti per la determinazione e gestione dell'ER; alcuni intervenuti hanno, inoltre, rappresentato l'esigenza di non eliminare il corrispettivo versato dagli Udd per l'attività di aggregazione delle misure dato che le imprese distributrici potrebbero avere la necessità di effettuare comunque, a scopo di verifica e correzione di eventuali errori, il calcolo dell'ER; sul tema si registra, inoltre, la posizione di Terna che ritiene preferibile gestire direttamente le anagrafiche e le informazioni di dettaglio dei punti di immissione, vista la loro rilevanza nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento e della gestione del sistema elettrico;
- nell'ambito della consultazione alcuni *stakeholder* hanno proposto ulteriori interventi per migliorare il *settlement*. In particolare:
 - Terna ha richiesto di poter trasmettere direttamente al SII le misure di cui è responsabile, diversamente da quanto invece è ad oggi previsto ai sensi del TIME; tale richiesta è stata espressa anche in ragione delle evidenze emerse nelle SEM1 e SEM2 del 2022 nelle quali sono stati riscontrati rilevanti scostamenti tra i dati recepiti dal SII (per il tramite delle imprese distributrici) e quelli rilevati da Terna stessa;
 - alcune imprese distributrici hanno richiesto una modifica alle attuali modalità di svolgimento dell'attività di aggregazione al fine di poter tener conto di eventuali rettifiche comunicate ai sensi del TIME nei tempi utili allo svolgimento del *settlement* mensile, evitandone la gestione nell'ambito delle SEM 1 e SEM 2;
- in relazione al percorso di attuazione prospettato con il documento per la consultazione 377/2023/R/eel, una quota rilevante dei soggetti intervenuti ha evidenziato la complessità implementativa delle proposte poste in consultazione per effetto della necessità di adeguare diversi sistemi e processi e della necessità, al fine di censire i punti di interconnessione, di definire una catalogazione univoca dei suddetti punti di interconnessione e delle relative anagrafiche, nonché individuare procedure condivise e affidabili per la definizione dei bilanci di rete (molti punti di interconnessione sono caratterizzati dalla presenza di numerose situazioni

impiantistiche “particolari” che richiedono di essere trattate univocamente ai fini di una corretta determinazione dei bilanci di energia elettrica per ambito e attività di aggregazione);

- conseguentemente è stato richiesto che la *fase di avvio della nuova disciplina* decorra dal 1 gennaio 2026 o comunque non prima di dodici mesi dall’adozione del provvedimento finale, prevedendo che la gestione dei dati di misura relativi all’energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra reti venga sin dall’inizio posta in capo al SII, evitando ulteriori transitori e costi rispetto a quelli già richiesti per l’implementazione di regime e coinvolgendo sin da subito tutti i soggetti interessati.

RITENUTO OPPORTUNO:

- accogliere la richiesta pervenuta da molti operatori di rinviare al 1 gennaio 2026 la *fase di avvio della nuova disciplina del settlement* e stabilire che essa preveda, sin dall’inizio, che la gestione dei dati di misura dell’energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra reti sia svolta nel SII; conseguentemente, prevedere che, in relazione alla definizione del quadro regolatorio connesso con la menzionata nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete, la data di conclusione del procedimento avviato con la deliberazione 336/2023/R/eel sia prorogata al 31 dicembre 2025;
- prevedere che, a decorrere dal 1 gennaio 2025, il TIS e il TIME siano modificati al fine di armonizzarli, per le parti essenziali, alla nuova disciplina del dispacciamento vigente dalla medesima data e implementare un *settlement* quart’orario; conseguentemente che siano pubblicati i relativi testi integrati e che Terna, il SII, le imprese distributrici e il GSE provvedano a modificare coerentemente i propri sistemi e le specifiche tecniche in materia di flussi di misura;
- definire sin da subito gli elementi essenziali della nuova disciplina del *settlement* che troverà applicazione dal 1 gennaio 2026 affinché le imprese distributrici, Terna, il SII e gli UdD dispongano degli elementi necessari per avviare l’adeguamento dei sistemi e dei flussi informativi rinviando a successivi provvedimenti, previa consultazione:
 - la definizione delle modalità di approvvigionamento sul libero mercato dell’energia elettrica relativa agli usi propri e all’ER e la contestuale revisione dei corrispondenti meccanismi di perequazione;
 - la pubblicazione del relativo Testo Integrato *Settlement* vigente a decorrere dal 1 gennaio 2026;
 - la definizione delle tempistiche di messa a disposizione ai diversi soggetti interessati dei dati di misura relativi all’energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti e dei dati di misura relativi ai punti di prelievo trattati per fascia o monorari (IP e altri punti di prelievo);
- in virtù del numero sempre più esiguo di punti di prelievo trattati per fasce o monorari, privilegiare la semplicità e la rapidità implementativa della metodologia

di profilazione dei suddetti punti proposta in consultazione, rispetto alle metodologie più complicate proposte da alcuni operatori nell'ambito della consultazione;

- valutare, nell'ambito della revisione complessiva delle tempistiche di *settlement* di cui al punto 2, lettera b), della deliberazione 336/2023/R/eel, la richiesta di alcuni operatori di considerare nell'ambito dell'aggregazione ai fini del *settlement* mensile eventuali rettifiche comunicate ai sensi del TIME nei tempi utili allo svolgimento del medesimo *settlement* mensile, evitando che la gestione di tali rettifiche avvenga nell'ambito delle SEM 1 e SEM 2;
- prevedere, pertanto, che, a decorrere dal 1 gennaio 2026:
 - il SII, in aggiunta alle attività attualmente previste dal TIS:
 - i. implementi la gestione dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione tra reti;
 - ii. svolga l'attività di profilazione dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati quart'orari (IP e altri punti di prelievo) e metta a disposizione dei soggetti interessati i dati profilati;
 - iii. svolga l'attività di aggregazione dei prelievi di energia elettrica e dei punti di interconnessione tenendo conto delle nuove logiche di aggregazione delle unità introdotte dal TIDE;
 - iv. determini e metta a disposizione di Terna e dei soggetti interessati, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, l'energia elettrica residuale parziale (di seguito: $ER_{parziale}$) come differenza fra l'energia elettrica immessa mediante i punti di interconnessione alle altre reti e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo e dai punti di interconnessione (ciò a parziale modifica di quanto previsto con il documento per la consultazione 377/2023/R/eel in virtù dell'implementazione da subito nel SII della gestione dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione tra reti);
 - Terna completi la determinazione della ER, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, sommando all' $ER_{parziale}$ l'energia elettrica immessa nella rete dai punti di immissione (la ER così determinata è composta dal differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard calcolate mediante l'utilizzo dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche, dal differenziale fra il profilo reale e il profilo convenzionale dei prelievi e delle immissioni non rilevate al quarto d'ora, dall'energia elettrica relativa agli usi propri non misurabili e dai disallineamenti dovuti a errori nell'attività di rilevazione e messa a disposizione dei dati di misura e all'utilizzo di dati stimati per l'assenza di dati di misura effettivi) e la rendita disponibile ai soggetti interessati;
 - siano abrogati il corrispettivo di aggregazione versato dagli UdD ai sensi dell'articolo 15 del TIS con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria nonché la correlata regolazione incentivante, in quanto le rimanenti attività di aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata in capo alle imprese distributrici vengono, con la nuova disciplina del *settlement*, demandate completamente al SII;

- sia posta direttamente in capo a Terna la responsabilità di aggiornare il RCU del SII, per le parti di propria competenza, in relazione ai punti di prelievo che insistono sulla sua rete e di mettere a disposizione del SII i dati di misura dell'energia elettrica relativi ai punti di prelievo per i quali Terna è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale;
- con riferimento ai punti di misura trattati monorari ai sensi del TIS con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW, in assenza dei valori effettivi di misura, i responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale siano obbligati a mettere a disposizione mensilmente i dati di misura stimati;
- le imprese distributrici possano estendere, ove ne ricorrano le condizioni, l'applicazione del trattamento quart'orario anche ai punti di immissione e di prelievo con potenza disponibile sul punto inferiore o uguale a 55 kW dotati di misuratori 1G;
- tutta l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, nonché la ER siano approvvigionate sul libero mercato secondo modalità da definire con successivo provvedimento; e che alle suddette energie non siano applicati le tariffe di trasmissione, di distribuzione e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- siano confermati tutti gli altri orientamenti dall'Autorità esposti nell'ambito del documento per la consultazione 377/2023/R/eel;
- dare mandato al Gestore del SII, a Terna e alle imprese distributrici di mettere in atto tutte le attività necessarie ad adeguare i propri sistemi per dare attuazione alle previsioni del presente provvedimento, prevedendo che nell'ultimo trimestre del 2025 sia effettuata una fase di test con prove in bianco finalizzate ad accertare la piena affidabilità delle modifiche introdotte nel SII e sui sistemi di Terna funzionali a determinare la $ER_{parziale}$ e la ER per singolo gestore di rete e zona di mercato

DELIBERA

1. al punto 5 della deliberazione 336/2023/R/eel le parole “31 luglio 2024” sono sostituite con le seguenti: “31 dicembre 2025”;
2. con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2025 il TIS è modificato nei seguenti punti:
 - all'interno del TIS, con la sola eccezione degli articoli 81, 82 e 83 e dei casi in cui le parole “oraria” e “orarie” sono associate alle parole “fascia” e “fasce”, le parole: “ciascuna ora”, “oraria”, “orarie”, “misuratore orario”, “ora”, “l'ora”, “nell'ora”, “ore”, “le ore”, “nelle ore”, “60”, “trattamento orario”, “trattati orari” sono sostituite rispettivamente dalle seguenti: “ciascun quarto d'ora”, “quart'oraria”, “quart'orarie”, “misuratore atto a rilevare le misure al quarto d'ora”, “quarto d'ora”, “il quarto d'ora”, “nel quarto d'ora”, “quarti d'ora”, “i quarti d'ora”, “nei quarti d'ora”, “15”, “trattamento quart'orario”, “trattati quart'orari”;

- all'interno del TIS le parole: “sbilanciamento effettivo” e “sbilanciamenti effettivi” sono sostituite rispettivamente da “sbilanciamento”, “sbilanciamenti”;
- all'articolo 1, comma 1.1:
 - i. le parole “di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato,” sono sostituite con le seguenti: “di cui al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), Allegato A alla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel”;
 - ii. la lettera b) è soppressa;
 - iii. la lettera c) è sostituita con la seguente: “
 - c) **contratto di dispacciamento** è il contratto di dispacciamento di cui alla Sezione 2-3.1 *Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione* del TIDE;”;
 - iv. la lettera w) è sostituita con la seguente: “
 - w) **periodo rilevante** è l'ISP ovvero il periodo rilevante per la regolazione degli sbilanciamenti di cui alla Sezione 2-11.3.2 *Imbalance Settlement Period* del TIDE;”;
 - v. le lettere da bb) a ee) sono sostituite con le seguenti: “
 - bb) **punti di dispacciamento di importazione** sono le UVI oppure UIE di cui alla Sezione 2-9.1 *Tipologia di Aggregati* del TIDE;
 - cc) **punti di dispacciamento di esportazione** sono le UVE oppure UEE di cui alla Sezione 2-9.1 *Tipologia di Aggregati* del TIDE;
 - dd) **punti di dispacciamento per unità di consumo** sono le *unità di prelievo* di cui alla Sezione 2-9.1 *Tipologia di Aggregati* del TIDE;
 - ee) **punti di dispacciamento per unità di produzione** sono le *unità di immissione* di cui alla Sezione 2-9.1 *Tipologia di Aggregati* del TIDE;”;
 - vi. le lettere da hh) a kk) sono sostituite con le seguenti: “
 - hh) **punti di immissione/prelievo non trattati su base quart'oraria** sono i punti di misura relativi a UC o UP per i quali non è attivo il trattamento su base quart'oraria;
 - ii) **punti di immissione/prelievo trattati su base quart'oraria** sono i punti di misura relativi a UC o UP per i quali è attivo il trattamento su base quart'oraria;
 - jj) **punti di immissione/prelievo trattati per fasce** sono i punti di misura relativi a UC o UP non trattati su base quart'oraria per i quali è attivo il trattamento per fasce;
 - kk) **punti di immissione/prelievo trattati monorari** sono i punti di misura relativi a UC o UP non trattati su base quart'oraria per i quali non è attivo il trattamento per fasce;”;
 - vii. dopo la lettera nn), è aggiunta la seguente: “
 - nn bis) **sbilanciamento** è lo sbilanciamento delle unità ai sensi della Sezione 2-21.3.1 *Sbilanciamento delle unità* del TIDE;”;
 - viii. dopo la lettera ss) è aggiunta la seguente: “

- ss bis) **utente del dispacciamento** è il soggetto che acquisisce la qualifica di BRP ai sensi della Sezione 2–3.1.2 *Balance Responsible Party (BRP)* del TIDE con i relativi diritti e doveri;
- ix. le lettere da tt) a vv) sono soppresse;
- x. le lettere da aaa) a ddd) sono sostituite con le seguenti: “
- aaa) **TIT** (Testo Integrato delle disposizioni tariffarie per l’erogazione del servizio di distribuzione dell’energia elettrica) è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel;
- bbb) **TIV** (Testo Integrato Vendita) è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel;
- ccc) **TIME** (Testo integrato delle disposizioni per l’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica) è l’Allegato B alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel;
- ddd) **TIDE** (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico) è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel.”;
- all’articolo 2, comma 2.2, le parole “della registrazione del conto di sbilanciamento effettivo” sono sostituite con le parole “della determinazione dell’energia elettrica prelevata”;
 - all’articolo 6, dopo la parola “zona” sono aggiunte le seguenti: “di offerta”;
 - all’articolo 22, comma 22.1, la lettera b) è sostituita con le seguenti lettere: “
 - b) i corrispettivi di sbilanciamento di cui alla Sezione 2-21 *Corrispettivi di sbilanciamento* del TIDE;
 - c) con riferimento a ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo il corrispettivo di cui alla Sezione 2-24 *Corrispettivo di dispacciamento* del TIDE nonché i corrispettivi di cui ai successivi Articoli 23bis, 25, 25bis e 25ter.”;
 - all’articolo 22, il comma 22.2 è soppresso;
 - all’articolo 22, il comma 22.3 è sostituito dal seguente comma: “

22.3 I pagamenti dall’utente del dispacciamento a Terna di cui alla Sezione 2-20.3.2 *Partite economiche di competenza del BRP* del TIDE sono effettuati con valuta beneficiario il sedicesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza. I pagamenti di cui alla Sezione 2-20.3.2 *Partite economiche di competenza del BRP* del TIDE da Terna all’utente del dispacciamento sono effettuati con valuta beneficiario il diciassettesimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza.”;
 - gli articoli 23 e 24 sono soppressi;
 - all’articolo 29, comma 29.2, le parole “In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia oraria, il prezzo medio dell’energia elettrica prelevata è pari alla media, ponderata per il prelievo residuo di area, dei prezzi di acquisto dell’energia elettrica sul mercato del giorno prima e dei corrispettivi unitari di dispacciamento applicabili all’energia elettrica prelevata, di cui all’articolo 24, che si sono verificati in ciascuna ora della fascia oraria” sono sostituite dalle parole “In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia

- oraria, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata è pari alla media, ponderata per il prelievo residuo di area, dei prezzi PUN Index GME e dei corrispettivi unitari di dispacciamento di cui alla Sezione 2-24.2 *Determinazione del corrispettivo di dispacciamento* del TIDE applicabili all'energia elettrica prelevata in ciascun quarto d'ora della fascia oraria”;
- all'articolo 29, comma 29.4, le parole “di inadeguatezza di cui al comma 60bis.1 della deliberazione n. 111/06” sono sostituite con le parole “di cui alla Sezione 2-25.1 *Inadeguatezza del sistema* del TIDE” e la parola “escluse” è sostituita con la parola “esclusi”;
 - all'articolo 32, comma 32.2, le parole “In ciascun anno e in ciascuna fascia geografica, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata per l'illuminazione pubblica è pari alla media, ponderata per i minuti di accensione di ciascuna ora, dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e dei corrispettivi unitari di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata di cui all'Articolo 24 che si sono verificati in ciascuna ora dell'anno considerato” sono sostituite con le parole “In ciascun anno e in ciascuna fascia geografica, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata per l'illuminazione pubblica è pari alla media, ponderata per i minuti di accensione di ciascuna ora, dei prezzi PUN Index GME e dei corrispettivi unitari di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata di cui alla Sezione 2-24.2 *Determinazione del corrispettivo di dispacciamento* del TIDE che si sono verificati in ciascun quarto d'ora dell'anno considerato”;
 - all'articolo 52, comma 52.1, lettera b), i punti i) e ii) sono sostituiti dai seguenti: “
 - i) agli sbilanciamenti relativi a ciascun punto di dispacciamento e a ciascun periodo rilevante, come rideterminati ai sensi della precedente lettera a), i prezzi di sbilanciamento di cui alla Sezione 2–21.5.1 *Prezzo di sbilanciamento* del TIDE, applicati per il *settlement* mensile del medesimo periodo rilevante;
 - ii) all'energia elettrica prelevata da ciascun utente del dispacciamento in ciascun mese come aggiornata ai sensi della precedente lettera a), i corrispettivi unitari di dispacciamento in base all'energia elettrica prelevata di cui alla Sezione 2-24.2 *Determinazione del corrispettivo di dispacciamento* nonché i:”;
 - dopo l'articolo 83, è aggiunto il seguente: “

Articolo 83bis

Disposizioni transitorie per gli anni successivi al 2024 relative agli obblighi informativi connessi alla determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche e alla determinazione dei conguagli annuali

- 83bis.1 Ai fini della determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche di *settlement* e tardive e ai fini della determinazione dei conguagli annuali relativi agli anni antecedenti al 2025 si applicano, esclusivamente con riferimento a tali rettifiche e ai dati di conguaglio, le disposizioni del TIS aggiornato al 1 luglio 2024.”;
3. con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2025 nel TIME le parole “trattati orari” e “trattato orario” sono sostituite rispettivamente con le seguenti: “trattati quart’orari” e “trattato quart’orario”;
 4. Terna, il Gestore del SII, le imprese distributrici e il GSE provvedono a modificare coerentemente con le disposizioni di cui ai precedenti punti 2. e 3. i propri sistemi e le specifiche tecniche in materia di flussi di misura;
 5. a decorrere dal 1 gennaio 2026, in relazione ai dati di misura di competenza successiva al 31 dicembre 2025:
 - a) le sessioni di *settlement* utilizzano sempre tutti i dati di misura effettivi disponibili rilevati al quarto d’ora o eventualmente profilati quart’orari; i dati di misura effettivi relativi ai punti non trattati quart’orari (IP e altri punti di prelievo e di immissione) devono essere utilizzati nelle sessioni di *settlement* mensile, semestrali e nella sessione annuale finalizzata alla gestione delle rettifiche tardive. Sono abrogate le sessioni di conguaglio annuale e tardivo di *load profiling* e per l’IP;
 - b) sono utilizzati nell’ambito delle già menzionate sessioni di *settlement* anche i dati di misura relativi all’energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione tra le reti dei diversi gestori. A tal fine, in relazione a ciascun punto di interconnessione fra reti, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale mette mensilmente a disposizione del SII, secondo modalità e tempistiche da definirsi con successivi provvedimenti, le misure quart’orarie dell’energia elettrica immessa/prelevata in ciascun punto di interconnessione;
 - c) è introdotto in capo ai responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale l’obbligo di messa a disposizione al SII, con cadenza mensile, della stima del dato di misura per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW per i quali non è disponibile il dato di misura effettivo;
 - d) è data facoltà al responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale di estendere, ove possibile, l’applicazione del trattamento quart’orario anche ai misuratori 1G installati nei punti di immissione e di prelievo con potenza disponibile sul punto inferiore o uguale a 55 kW;
 - e) nel caso di punti di prelievo non trattati quart’orari diversi dall’IP si applicano le seguenti modalità di profilazione:
 - l’energia elettrica prelevata in ciascuna quarto d’ora in ciascun punto di misura per il quale è disponibile la misura dell’energia elettrica prelevata per fascia oraria, è pari al rapporto fra l’energia elettrica prelevata nel medesimo punto nella fascia oraria e nel mese in cui il quarto d’ora considerato appartiene e il numero di quarti d’ora della medesima fascia;

- l'energia elettrica prelevata in ciascun quarto d'ora in ciascun punto di misura per il quale è disponibile la misura dell'energia elettrica prelevata su base mensile, è pari al rapporto fra l'energia elettrica prelevata nel medesimo punto nel mese cui il quarto d'ora considerato appartiene e il numero di quarti d'ora del medesimo mese;
- f) nel caso di punti di prelievo non trattati quart'orari corrispondenti a impianti di IP di un dato mese m si adotta la metodologia di profilazione convenzionale già ad oggi applicata ai suddetti punti e definita ai commi 13.1 e 13.2 del TIS:
 - utilizzando, in luogo dell'energia elettrica di cui al comma 13.2, lettera a), del TIS, l'energia elettrica prelevata nel mese m come rilevata in ciascun punto di prelievo corrispondente a impianti di IP ovvero come calcolata mediante gli algoritmi di cui al comma 41.2, lettera c), del TIS;
 - calcolando il rapporto di cui al comma 13.2, lettera b), del TIS in relazione al suddetto mese m ;
- g) tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico, siano essi relativi ai punti di prelievo (ivi inclusi quelli associati agli usi propri della trasmissione e della distribuzione) e/o di immissione e ai punti di interconnessione, sono incrementati del valore delle perdite standard mediante l'utilizzo dei coefficienti di cui alla Tabella 9 del TIV in luogo della Tabella 4 del TIS;
- h) tutta l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, e l'ER sono approvvigionate sul libero mercato; all'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e all'ER non sono applicati le tariffe di trasmissione, di distribuzione e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- i) è posto in capo alle imprese distributrici e a Terna l'obbligo di censire nel SII tutti i punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati o misurabili che insistono sulla propria rete;
- j) è posta in capo al SII, ai fini del *settlement* mensile e dello svolgimento delle sessioni di *settlement* semestrali e annuali:
 - la gestione dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione tra reti;
 - l'attività di profilazione quart'oraria dei dati di misura relativi ai punti di prelievo non trattati quart'orari (IP e altri punti di prelievo);
 - lo svolgimento, per conto di Terna, dell'attività di aggregazione dei dati di misura dei punti di prelievo e dei punti di interconnessione tenendo conto delle nuove logiche di aggregazione delle unità introdotte dal TIDE;
 - la determinazione per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, dell' $ER_{parziale}$ pari alla differenza fra l'energia elettrica immessa nella rete di un determinato gestore mediante i punti di interconnessione alle altre reti e l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo che insistono sulla suddetta rete e dai punti di interconnessione con le altre reti;
- k) il SII mette a disposizione dei soggetti interessati i prelievi profilati quart'orari di cui alle lettere e) e f);
- l) il SII determina la $ER_{parziale}$ e la mette a disposizione di Terna e dei soggetti interessati;

- m) Terna completa la determinazione della ER, per ciascun gestore di rete e ciascuna zona di mercato, sommando, all'ER_{parziale} comunicata dal SII, l'energia elettrica immessa nella rete elettrica del gestore dai relativi punti di immissione;
 - n) Terna rende disponibile la ER ai soggetti interessati;
 - o) il corrispettivo di aggregazione versato dagli Udd ai sensi dell'articolo 15 del TIS con riferimento ai punti di prelievo non trattati su base oraria e la correlata regolazione incentivante sono abrogati;
 - p) è posto direttamente in capo a Terna l'obbligo di aggiornare il RCU del SII, per le parti di propria competenza, in relazione ai punti di prelievo che insistono sulla sua rete e di mettere a disposizione del SII i dati di misura di energia elettrica relativi ai punti di prelievo per i quali è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale;
6. è dato mandato al Gestore del SII, a Terna e alle imprese distributrici di mettere in atto tutte le attività necessarie a adeguare i propri sistemi per dare attuazione alle previsioni del presente provvedimento, prevedendo che nell'ultimo trimestre del 2025 sia effettuata una fase di test con prove in bianco finalizzate ad accertare la piena affidabilità delle modifiche introdotte nel SII e sui sistemi di Terna funzionali a determinare la ER_{parziale} e la ER per singolo gestore di rete e zona di mercato;
7. la presente deliberazione, nonché la deliberazione 336/2023/R/eel, il TIS e il TIME, come modificati rispettivamente dai punti 1., 2. e 3. della presente deliberazione, sono pubblicati nel sito internet dell'Autorità www.arera.it.

30 luglio 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini