

DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
268/2025/R/EEL

**RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEL *SETTLEMENT* ELETTRICO E
DELLE PERDITE DI RETE.**

**ORIENTAMENTI IN MATERIA DI APPLICAZIONE DEI
COEFFICIENTI DI PERDITA STANDARD PER LE IMMISSIONI IN
RETE, APPROVVIGIONAMENTO DEI PRELIEVI PER GLI USI
PROPRI E DELL'ENERGIA RESIDUA E RICONOSCIMENTO AI
GESTORI DI RETE CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEI
RELATIVI COSTI**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

19 giugno 2025

Premessa

Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 336/2023/R/eel per l'adozione di provvedimenti funzionali a riformare la regolazione del settlement elettrico e delle perdite di rete a partire dall'anno 2026 alla luce delle innovazioni regolatorie e normative intervenute negli ultimi anni.

In considerazione di quanto prospettato dall'Autorità con il documento per la consultazione 377/2023/R/eel, dei contributi scritti pervenuti dai soggetti interessati, nonché delle disposizioni di prima attuazione introdotte con la deliberazione 325/2024/R/eel, che avvia la predetta riforma del settlement elettrico definendo le nuove regole di settlement e i meccanismi sostitutivi del load profiling, il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti finali dell'Autorità volti a completare il quadro regolatorio, con validità dal 1 gennaio 2026, in materia di:

- modalità di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche in presenza o meno di inversione di flusso nell'associata cabina primaria o secondaria;*
- approvvigionamento sul mercato, da parte di Terna e delle imprese distributrici, degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e relativi meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi;*
- approvvigionamento a mercato dell'energia residuale da parte di Terna, delle imprese distributrici e dei gestori di SDC e relativi meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi,*

con il conseguente superamento dei correlati meccanismi di perequazione attualmente previsti dal TIV.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità www.arera.it o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata protocollo@pec.arera.it entro il **16 luglio 2025**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione

qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell’Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

***Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Generazione e Assetti per la Transizione energetica (GAT)
Piazza Cavour, 5 – 20123 Milano
Tel. 02-65565290
e-mail: info@arera.it
pec: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it***

INFORMATIVA RELATIVA AL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4, comma 4.2, della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo e-mail rp@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo e-mail professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'ARERA non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'ARERA ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'ARERA agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

Oggetto e struttura della presente consultazione	6
PARTE I.....	14
Orientamenti in merito alle modalità di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche in presenza o meno di inversione di flusso nell'associata cabina primaria o secondaria	14
PARTE II.....	18
Orientamenti in merito all'approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e alle modalità di riconoscimento dei relativi costi ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi	18
PARTE III.....	25
Orientamenti in merito all'approvvigionamento dell'ER da parte di Terna, delle imprese distributrici concessionarie e dei gestori di SDC e al meccanismo di copertura dei relativi costi sostenuti dai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi	25

Oggetto e struttura della presente consultazione

- 1.1 Nell'ambito del Quadro Strategico 2022-2025, con riferimento all'obiettivo "OS.21 *Sviluppare mercati elettrici efficienti e integrati per la transizione energetica*" e alla Linea di intervento 21.e, l'Autorità ha previsto un percorso di adeguamento e riforma della regolazione del *settlement*¹ e delle perdite di rete per tenere conto delle

¹ L'attuale regolazione in materia di modalità di determinazione delle partite fisiche ed economiche relative all'erogazione del servizio di dispacciamento (*settlement*) disciplinata dall'Autorità con il TIS, 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), è 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 (IP) non trattati su base oraria (conguaglio annuale per l'IP);
- 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.

Nell'ambito delle sessioni di *settlement* mensile di cui alla precedente lettera a), l'energia elettrica prelevata o immessa da ciascun UdD è determinata su base oraria considerando: i dati di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa rilevati con granularità quart'oraria o oraria (punti trattati orari); i dati di misura dell'energia elettrica immessa rilevati per fascia o monorari previamente riportati a livello orario mediante profilazione oraria piatta per fascia o per mese (punti di immissione profilati orari); una determinazione convenzionale del prelievo di un determinato mese per i punti di prelievo non trattati orari 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 su una profilazione convenzionale funzione degli orari convenzionali di accensione e spegnimento degli impianti di illuminazione pubblica nel caso dei punti di prelievo relativi ad impianti di illuminazione pubblica 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), sono gestite le rettifiche di *settlement* relative ai punti trattati orari e ai punti di immissione profilati orari, mentre le rettifiche tardive relative ai punti trattati orari o ai punti di immissione profilati orari, nonché ai punti di prelievo non trattati orari sono 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.

innovazioni intercorse negli ultimi anni inerenti alla rimozione graduale della tutela di prezzo e al passaggio al trattamento orario di tutti i punti di prelievo².

1.2 Pertanto, con la deliberazione 336/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'adozione dei provvedimenti necessari per 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* vigente³, sia fondato sulla disponibilità prevalente dei dati quart'orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata (conseguente alla diffusione dei misuratori elettronici 2G) e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema e che permetta di superare il ruolo dell'Acquirente Unico (di seguito: AU) quale operatore residuale del sistema elettrico⁴;

² La regolazione oggi vigente in materia di *settlement* fu adottata nel 2009 in ragione del fatto che allora:

- 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 Acquirente Unico (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 Profilo Residuo d'Area o 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* (ad oggi è preponderante la disponibilità di dati di misura quart'orari o orari con cadenza giornaliera o al più mensile), regimi di tutela (dal 1 luglio 2024 il servizio di maggior tutela è riservato esclusivamente ai clienti vulnerabili) e dispacciamento intervenute successivamente alla sua adozione (TIDE e passaggio ad un periodo rilevante ISP quart'orario).

³ 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 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).

⁴ 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

- b) un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici mediante la ridefinizione delle modalità per il loro approvvigionamento e dei relativi meccanismi di copertura dei costi in sostituzione degli attuali meccanismi perequativi.

1.3 Nell'ambito del richiamato procedimento sono già stati emanati:

- a) il documento per la consultazione 377/2023/R/eel nel quale è stato illustrato il nuovo modello di *settlement* in coerenza con quanto indicato alla precedente lettera a);
- b) la deliberazione 325/2024/R/eel con cui l'Autorità, sulla base degli esiti della richiamata consultazione, ha confermato il modello di *settlement* prospettato in consultazione e definito gli elementi essenziali della nuova disciplina che troverà applicazione dal 1 gennaio 2026: ciò anche al fine di consentire alle imprese distributrici, a Terna, al Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII) e agli utenti di porre in atto tutti gli adeguamenti e sviluppi necessari;
- c) la deliberazione 40/2025/R/eel con la quale sono state approvate prime disposizioni per il Gestore del SII funzionali all'implementazione della deliberazione 325/2024/R/eel in tema di popolamento e aggiornamento del Registro Centrale Ufficiale con riferimento agli usi propri della distribuzione e della trasmissione e ai punti di interconnessione, nonché ai flussi informativi per la messa a disposizione dei relativi dati di misura⁵.

1.4 Più nel dettaglio, con la deliberazione 325/2024/R/eel l'Autorità ha stabilito che:

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'illuminazione pubblica (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.

⁵ Tra fine maggio e inizio giugno 2025 il SII, al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla deliberazione dell'Autorità 40/2025/R/eel, ha pubblicato, previa consultazione, le proposte di modifica delle specifiche tecniche relative al "processo di aggiornamento *on condition* del RCU", al "processo per l'utilizzo e le caratteristiche dei tracciati standard dei dati di misura con riferimento a tutti i punti di prelievo" e al "processo di trasmissione dei dati di misura per il settore elettrico".

- a) a decorrere dal 1 gennaio 2025, in coerenza con la nuova disciplina del dispacciamento approvata con il TIDE, le sessioni di *settlement* elettrico siano basate su un ISP quart'orario e che conseguentemente tutte le misure funzionali al *settlement* siano trattate o profilate al quarto d'ora, anziché all'ora;
- b) a decorrere dal 1 gennaio 2026, il *settlement* elettrico sia effettuato secondo la nuova disciplina. Tale disciplina prevede che:
- le sessioni in cui si sviluppa il *settlement* (mensili, semestrali e annuali) utilizzino sempre tutti i dati di misura effettivi disponibili rilevati al quarto d'ora⁶ o eventualmente profilati quart'orari⁷ e che solo in assenza di un dato rilevato si utilizzi un dato stimato⁸ con l'effetto conseguente del venir meno dell'utilizzo dei dati storici relativi ad un periodo pregresso e della necessità di sessioni di conguaglio annuale e tardivo di *load profiling* e per l'IP⁹;
 - 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 gestori¹⁰ al fine di poter calcolare

⁶ Al fine di massimizzare la quota di dati rilevati al quarto d'ora è stata anche introdotta la facoltà per il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale di poter 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.

⁷ Al riguardo, con la deliberazione 325/2024/R/eel, è stato disposto che sia il SII ad effettuare la profilazione quart'oraria dei dati di misura relativi ai punti di prelievo rilevati per fascia o monorari e che a tal fine:

- nel caso di punti di prelievo non trattati quart'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;
- nel caso di punti di prelievo non trattati quart'orari corrispondenti a impianti di IP 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 e calcolando il rapporto di cui al comma 13.2, lettera b), del TIS in relazione al suddetto mese *m*.

⁸ A tal fine è stato 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.

⁹ Nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* i dati di misura effettivi relativi ai punti non trattati quart'orari (IP e altri punti di prelievo non trattati quart'orari) opportunamente profilati al quarto d'ora sono gestiti direttamente nelle sessioni di *settlement* mensile, semestrali e nella sessione annuale per la determinazione delle partite economiche insorgenti da rettifiche tardive e pertanto viene meno la necessità di utilizzare i dati storici di prelievo relativi ad un periodo pregresso e, conseguentemente, la necessità di prevedere delle specifiche sessioni di conguaglio annuale e tardivo di *load profiling* e per l'illuminazione pubblica.

¹⁰ Punti di interconnessione fra la rete di Terna e le reti delle imprese distributrici concessionarie, fra la rete di Terna e i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), fra le reti delle imprese distributrici concessionarie e fra le reti delle imprese distributrici concessionarie e i SDC.

per ciascun gestore di rete (Terna, imprese distributrici e gestori di sistemi di distribuzione chiusi) e per ciascuna zona di mercato:

- i. l'energia elettrica immessa nella propria rete e prelevata da essa;
- ii. e conseguentemente l'energia elettrica residuale (ER)¹¹ pari alla differenza in una determinata zona di mercato fra l'energia elettrica immessa e prelevata da una ben determinata rete, sia essa una rete di distribuzione, un sistema di distribuzione chiuso (SDC) o la rete di trasmissione nazionale (RTN).

In tal modo è possibile allocare a ciascun gestore di rete le partite residuali di energia elettrica¹²;

- tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico¹³ siano incrementati del valore delle sole perdite tecniche mediante l'utilizzo dei fattori percentuali di cui alla Tabella 9 del TIV in luogo di quelli della Tabella 4 del TIS ad oggi vigente;
- tutti i punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati ovvero misurabili siano censiti nel SII¹⁴ e che l'energia elettrica prelevata dai suddetti punti e l'ER siano approvvigionate sul libero mercato ed esonerate dall'applicazione delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- 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 e metta a disposizione dei soggetti interessati i dati profilati;

¹¹ Nella nuova disciplina del *settlement* 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.

¹² A tal fine, in relazione a ciascun punto di interconnessione fra reti, è stato disposto che il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale metta 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.

¹³ Cioè i dati di misura 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.

¹⁴ A tal fine è posto in capo alle imprese distributrici concessionarie 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; qualora vi siano punti di prelievo non ancora misurati, ma misurabili, e/o non censiti nel SII è stato disposto che siano messe in atto le necessarie attività funzionali a permettere l'accesso al mercato dei suddetti punti. Viceversa, l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione non misurabile nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* è previsto sia parte dell'ER.

- iii. svolga, per conto di Terna, 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} o ER_P) come 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;
- 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 (ivi inclusa l'Energia Immessa Negativa – EIN di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel) e la renda disponibile ai soggetti interessati (ER_{totale} o ER_T);
- 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 (punti di prelievo sulla rete rilevante – cioè la RTN e rete di distribuzione in alta tensione).

1.5 Con il presente documento per la consultazione, l'Autorità illustra i propri orientamenti per completare il quadro regolatorio afferente alla riforma della regolazione del *settlement* e delle perdite di rete:

- a) specificando le modalità di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche in presenza o meno di inversione di flusso nell'associata cabina primaria o secondaria e le modalità con le quali mettere a disposizione delle imprese distributrici, di Terna, dei *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP) e dei produttori le informazioni afferenti al fattore di perdita che deve essere associato all'energia elettrica immessa in ciascuno dei suddetti punti di immissione (Parte I);
- b) completando il quadro delle disposizioni in tema di approvvigionamento dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione da parte dei gestori di rete con obbligo di connessione di terzi e definendo, per i suddetti gestori di rete, le nuove modalità di copertura dei relativi costi in sostituzione dell'attuale meccanismo di perequazione di cui all'articolo 28 del TIV (Parte II);
- c) completando il quadro di disposizioni in tema di approvvigionamento e gestione a mercato dell'ER da parte dei gestori di rete, anche in considerazione di quanto previsto dal TIDE, e definendo il meccanismo di copertura dei relativi costi sostenuti dai soli gestori di rete con obbligo di

connessione di terzi con il duplice obiettivo di favorire una corretta programmazione e una riduzione delle partite residuali in sostituzione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite di rete di cui all'articolo 29 del TIV e del meccanismo di riconoscimento delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili di cui all'articolo 31 del TIV (Parte III).

- 1.6 Nell'ambito delle Parti II e III le proposte sono sviluppate a partire dagli esiti della consultazione 377/2023/R/eel (riportati sinteticamente) e da quanto già disposto dalla deliberazione 325/2024/R/eel, nonché dall'analisi di dati e informazioni richieste alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) utili alla valutazione degli impatti e alla determinazione del quadro di riferimento futuro.
- 1.7 Per una migliore comprensione del testo, inoltre, si ritiene opportuno esplicitare alcune definizioni ed il significato che hanno ai fini del presente provvedimento. In particolare, ai fini del presente provvedimento, si intende per:
- a) **gestore di rete:** il soggetto responsabile della gestione di una rete elettrica, ricomprendendo, pertanto in tale fattispecie sia Terna, sia le imprese distributrici, sia i gestori di SDC;
 - b) **gestore di rete con obbligo di connessione di terzi:** un gestore di una rete di trasmissione o di distribuzione titolare di una concessione per l'erogazione del servizio di trasmissione o di distribuzione ai sensi degli articoli 3 o 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77, ricomprendendo, pertanto, in tale fattispecie esclusivamente Terna e le imprese distributrici e non i gestori di SDC;
 - c) **impresa distributtrice concessionaria:** ogni gestore di rete titolare di una concessione di distribuzione rilasciata ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dell'articolo 1-ter del DPR 235/77;
 - d) **rete di distribuzione:** l'insieme delle reti elettriche gestite dalle imprese distributrici concessionarie al fine dello svolgimento e dell'erogazione del pubblico servizio di distribuzione come disciplinato dall'articolo 9 del decreto legislativo 79/99 ovvero dall'articolo 1-ter del DPR 235/77. Le reti di distribuzione sono composte dalle reti di proprietà delle imprese distributrici concessionarie e dai tratti delle reti e delle linee di proprietà di soggetti non concessionari dell'attività di distribuzione;
 - e) **rete di trasmissione nazionale (RTN):** la rete elettrica gestita da Terna ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 79/99 e definita dal decreto ministeriale 25 giugno 1999 e dai successivi decreti ministeriali di modifica ed integrazione. Le reti che rientrano nella predetta definizione possono essere di proprietà di Terna o di soggetti diversi da Terna stessa.
- 1.8 Si ritiene, infine, opportuno specificare che i meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento degli usi propri e della ER oggetto di trattazione nel presente documento di consultazione si applicano esclusivamente ai

gestori di rete con obbligo di connessione di terzi (Terna e imprese distributrici concessionarie).

PARTE I

Orientamenti in merito alle modalità di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche in presenza o meno di inversione di flusso nell'associata cabina primaria o secondaria

Premessa

- 2.1 Come già evidenziato nel Capitolo introduttivo del presente documento per la consultazione, l'Autorità con la deliberazione 325/2024/R/eel ha stabilito, tra l'altro, che, a decorrere dal 1 gennaio 2026, tutti i dati di misura funzionali al *settlement* elettrico siano incrementati del valore delle sole perdite tecniche mediante l'utilizzo dei fattori percentuali standard di cui alla Tabella 9 del TIV¹⁵ in luogo di quelli della Tabella 4 del TIS¹⁶ ad oggi vigente.
- 2.2 L'utilizzo della Tabella 9 del TIV, che attualmente rileva ai soli fini della regolazione dei meccanismi di perequazione delle perdite di rete fra imprese distributrici concessionarie, anche per incrementare l'energia elettrica immessa nelle reti elettriche ai fini del *settlement*, implica la necessità di definire:
- a) le modalità di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche in presenza o meno di inversione di flusso nell'associata cabina primaria o secondaria;
 - b) le modalità con le quali mettere a disposizione delle controparti interessate (imprese distributrici, Terna, BRP, BSP e produttori) le informazioni afferenti al fattore di perdita che deve essere associato all'energia elettrica immessa in ciascuno dei suddetti punti di connessione.
- 2.3 Ad oggi, infatti, mentre ai fini del *settlement* l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita è incrementata di un fattore percentuale standard di perdita (pari a 2,3% per le immissioni in MT e a 5,2% per le immissioni in BT) che riconosce al produttore le perdite tecniche evitate dovute alla produzione dell'energia elettrica allo stesso livello di tensione a cui l'energia elettrica è consumata (mancate perdite di trasformazione dalla RTN al livello di tensione a cui avviene l'immissione, oltre che mancate perdite lungo le linee fino al livello di tensione immediatamente superiore a quello in cui avviene l'immissione),

¹⁵ Nella Tabella 9 del TIV sono riportati i fattori percentuali convenzionali di perdita standard che tengono conto solo delle perdite tecniche medie delle reti elettriche italiane (perdite che dipendono dalle caratteristiche fisiche della rete) e che vengono utilizzati ai fini dei calcoli della differenza fra perdite effettive e perdite standard per l'applicazione dei relativi meccanismi di perequazione.

¹⁶ Nel definire i fattori percentuali convenzionali di perdita standard di cui alla Tabella 4 del TIS si tiene conto non solo delle perdite tecniche medie delle reti elettriche italiane, ma anche delle perdite di natura commerciale registrate mediamente sulle suddette reti (perdite, queste ultime, che non dipendono dalle caratteristiche fisiche della rete, ma che derivano da prelievi fraudolenti, errori di misurazione, fatturazione e gestione dei dati di misura).

nell'ambito dei meccanismi di perequazione delle perdite l'energia elettrica immessa sulla rete di distribuzione dagli impianti di generazione distribuita nei punti di connessione viene trattata, in presenza di misuratori in grado di rilevare l'energia elettrica in risalita dalla cabina primaria o dalla cabina secondaria, mediante una scomposizione della medesima in due flussi: un primo flusso pari all'energia elettrica che complessivamente non genera una risalita verso il livello di tensione sovrastante e che quindi viene consumata allo stesso livello di tensione o al livello di tensione sottostante a quello a cui è stata immessa (questa energia viene incrementata applicando un fattore percentuale standard di perdita pari a 2,6%, se immessa in MT, e a 5,8% se immessa in BT), ed un secondo flusso pari alla quota di energia immessa che genera una risalita verso il livello di tensione sovrastante (questa energia viene incrementata applicando un fattore percentuale standard di perdita pari a 1,7%, se immessa in MT, e a 3,9% se immessa in BT).

- 2.4 La scelta di applicare anche ai fini del *settlement* fattori percentuali standard di perdita differenziati per tener conto delle risalite in cabina primaria e secondaria permette, peraltro, di considerare in maniera più efficiente e corretta il contributo della generazione distribuita alla riduzione/incremento delle perdite di rete valorizzando in maniera differenziata le immissioni su linee sottese a cabine secondarie o primarie in *under capacity* rispetto alle immissioni su linee sottese a cabine secondarie o primarie in *over capacity*, trasferendo anche al produttore un segnale locazionale sull'impatto del suo impianto di produzione sull'esercizio della rete di distribuzione.

Orientamenti in materia di applicazione, all'energia elettrica immessa in rete nei punti di connessione, dei fattori percentuali standard per le perdite tecniche

- 2.5 L'applicazione, nell'ambito del *settlement*, per l'energia immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita, di un fattore percentuale standard di perdita differenziato per tener conto del fatto che l'energia immessa sia oggetto o meno di risalita ai livelli di tensione superiori comporta la necessità di adattare le modalità applicative previste nell'ambito dei vigenti meccanismi di perequazione delle perdite al fine di permetterne un'applicazione ex-ante e non ex-post. Se, infatti, nei meccanismi di perequazione oggi vigenti le determinazioni dei saldi di perequazione si effettuano a posteriori, ai fini *settlement* è necessario sapere ex-ante il fattore percentuale standard di perdita da applicare all'energia elettrica oggetto di contrattazione nell'ambito dei mercati dell'energia.
- 2.6 Conseguentemente si rende necessario definire delle modalità applicative che non siano basate sulla separazione dell'energia immessa in rete in ciascun punto di connessione tra una quota oggetto di risalita e una quota non soggetta al suddetto fenomeno, ma che siano stabili per un determinato periodo in funzione della situazione pregressa ovvero futura.

- 2.7 In tal senso è orientamento dell'Autorità prevedere che il fattore percentuale standard di perdita di cui alle vigenti colonne (C) e (D) della Tabella 9 del TIV applicato all'energia elettrica immessa in un determinato punto di connessione:
- a) sia unico e costante in un determinato anno;
 - b) dipenda dal numero di quarti d'ora in cui la cabina primaria/secondaria cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso l'impianto di produzione¹⁷ è stata esercita in inversione di flusso nell'anno precedente.
- 2.8 In relazione a quanto indicato al punto 2.7, lettera b), in particolare, si ritiene opportuno prevedere che:
- a) l'individuazione della cabina primaria/secondaria a cui il punto di connessione è sotteso avvenga sulla base dell'assetto standard di esercizio della rete;
 - b) per applicare a partire dall'anno successivo (n+1) il fattore percentuale standard di perdita di cui alla colonna (D) della vigente Tabella 9 del TIV (cioè il fattore afferente alle inversioni di flusso), la cabina primaria/secondaria cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso il suddetto punto¹⁸ debba aver registrato nell'anno precedente un numero di quarti d'ora di esercizio in inversione di flusso superiore al 40% del totale annuo. A tal fine, per l'applicazione all'anno n+1, si propone di considerare le inversioni di flusso registrate nel periodo dal 1 agosto dell'anno n-1 al 31 luglio dell'anno n;
 - c) l'energia elettrica immessa negativa EIN (energia attribuita alle UP_{SA} e agli assetti negativi delle UP di pompaggio e di accumulo) sia sempre valorizzata applicando il fattore percentuale standard di perdita di cui alla colonna (C) della vigente Tabella 9 del TIV (cioè il fattore afferente al caso senza inversioni di flusso);
 - d) in assenza di dati di misura in cabina primaria o secondaria che permettano di determinare, in relazione alla singola cabina primaria o secondaria, l'incidenza delle inversioni sul totale annuo si applichi sempre il fattore percentuale standard di perdita della colonna (C) della vigente Tabella 9 del TIV.
- 2.9 In alternativa a quanto prospettato al punto 2.8, lettera b), si potrebbe prevedere che il gestore di rete, in relazione al periodo dal 1 agosto dell'anno n-1 al 31 luglio

¹⁷ In relazione ad un impianto di produzione connesso su rete BT ai fini dell'individuazione del fattore percentuale di perdita deve essere esaminato il livello di risalite nella cabina secondaria a cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso l'impianto; viceversa in relazione ad un impianto connesso in MT ai fini dell'individuazione del fattore percentuale standard di perdita deve essere esaminato il livello di risalite nella cabina primaria a cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso l'impianto.

¹⁸ In relazione ad un impianto di produzione connesso su rete BT ai fini dell'individuazione del fattore percentuale standard di perdita deve essere esaminato il livello di risalite nella cabina secondaria a cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso l'impianto, viceversa in relazione ad un impianto connesso in MT ai fini dell'individuazione del fattore percentuale standard di perdita deve essere esaminato il livello di risalite nella cabina primaria a cui è sottesa la linea elettrica su cui è connesso l'impianto.

dell'anno n, per ogni cabina primaria e secondaria che registra inversioni di flusso calcoli la media dei fattori percentuali standard di perdita ponderata sui quarti d'ora con o senza inversioni di flusso. Il fattore percentuale standard così calcolato è applicato per l'anno n+1 alle immissioni tramite i punti di connessione sottesi alla suddetta cabina. Ciò permetterebbe di avere una soluzione più coerente con le effettive inversioni di flusso.

- 2.10 Inoltre, è necessario prevedere che l'informazione relativa al coefficiente di perdita da applicare all'energia elettrica immessa in ciascun punto di connessione sia resa disponibile anche alle altre controparti del sistema: produttori, BRP e BSP. A tal fine è orientamento dell'Autorità prevedere che:
- a) Terna aggiorni il sistema GAUDÌ al fine di permettere che a ciascuna UP e a ciascun punto di connessione della UP alla rete sia possibile associare l'identificativo della cabina primaria, se la connessione è in MT, ovvero della cabina secondaria, se la connessione è in BT, a cui è sottesa l'UP in condizioni di esercizio standard, nonché l'informazione sul livello di inversione di flusso della predetta cabina registrato negli ultimi due anni (da agosto a luglio) e del fattore percentuale standard di perdita applicato nell'anno in corso e nell'anno successivo non appena disponibile;
 - b) entro il 10 settembre di ogni anno ciascuna impresa distributrice, in relazione alle proprie cabine primarie e secondarie dotate di misuratori calcoli il relativo livello di inversione di flusso (secondo quanto previsto al punto 2.8, lettera b)) e lo pubblichi sul proprio sito internet in una pagina dedicata, dandone informazione ai produttori interessati, e proceda contestualmente ad aggiornare il sistema GAUDÌ al fine di popolare per ciascuna UP e ciascun punto di connessione associato le informazioni di cui alla lettera a);
 - c) Terna metta a disposizione dei BRP e dei BSP, in relazione a ciascuna UP presente nei loro contratti, il fattore percentuale standard di perdita da applicare, non appena disponibile.

- S.1. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di fattori percentuali standard di perdita da applicare all'energia immessa nella rete di distribuzione dagli impianti di generazione? Se no, perché?*
- S.2. *Quale tra le soluzioni prospettate ai punti 2.8 e 2.9 si ritiene preferibile? Perché? Motivare la risposta.*
- S.3. *Quali ulteriori previsioni si ritiene necessario introdurre al fine di efficientare la regolazione delle perdite di rete in relazione alla generazione distribuita e al tema delle inversioni di flusso?*

PARTE II

Orientamenti in merito all'approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e alle modalità di riconoscimento dei relativi costi ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi

Premessa

- 3.1 Come già evidenziato nel Capitolo introduttivo del presente documento per la consultazione, l'Autorità, con la deliberazione 325/2024/R/eel, ha stabilito che tutti i punti di prelievo per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione misurati ovvero misurabili siano censiti nel SII e che l'energia elettrica prelevata dai suddetti punti sia approvvigionata dai singoli gestori di rete concessionari, ivi inclusa Terna, sul libero mercato e sia esonerata dall'applicazione delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema.
- 3.2 A tal fine, nell'ambito della medesima deliberazione 325/2024/R/eel, nonché con la deliberazione 40/2025/R/eel, l'Autorità ha stabilito che:
- sia posto in capo ai gestori di rete l'obbligo di censire nel SII tutti i punti di prelievo afferenti agli usi propri misurati della trasmissione e della distribuzione che insistono sulla propria rete e che il SII modifichi il contenuto informativo del RCU al fine di poter distinguere, dagli altri punti di prelievo, i punti di prelievo per usi propri della distribuzione e quelli per gli usi propri della trasmissione, nonché permettere di non applicare, ai prelievi associati agli usi propri misurati, le tariffe di trasmissione, di distribuzione e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
 - l'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione non misurabile, venga ricompresa nella ER associata a ciascun gestore di rete in ciascuna zona di mercato (proprio in considerazione della sua natura di energia elettrica residuale).
- 3.3 Le suddette previsioni implicano conseguentemente la necessità di:
- a) definire le modalità con cui le imprese distributrici/Terna devono approvvigionare sul libero mercato l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione dei propri usi della distribuzione/trasmissione¹⁹;
 - b) rivedere l'attuale meccanismo di perequazione degli usi propri della trasmissione e della distribuzione (articolo 28 del TIV₂₀₂₅) utilizzato per la

¹⁹ Questo aspetto è stato già oggetto di trattazione nell'ambito del documento di consultazione 377/2023/R/eel. Al riguardo, molti partecipanti alla consultazione hanno evidenziato l'importanza di riconoscere i maggiori costi che il gestore di rete dovrà sostenere per l'acquisto dell'energia sul libero mercato, per via dell'intermediazione della controparte commerciale. È stata poi anche avanzata la proposta di valutare la possibilità che il gestore possa produrre e autoconsumare l'energia sottesa a tali prelievi al fine di contenere il costo di approvvigionamento. Su questo ultimo aspetto si ritiene, in particolare, necessario svolgere futuri approfondimenti anche al fine di valutare le implicazioni che tale approvvigionamento potrebbe avere in materia di regolazione *unbundling*.

copertura dei costi sostenuti dalle imprese distributrici per l'approvvigionamento degli usi propri al fine di tener conto delle novità introdotte con la deliberazione 325/2024/R/eel nonché di quelle che deriveranno dalle proposte di cui al presente documento²⁰.

Orientamenti in materia di approvvigionamento degli usi propri della distribuzione da parte delle imprese distributrici concessionarie

- 3.4 Per le finalità di cui al punto 3.3, si ritiene opportuno, in primo luogo, confermare le definizioni di usi propri della trasmissione e della distribuzione introdotte con la deliberazione 115/05, fatto salvo qualche aggiornamento terminologico. In particolare, sono definiti: **usi propri della trasmissione**: i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di trasmissione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di trasmissione;
- b) **usi propri della distribuzione**: i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di distribuzione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione. Non rientrano in tale ambito i consumi di energia elettrica connessi con l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela.
- 3.5 Inoltre, si ritiene opportuno che siano censiti nel SII come usi propri (e siano soggetti alla relativa regolazione in materia e ai meccanismi di riconoscimento dei costi di cui alla presente Parte II) solo i prelievi che avvengono tramite punti di connessione utilizzati esclusivamente per il prelievo dell'energia elettrica per gli usi propri e che, invece, eventuali prelievi effettuati tramite punti di connessione ad uso promiscuo vengano contrattualizzati ai sensi del TIT come forniture altri usi.
- 3.6 In relazione alle modalità di approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata per gli usi propri della distribuzione, si ritiene opportuno prevedere che ciascuna impresa distributtrice debba approvvigionare la predetta energia sul mercato libero mediante la sottoscrizione di un contratto di fornitura con una controparte commerciale (con relativo BRP) e che i punti di prelievo per usi propri siano gestiti, ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e al mercato per il servizio di bilanciamento e ridispacciamento, come tutte le altre tipologie di punti di prelievo attinenti a clienti finali non riforniti nel servizio di salvaguardia. In tal senso

²⁰ È opportuno precisare che nell'ambito dell'attuale meccanismo di approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e della distribuzione e della relativa perequazione è l'impresa distributtrice che si fa carico dell'approvvigionamento dell'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e che, conseguentemente, accede al meccanismo di perequazione di cui all'articolo 28 del TIV in relazione alla medesima energia.

l’Autorità non intende aggiungere altro rispetto a quanto già previsto dal TIDE; i POD associati agli usi propri misurati saranno gestiti in modo analogo a tutti gli altri punti di prelievo.

- 3.7 Peraltro è opportuno evidenziare che la regolazione vigente già prevede la facoltà per l’impresa distributrice di rivolgersi ad una controparte commerciale per l’approvvigionamento sul libero mercato dell’energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione in alternativa all’acquisto dall’esercente la maggior tutela competente sul territorio (in tale ultimo caso l’energia elettrica corrispondente agli usi propri della trasmissione e della distribuzione è approvvigionata da AU congiuntamente con l’energia elettrica destinata ai clienti serviti in maggior tutela e poi fornita all’impresa distributrice mediante l’esercente la maggior tutela). In tal senso quanto proposto ai punti da 3.4, 3.5 e 3.6 rappresenta una sostanziale conferma di quanto già oggi vigente, al netto dell’eliminazione della possibilità di approvvigionamento mediante AU e l’esercente la maggior tutela²¹.

Orientamenti in materia di riconoscimento ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi dei costi di approvvigionamento degli usi propri della distribuzione

- 3.8 In primo luogo, si ritiene opportuno che la nuova regolazione afferente al riconoscimento dei costi di approvvigionamento degli usi propri (e anche della ER) sia coordinata con la più generale regolazione tariffaria dell’Autorità e con il periodo di regolazione del servizio di distribuzione e misura dell’energia elettrica (di seguito: periodo regolatorio). A tal fine si ritiene opportuno prevedere una prima fase di attuazione di durata biennale (2026-2027) che funga da raccordo per allineare la suddetta regolazione al periodo regolatorio. A decorrere dal 2028, quindi, la suddetta regolazione sarà applicata su un orizzonte temporale pari a quello del periodo regolatorio (4 anni).
- 3.9 In relazione alle modalità di riconoscimento all’impresa distributrice dei costi sostenuti per l’approvvigionamento dell’energia elettrica prelevata per gli usi propri della distribuzione, l’Autorità intende nella prima fase di applicazione della nuova regolazione del *settlement* (biennio 2026-2027) procedere sostanzialmente in continuità con il quadro normativo attualmente vigente (l’attuale meccanismo di perequazione degli usi propri di cui all’articolo 28 del TIV₂₀₂₅) definendo un meccanismo di riconoscimento “a costo” che consideri le medesime voci di costo ad oggi riconosciute nell’ambito della perequazione, senza l’introduzione di

²¹ Al riguardo si evidenzia che, in relazione all’anno 2023, l’energia prelevata per gli usi propri della distribuzione dichiarata dalle imprese distributrici a CSEA nell’ambito della perequazione relativa al già menzionato anno ammonta a circa 323 GWh, mentre l’energia prelevata per gli usi propri della trasmissione risulta essere stata pari a 176 GWh (dati di misura al netto dell’applicazione dei fattori percentuali di perdita). Di questi complessivi 499 GWh circa l’1,2% è stato approvvigionato dalle imprese distributrici sul libero mercato, mentre il restante 98,8% è stato approvvigionato tramite AU (dati forniti da CSEA e aventi ad oggetto i risultati della perequazione 2023).

meccanismi di efficientamento dei costi connessi all'approvvigionamento degli usi propri.

- 3.10 I meccanismi di efficientamento dei costi di cui al punto 3.9 saranno oggetto di valutazione nell'ambito della revisione finalizzata a perfezionare il presente meccanismo di riconoscimento costi ai fini della sua applicazione per il periodo regolatorio 2028-2031. Ciò anche in ragione del fatto che il sistema elettrico sta subendo una fase di forte cambiamento con un progressivo incremento dell'energia elettrica per usi propri da un lato per assecondare le esigenze di reti elettriche sempre più *smart* e dall'altro per effetto della transizione verso la mobilità elettrica delle flotte aziendali delle imprese distributrici. Tale fenomeno deve essere monitorato e analizzato al fine di evitare che eventuali previsioni regolatorie possano incidere negativamente sui suddetti sviluppi.
- 3.11 Al riguardo è opportuno evidenziare che:
- a) l'attuale meccanismo di perequazione degli usi propri di cui all'articolo 28 del TIV₂₀₂₅ prevede che CSEA riconosca a ciascuna impresa distributtrice per l'acquisto dell'energia elettrica per gli usi propri, indipendentemente dalle modalità di approvvigionamento dalla medesima scelte (libero mercato o approvvigionamento nell'ambito della maggior tutela), un ammontare di perequazione pari al prodotto tra il prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato da AU agli esercenti la maggior tutela e l'energia elettrica approvvigionata per gli usi propri;
 - b) il prezzo di cessione praticato da AU agli esercenti la maggior tutela include tutte le voci di costo che AU sostiene per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del servizio di maggior tutela, cioè:
 - il costo per l'acquisto di energia elettrica;
 - il costo per gli sbilanciamenti e per i corrispettivi di dispacciamento;
 - il corrispettivo unitario riconosciuto ad AU per l'attività di acquisto e vendita;
 - il costo per la copertura degli oneri finanziari sostenuti da AU.
- 3.12 Attualmente il riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici concessionarie, anche nel caso in cui approvvigionino gli usi propri sul mercato libero, non include ulteriori componenti oltre a quelle sopra elencate, ciò lascia intendere che gli attuali corrispettivi siano in grado di coprire adeguatamente i costi sostenuti da dette imprese.
- 3.13 Alla luce delle considerazioni esposte, quindi, l'orientamento dell'Autorità è quello di prevedere che l'impresa distributtrice concessionaria si veda riconoscere, per l'energia elettrica acquistata per gli usi propri della distribuzione:
- a) il valore dell'energia elettrica prelevata (energia valorizzata a *PUN Index GME*);

- b) il corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 del TIDE e il corrispettivo a copertura dei costi per il mercato della capacità determinato ai sensi dell'Articolo 14 della Deliberazione ARG/elt 98/11;
- c) un corrispettivo a copertura dei costi connessi agli sbilanciamenti in cui incorrerebbe un BRP efficiente nel programmare la suddetta energia elettrica;
- d) un corrispettivo funzionale a coprire i costi gestionali che un BRP richiederebbe per approvvigionare la suddetta energia.

3.14 In particolare, si ritiene opportuno prevedere che il costo riconosciuto a ciascuna impresa distributrice concessionaria per l'energia elettrica approvvigionata per gli usi propri della distribuzione per un determinato anno sia pari a:

$$E_{usi\ propri, ID} = \sum_q E_{ID,q} \times [\alpha_{usipr} \times PUN_{Index\ GME,q} + (1 - \alpha_{usipr}) \times P_{Sbil,q}] + \sum_q E_{ID,q} \times (Corr_{disp} + C_{FunBRP})$$

dove:

- $E_{usi\ propri, ID}$ rappresenta il valore economico dell'energia prelevata per gli usi propri riconosciuto per un determinato anno n;
- $E_{ID,q}$ è l'energia prelevata dall'impresa distributrice per i propri usi della distribuzione in ciascun quarto d'ora q dell'anno n;
- α_{usipr} è la quota "ragionevole" di E_{ID} che si ritiene possa essere correttamente programmata da un operatore efficiente. Tale valore, vista la tipologia di carichi presenti negli usi propri, si stima possa essere pari a 0,98²² essendo l'ammontare e il profilo di tali prelievi stimabili con una discreta approssimazione;
- $PUN_{Index\ GME}$ è il prezzo di cui alla Sezione 4-13.3.9 "PUN Index GME" del TIDE in ciascun quarto d'ora q dell'anno n;
- $P_{Sbil,q}$ è il prezzo di sbilanciamento in ciascun quarto d'ora q e ciascuna zona di offerta.
- $Corr_{disp}$ è pari alla somma, espressa in €/MWh, tra il corrispettivo unitario di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 del TIDE e il corrispettivo a copertura dei costi del mercato della capacità determinato ai sensi dell'Articolo 14 della Deliberazione ARG/elt 98/11;
- C_{FunBRP} è un corrispettivo espresso in €/MWh a copertura dei costi amministrativi di un BRP efficiente. In fase di prima attuazione, nell'ottica di operare in continuità con l'attuale meccanismo di perequazione degli usi propri, si ritiene che questo corrispettivo possa essere posto pari al corrispettivo unitario attualmente definito a copertura dei costi di funzionamento dell'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (comma 23.4, lettera c), del TIV₂₀₂₅), calcolato annualmente come media dei corrispettivi mensili

²² Sulla base delle analisi effettuate sui dati forniti da Terna relativi agli sbilanciamenti.

ponderati per la relativa energia mensilmente approvvigionata. Negli ultimi due anni questo valore per AU è stato pari a circa 0,17 €/MWh approvvigionato.

- 3.15 Il riconoscimento annuale dei costi per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per gli usi propri della distribuzione e la sua revisione a seguito di rettifiche ai dati di misura continuerebbero ad essere operati da CSEA annualmente con le medesime tempistiche ad oggi previste dall'articolo 30 del TIV₂₀₂₅ in coerenza con il quadro regolatorio vigente²³. Tutte le modalità e le tempistiche funzionali a tale processo - che vede interagire CSEA, SII e gestori di rete - saranno definite in apposite specifiche tecniche.
- 3.16 L'Autorità ritiene opportuno che la raccolta del gettito necessario per coprire i costi riconosciuti all'impresa distributrice concessionaria per l'approvvigionamento dell'energia elettrica per gli usi propri della distribuzione sia la componente UC₃, che alimenta il Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni di cui all'articolo 16 del TIPPI.
- 3.17 L'Autorità intende, infine, prevedere la messa a disposizione da parte del SII al gestore di rete interessato e a CSEA dei dati di misura relativi agli usi propri aggregati (per gestore di rete e zona di offerta) affinché la medesima CSEA li possa utilizzare ai fini della determinazione dei costi da riconoscere annualmente alla singola impresa distributrice concessionaria, così da favorire la minimizzazione dei flussi che i soggetti sono chiamati a scambiare.

- S.4. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di definizione degli usi propri e di modalità di approvvigionamento? Quali ulteriori elementi si ritiene debbano essere specificati?*
- S.5. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di riconoscimento dei costi di approvvigionamento degli usi propri della distribuzione? Se no, perché? Motivare la risposta.*
- S.6. *Quali ulteriori previsioni si ritiene necessario introdurre in materia di usi propri della distribuzione?*

²³ Determinazione annuale dei costi da riconoscere alle imprese distributrici (saldi di perequazione) con riferimento all'anno precedente sulla base delle misure risultanti dalla sessione semestrale di *settlement* SEM 2 e aggiornamento degli stessi per successivi 5 anni sulla base delle rettifiche ai dati di misura che possono eventualmente emergere.

Orientamenti in materia di approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e riconoscimento dei relativi costi

- 3.18 Per quanto riguarda gli usi propri della trasmissione, si ritiene opportuno che Terna approvvigioni l'energia elettrica necessaria secondo le modalità che ritiene più opportune, anche nell'ambito del fabbisogno di bilanciamento del sistema. I relativi costi verrebbero coperti mediante il corrispettivo unitario *uplift* di cui alla Sezione 4-25-3 del TIDE.
- 3.19 La scelta di utilizzare il corrispettivo unitario *uplift* per la copertura dei costi di approvvigionamento di Terna relativi all'energia elettrica prelevata per gli usi propri della trasmissione, diversamente da quanto proposto per le imprese distributrici, risponde a logiche di semplicità e al tempo stesso di efficienza. Infatti, l'Autorità con la deliberazione 326/2024/R/eel ha già definito un meccanismo di incentivazione per la promozione della riduzione dei costi sostenuti da Terna per il dispacciamento: Terna potrebbe quindi agire sull'efficientamento degli usi propri per contenere tali costi. Eventualmente occorrerebbe aggiornare la *baseline* che rileva per il richiamato meccanismo di incentivazione inserendo anche i costi per gli usi propri della trasmissione (comunque residuali rispetto ai costi complessivi del dispacciamento).

S.7. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di approvvigionamento degli usi propri della trasmissione e riconoscimento dei relativi costi? Se no, perché?*

S.8. *Quali ulteriori previsioni si ritiene necessario introdurre in materia?*

PARTE III

Orientamenti in merito all'approvvigionamento dell'ER da parte di Terna, delle imprese distributrici concessionarie e dei gestori di SDC e al meccanismo di copertura dei relativi costi sostenuti dai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi

Premessa

- 4.1 Come già evidenziato nel Capitolo introduttivo del presente documento per la consultazione, l'Autorità con la deliberazione 325/2024/R/eel ha stabilito, che:
- con il superamento della profilazione mediante il criterio del *load profiling* le partite residuali di energia elettrica (si veda la nota 12 a piè di pagina) siano allocate ai singoli gestori di rete mediante la gestione nell'ambito del *settlement* anche dei dati di misura relativi all'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti e conseguentemente la determinazione, per ciascuna zona di offerta, dell'ER associata a ciascun gestore di rete mediante un bilancio fisico dell'energia immessa e prelevata dalla singola rete oggetto del calcolo (RTN, rete di distribuzione di ogni impresa distributtrice concessionaria, singolo SDC);
 - l'ER sia approvvigionata dai singoli gestori di rete sul libero mercato ed esonerata dall'applicazione delle tariffe di trasmissione, di distribuzione e dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema.
- 4.2 A tal fine, nell'ambito della medesima deliberazione 325/2024/R/eel, nonché con la deliberazione 40/2025/R/eel, l'Autorità ha stabilito che:
- sia posto in capo ai gestori di rete l'obbligo di censire nel SII tutti i punti di interconnessione fra le reti elettriche e che il SII, tra l'altro, implementi la gestione dei dati di misura relativi ai suddetti punti;
 - l'ER sia calcolata per una parte dal SII (ER_{parziale} o ER_P) e per la quota rimanente da Terna (ER_{totale} o ER_T) (si veda il punto 1.4).
- 4.3 Le suddette previsioni implicano conseguentemente la necessità di:
- a) definire le modalità con cui le imprese distributrici concessionarie, i gestori di SDC e Terna debbono approvvigionare sul libero mercato ER²⁴;

²⁴ Questo aspetto è stato già oggetto di parziale trattazione nell'ambito del documento di consultazione 377/2023/R/eel. In particolare, nel documento di consultazione 377/2023/R/eel sono state illustrate due soluzioni alternative per l'approvvigionamento della ER e l'allocatione dei relativi costi:

- 1) approvvigionamento diretto: il compito di approvvigionare l'energia residuale è delegato direttamente ai gestori di rete. Questa soluzione consente loro di gestire autonomamente i costi, beneficiando della loro conoscenza specifica delle caratteristiche della propria rete (fenomeni sottesi). L'autonomia operativa delle imprese distributrici potrebbe così incentivare una maggiore efficienza e minori costi di approvvigionamento;

- b) definire, in sostituzione dell'attuale meccanismo di perequazione delle perdite di rete di cui agli articoli 29 e 31 del TIV₂₀₂₅, il nuovo meccanismo di copertura dei relativi costi sostenuti dai gestori di rete concessionari al fine di tener conto delle novità introdotte con la deliberazione 325/2024/R/eel e con le proposte di cui al presente provvedimento²⁵ e di favorire una corretta programmazione e una riduzione delle partite residuali.

Orientamenti in merito all'approvvigionamento dell'ER da parte delle imprese distributrici concessionarie e dei gestori di SDC

- 4.4 L'Autorità, sulla base delle medesime considerazioni riportate nel documento per la consultazione 377/2023/R/eel (si veda nota a piè di pagina 24) e condivise dagli operatori che si sono espressi sul tema, ritiene opportuno prevedere che l'ER sia approvvigionata da parte del singolo gestore di rete sul mercato libero mediante la sottoscrizione di un contratto di fornitura con una controparte commerciale (con relativo BRP).
- 4.5 È, inoltre, necessario definire alcuni ulteriori aspetti inerenti alle modalità di approvvigionamento a mercato della ER stante le peculiarità di siffatta quantità di energia elettrica. Infatti:
- non è un'energia elettrica associata ad un prelievo o ad un'immissione fisica nella rete di un determinato gestore, ma è il risultato del bilancio di energia

-
- 2) approvvigionamento indiretto: è Terna a occuparsi dell'approvvigionamento di tutta la ER, con un corrispettivo a carico delle imprese distributrici. Questa opzione comporta più complessità gestionale, ma consente acquisti su base aggregata zonale, con potenziali risparmi amministrativi perché approvvigiona un solo soggetto per tutti.

Nell'ambito della consultazione l'Autorità ha espresso come preferibile la soluzione di cui al punto 1) in quanto:

- a) l'approvvigionamento diretto consentirebbe una gestione più efficiente della ER, poiché il gestore di rete avrebbe un controllo completo sui relativi costi;
- b) il gestore di rete, disponendo di una conoscenza approfondita dei fenomeni sottesi alle perdite di rete, si troverebbe nella posizione ottimale per adottare le scelte operative più efficaci per il loro approvvigionamento.

In esito alla consultazione, i soggetti partecipanti, anche in ragione della mancanza di alcuni dettagli operativi della proposta necessari per una comprensione completa della riforma, non hanno espresso una preferenza definitiva tra le due soluzioni proposte. Alcuni hanno manifestato una preferenza per la soluzione con approvvigionamento diretto da parte dei singoli gestori di rete (soluzione di cui al punto 1)), motivando la suddetta preferenza con le medesime considerazioni espresse dall'Autorità nel documento.

²⁵ L'attuale meccanismo di perequazione delle perdite di rete previsto si basa su una regolazione incentivante che pone il livello delle perdite riconosciute pari ad un livello prefissato mediante l'utilizzo di fattori percentuali di perdite unici a livello nazionale per le perdite tecniche e differenziati per aree territoriali (Nord, Centro, Sud) per le perdite commerciali e che consente all'impresa distributtrice concessionaria di trattenere gli eventuali benefici associati a valori di perdite effettive inferiori al livello standard riconosciuto. Tale modello è stato adottato dall'Autorità, e migliorato nel tempo, in considerazione principalmente dell'obiettivo di ridurre la marcata eterogeneità dei risultati di perequazione delle perdite tra le diverse imprese distributrici concessionarie ed è strettamente connesso con un modello di *settlement* che prevede l'esistenza di AU a cui possono essere attribuite le partite di energia residuali.

effettuato in relazione a ciascuna zona e alla rete gestita dal singolo gestore nella predetta zona;

- essendo calcolata mediante una equazione di bilancio (differenza fra immissioni di energia nella rete e prelievi di energia dalla medesima rete) i cui termini sono peraltro incrementati dei fattori percentuali standard di perdita, l'ER può risultare in determinate ore "energia prelevata" (segno negativo) ed in altre ore "energia immessa" (segno positivo). È, in particolare, un'energia immessa nel caso in cui le perdite effettive sulla rete risultano minori di quelle approvvigionate dagli utenti della rete mediante l'incremento delle immissioni e dei prelievi tramite i fattori percentuali standard di perdita.

4.6 In particolare, è necessario definire:

- la tipologia di unità da associare all'ER ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia;
- la natura e i presupposti di un eventuale rapporto contrattuale tra il gestore di rete e il BRP per l'approvvigionamento della ER in assenza di punti fisici sottesi al contratto.

Classificazione delle unità cui associare la ER ai fini del mercato

4.7 Al fine di individuare la tipologia di unità con cui il BRP, selezionato dal gestore di rete, dovrà operare sul mercato per l'approvvigionamento della ER, è necessario considerare le specifiche caratteristiche della ER. Infatti, in quanto energia calcolata come bilancio fisico di una determinata rete:

- ad essa non sono associati specifici impianti di prelievo o di produzione con relativi specifici punti fisici di connessione. Non è pertanto un'unità di produzione (UP) o un'unità di consumo (UC) dotata di una capacità di rete contrattualmente impegnata rispetto alla quale dimensionare l'impegno a immettere o prelevare energia elettrica ai sensi della Sezione 4-2-9 del TIDE, ma un'unità senza punti di prelievo fisici;
- può assumere nei diversi quarti d'ora dell'anno valori positivi o negativi e pertanto è necessario che l'unità ad essa associata abbia sia una capacità in immissione che una capacità in prelievo in base alle determinazioni del bilancio quart'orario di ciascuna rete (in questo senso è simile alle unità di pompaggio e di accumulo elettrochimico);
- è unica per ogni zona di mercato e per ogni gestore di rete.

4.8 Trattandosi di un'unità che non corrisponde ad un'immissione/prelievo puntuale, si ritiene ragionevole stabilire che essa non possa erogare servizi ancillari e, quindi, non possa essere abilitata alla partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Si ritiene altresì che, ai fini di assicurare che la programmazione da parte del BRP responsabile dell'approvvigionamento della ER venga effettuata secondo criteri di diligenza, la capacità in immissione ($K_p^{I_{max}}$) e la capacità in prelievo ($K_p^{W_{max}}$) debbano essere definite ex ante tramite criteri convenzionali, non essendoci elementi tecnici o contrattuali da poter considerare. A tal fine l'Autorità

è orientata a prevedere che le suddette capacità ($K_p^{I_{max}}$ e $K_p^{W_{max}}$) siano determinate sulla base dei valori storici della ER resi disponibili come successivamente meglio illustrato.

4.9 Si ritiene, inoltre, opportuno classificare le unità associate alla ER come UP per le seguenti ragioni:

- a) ad oggi nel sistema elettrico le uniche unità con capacità in immissione e capacità in prelievo contemporaneamente non nulle sono classificate come UP (pompaggi e sistemi di accumulo elettrochimico);
- b) la classificazione come UP permette:
 - di escludere automaticamente l'ER dall'applicazione del corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 del TIDE e dei corrispettivi di cui agli Articoli 23bis, 25, 25bis e 25ter del TIS₂₀₂₅;
 - di prevedere che le aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia siano gestite direttamente da Terna (comunque, non si potrebbero seguire le modalità ordinarie previste per le UC e relative alla gestione nell'ambito del SII, non essendo associabile la ER ad un POD fisico e richiedendo un corredo informativo specifico, che dovrebbe essere definito tenendo conto delle peculiarità del caso)²⁶;
 - di escludere l'ER dall'applicazione della componente compensativa di cui alla Sezione 4-24.3 del TIDE. Un suo trattamento come UC potrebbe, invece, comportare criticità nel calcolo del PUN Index GME che è determinato sulla base di soli prelievi e non anche di immissioni da nettare.

4.10 Si ritiene, inoltre, opportuno prevedere che, ai fini della definizione del diritto a immettere o prelevare energia, le unità puntuali associate a ciascun gestore di rete possano essere gestite singolarmente o in forma aggregata con altre unità puntuali all'interno della medesima zona, dando origine a un'unità virtuale zonale specifica. Ciò è attuato introducendo un'apposita tipologia di UP in cui far confluire l'ER. Tale possibilità potrebbe incentivare le aggregazioni tra gestori di rete, contribuendo a superare la frammentazione nella gestione dell'energia residua, con l'obiettivo di migliorare l'efficienza e ridurre i costi di approvvigionamento.

4.11 Per effetto della specifica tipologia, le UP relative alla ER parteciperanno ai mercati dell'energia per il tramite di un portafoglio zonale fisico di immissione, specifico per la ER, abbinato al BRP responsabile dell'approvvigionamento.

4.12 In considerazione del fatto che le capacità in immissione ($K_p^{I_{max}}$) e in prelievo ($K_p^{W_{max}}$) della UP associata alla ER sono basate su dati storici, si ritiene opportuno, inoltre, prevedere che il BRP, qualora valuti che in un dato periodo rilevante l'ER

²⁶ È opportuno, inoltre, specificare che, ai fini del calcolo della ER_{parziale}, non è necessario censire nel SII tali unità puntuali, né tantomeno prevedere che il SII conosca il BRP delegato all'approvvigionamento della ER, poiché nel Registro Centrale Ufficiale sono già presenti tutti gli elementi informativi necessari per effettuare il computo sopra richiamato al punto 4.2, almeno ciò fino a quando non transiteranno per il SII anche le misure delle immissioni e il SII dovrà trasmettere a Terna la ER e il relativo BRP associato.

sia incompatibile con dette capacità della UVZ_{ER}, possa presentare a Terna una richiesta motivata di variazione delle suddette capacità, cui Terna dovrà dare riscontro celermente e comunque non oltre tre giorni dalla data di presentazione della richiesta, accettandola o rigettandola.

- 4.13 In relazione agli aspetti implementativi, si ritiene, infine necessario prevedere che:
- Terna definisca le modalità per il censimento delle unità associate alla ER, nonché le informazioni da associare alle stesse;
 - la capacità in immissione (K_P^{Imax}) e la capacità in prelievo (K_P^{Wmax}) di ciascuna UP relativa alla ER di un gestore “D” in relazione alla zona di offerta “O”, sia definita da Terna tramite le seguenti formule:

$$K_{P,D,O,n}^{Imax} = \frac{\max[K_{P,D,O,n-3}^{Imax}; K_{P,D,O,n-2}^{Imax}; K_{P,D,O,n-1}^{Imax}]}{E_{imm,n}^{D,O}} \times E_{imm,n}^{D,O}$$

$$K_{P,D,O,n}^{Wmax} = \frac{\max[K_{P,D,O,n-3}^{Wmax}; K_{P,D,O,n-2}^{Wmax}; K_{P,D,O,n-1}^{Wmax}]}{E_{imm,n}^{D,O}} \times E_{imm,n}^{D,O}$$

dove:

- $K_{P,D,O,n}^{Imax}$ e $K_{P,D,O,n}^{Wmax}$ rappresentano rispettivamente il valore della capacità in immissione e in prelievo nell’anno n oggetto di determinazione della UP riferita alla ER di un gestore di rete “D” in una determinata zona di offerta “O”;
 - $E_{imm,n}^{D,O}$ rappresenta l’energia elettrica complessivamente immessa nella rete del gestore “D”, in relazione alla zona di offerta “O”, nell’anno n a cui corrisponde il valore massimo al numeratore;
 - $E_{imm,n}^{D,O}$ rappresenta la stima, effettuata da Terna, dell’energia elettrica che sarà immessa nella rete del gestore “D”, in relazione alla zona di offerta “O”, nell’anno n per soddisfare le sue previsioni di carico.
- 4.14 In relazione al primo anno di applicazione, in deroga a quanto previsto al punto 4.13, lettera b), si ritiene opportuno prevedere che sia CSEA ad effettuare il suddetto calcolo sulla base dei dati di misura acquisiti ai fini della perequazione degli ultimi 3 anni, utilizzando i fattori percentuali di perdita come definiti ai sensi della Parte I del presente documento. L’esito del calcolo dovrà essere messo a disposizione di Terna, del gestore di rete e dei BRP interessati.
- 4.15 Per le suddette finalità i valori di K_P^{Imax} e K_P^{Wmax} determinati da Terna dovranno essere resi disponibili ai BRP selezionati per l’approvvigionamento della ER e ai gestori di rete di pertinenza secondo tempistiche funzionali all’avvio del periodo di applicazione della nuova disciplina.

Gestione dei processi funzionali all’esecuzione del contratto fra gestore di rete e BRP

- 4.16 In generale, la gestione del contratto di approvvigionamento della ER non richiede l'attivazione delle ordinarie prestazioni di carattere tecnico-commerciale previste per le UP e UC, essendo privo di punti fisici sottesi. Rimane da considerare il processo della messa a disposizione dei dati di misura.
- 4.17 I dati di misura messi a disposizione del BRP includeranno sia la ER_{parziale} che la ER_T . Terna provvederà alla loro messa a disposizione al BRP e al gestore di rete collegato, con tempistiche coerenti con il *settlement* mensile e con le sessioni semestrali di *settlement*.

Gestione dell'eventuale inadempimento del BRP

- 4.18 Nell'ottica di ridurre l'esposizione finanziaria del sistema nei confronti del BRP delegato all'approvvigionamento della ER²⁷, l'Autorità è orientata a prevedere una gestione degli effetti della risoluzione del contratto in caso di inadempimento del BRP, in modo tale che il gestore di rete possa attivare rapidamente un nuovo contratto di approvvigionamento, con conseguente minimizzazione del tempo intercorrente dal momento della risoluzione del contratto al momento dell'attivazione del nuovo contratto.
- 4.19 Per le finalità di cui al punto 4.18, in caso di risoluzione del contratto di dispacciamento per inadempimento del BRP, s'intende prevedere che il gestore di rete possa richiedere, con tempistiche ridotte, l'attivazione di un nuovo contratto (come avviene per lo *switching* relativo ai punti di prelievo), in qualsiasi giorno del mese a seguito della comunicazione di risoluzione contrattuale. Per quanto concerne i dati di misura storici da rendere disponibili al BRP entrante relativi alla ER_T e alla ER_P , invece, s'intende adottare quanto previsto dalla regolazione attuale dello *switching* dei punti di prelievo, che dispone la messa a disposizione delle misure relative ai 12 mesi precedenti la data di *switching* ove disponibili.
- 4.20 Inoltre, in considerazione del fatto che si tratta di unità senza punti fisici sottesi, per attribuire le partite che si determineranno nel periodo intercorrente tra il momento del *default* del BRP e l'attivazione del nuovo contratto, poiché è comunque necessario essere in presenza di un contratto di riferimento per la ER, si ritiene che l'approvvigionamento possa essere valorizzato a sbilanciamento, addebitando gli importi di tale periodo direttamente ai singoli gestori di rete a cui sono associate le UP che compongono la UVZ_{ER} coerentemente con l'entità della ER associata a ciascuna di loro. Al momento dell'attivazione del nuovo contratto Terna metterà a disposizione del nuovo BRP i dati di misura storici della ER.
- 4.21 Infine, per consentire ai gestori di rete titolari delle UP che compongono la UVZ_{ER} associata al BRP insolvente di porre in atto tutte le misure necessarie, si ritiene opportuno prevedere che Terna informi i suddetti gestori dell'avvenuto invio al BRP di un preavviso di risoluzione del contratto di dispacciamento per insolvenza.

²⁷ E, conseguentemente, ridurre gli oneri connessi all'approvvigionamento della ER in termini di garanzie prestate a copertura del rischio di inadempienza.

4.22 Per quanto riguarda, invece, le garanzie rilasciate al GME e la gestione dell'inadempimento non si ravvede la necessità di adottare previsioni particolari in quanto l'operatività del BRP delegato all'approvvigionamento della ER (o un operatore di mercato per suo conto) sarà analoga agli altri operatori.

S.9. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di approvvigionamento della ER? Se no, perché?*

S.10. *Quali ulteriori previsioni si ritiene necessario introdurre in materia?*

S.11. *Si rilevano criticità in merito alla previsione di cui al punto 4.20 relativa all'addebito diretto all'impresa distributrice concessionaria dell'ER approvvigionata nel periodo intercorrente tra il momento del default del BRP e l'attivazione del nuovo contratto? Se sì, quali? Motivare.*

Orientamenti in merito al meccanismo di copertura dei costi sostenuti delle imprese distributrici concessionarie per l'approvvigionamento dell'ER

4.23 In primo luogo, si ritiene opportuno ribadire quanto già indicato al punto 3.8 in relazione al meccanismo di copertura dei costi di approvvigionamento degli usi propri e cioè che i meccanismi di copertura dei costi debbano essere coordinati con la più generale regolazione tariffaria dell'Autorità e con il periodo regolatorio. Pertanto, anche per il meccanismo di copertura dei costi sostenuti delle imprese distributrici concessionarie per l'approvvigionamento dell'ER si ritiene opportuno prevedere una prima fase di attuazione di durata biennale (2026-2027) che funga da raccordo per allineare la suddetta regolazione al periodo regolatorio. A decorrere dal 2028, quindi, la suddetta regolazione sarà applicata su un orizzonte temporale pari a quello del periodo regolatorio (ndr. 4 anni).

4.24 Il meccanismo di riconoscimento dei costi sostenuti dalle imprese distributrici concessionarie per l'approvvigionamento della ER deve essere formulato in modo da:

- tener conto della copertura dei costi di approvvigionamento – sia delle partite del *settlement* mensile che delle sessioni di conguaglio - al fine di non generare criticità nell'equilibrio economico-finanziario di ciascuna impresa distributrice concessionaria;
- incentivare la riduzione delle partite residuali (*in primis* delle perdite di rete), valorizzando le effettive *performance* conseguite dall'impresa distributrice concessionaria.

4.25 Per le suddette finalità l'Autorità, anche in considerazione delle nuove modalità di approvvigionamento sopra descritte, intende introdurre un approccio che punti a riconoscere a ciascun gestore un valore di ER, e quindi di perdite di rete, commisurato ad un *target* definito sui propri valori storici (che costituirà la *baseline* del meccanismo di riconoscimento) con la conseguenza di riconoscere livelli di perdite di rete maggiormente coerenti con le condizioni di esercizio, le

caratteristiche delle reti e del territorio in cui ciascuna impresa distributrice concessionaria opera. Inoltre, si intende introdurre un meccanismo che, con riferimento alle maggiori (o minori) efficienze realizzate dai medesimi, preveda una ripartizione delle stesse tra questi ultimi e i clienti finali (*sharing*).

- 4.26 Il sistema che si intende introdurre si articola su tre elementi fondamentali:
- il vero e proprio meccanismo per la determinazione dei costi a copertura della ER riconosciuti, che prevede l'applicazione di meccanismi di *sharing* delle maggiori (minori) efficienze conseguite rispetto al costo di riferimento per l'approvvigionamento della ER (costo individuato a partire dalla $ER_{baseline}$ individuata);
 - una componente tariffaria integrativa da applicare ai clienti finali per la raccolta ex-ante dell'ammontare finalizzato a coprire i costi che l'impresa distributrice concessionaria sostiene per l'approvvigionamento della ER ;
 - un meccanismo di perequazione annuale tra imprese distributrici concessionarie e CSEA funzionale a gestire il *tariff decoupling* tra il gettito raccolto dalla singola impresa distributrice concessionaria in applicazione della componente tariffaria integrativa di cui alla lettera b) e il costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER (CCR_{ER}) in esito all'applicazione annuale del meccanismo di cui alla lettera a).

Definizione del meccanismo di riconoscimento dei costi di approvvigionamento della ER

- 4.27 Il meccanismo di riconoscimento dei costi di approvvigionamento della ER, di cui al punto 4.26, lettera a), descritto nei paragrafi che seguono, può essere quindi articolato nei seguenti passaggi, validi per ciascuna impresa distributrice concessionaria "D" operante in una specifica zona di offerta "O":
- definizione, del costo di riferimento per l'approvvigionamento della ER ($CER_{ric\ base}^{O,D}$) determinato sulla base del valore di energia residuale di un determinato anno di riferimento ($ER_{baseline}^{O,D}$);
 - determinazione delle modalità di aggiornamento annuale della $ER_{baseline}^{O,D}$;
 - determinazione del recupero di efficienza e relativo *sharing*.

- 4.28 Il costo riconosciuto per l'approvvigionamento della ER ($CER_{ric\ base}^{O,D}$) dell'impresa distributrice concessionaria "D" operante in una specifica zona di offerta "O" è identificato dalla seguente funzione obiettivo applicata per ciascun anno del periodo regolatorio:

$$CER_{ric\ base}^{O,D} = \sum_q B^{O,D} \times E_{immedf,q}^{O,D} \times [\alpha_{ER} \times P_{MGP,q}^O + (1 - \alpha_{ER}) \times P_{Sbil,q}^O]$$

dove:

- $CER_{ric\ base}^{O,D}$ rappresenta il valore economico della ER riconosciuto in ciascun anno del periodo di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi (biennio 2026-2027 ovvero un successivo periodo regolatorio);

- $B^{O,D}$ è la *baseline* come definita al paragrafo 4.27, costante in ciascun quarto d'ora per il singolo anno del periodo di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi;
- $E_{immeff,q}^{O,D}$ è l'energia immessa effettivamente nella rete dell'impresa distributrice "D", in relazione alla zona di offerta "O" in ciascun quarto d'ora q di ciascun anno del periodo di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi già incrementata dei fattori percentuali convenzionali di perdita di cui alla Tabella 9 del TIV₂₀₂₅ applicati secondo quanto previsto alla Parte I del presente documento;
- α_{ER} è la quota "ragionevole" di ER che si ritiene possa essere correttamente programmata da un operatore efficiente. Tale valore, in considerazione del fatto che la ER dipende dal valore dell'energia immessa e prelevata in ciascun quarto d'ora, si stima possa essere posto per il biennio di prima applicazione (2026-2027) pari a 0,85²⁸, mentre per il primo periodo regolatorio successivo alla prima applicazione (2028-2031) la revisione del parametro α_{ER} verrà effettuata sulla base del monitoraggio degli sbilanciamenti delle UVZ_{ER} nel suddetto biennio;
- $P_{MGP,q}^O$ è il prezzo zonale che si forma sul MGP per la zona di offerta "O" in ciascun quarto d'ora q di ciascun anno del periodo di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi;
 $P_{Sbil,q}^O$ è il prezzo di sbilanciamento per la zona di offerta "O" in ciascun quarto d'ora q di ciascun anno di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi.

Si ritiene non necessario prevedere anche una componente a copertura dei costi amministrativi di un BRP efficiente in quanto, in prima approssimazione, possono essere considerati inclusi nel termine α_{ER} e $1-\alpha_{ER}$.

4.29 La *baseline* $B^{O,D}$ per il primo anno del periodo regolatorio è calcolata come:

$$B^{O,D} = - \frac{ER_{baseline}^{O,D}}{E_{imm,baseline}^{O,D}} \quad \text{se } B^{O,D} > 0;$$

$$B^{O,D} = 0 \quad \text{se } B^{O,D} < 0; \text{ }^{29}$$

²⁸ Sulla base delle analisi effettuate sui dati forniti da Terna relativi agli sbilanciamenti.

²⁹ Si ricorda che la ER è definita come differenza fra immissioni e prelievi, pertanto è positiva se è un'immissione, negativa se è un prelievo. Quindi una $B < 0$ comporta che l'approvvigionamento della ER per l'impresa distributrice concessionaria abbia rappresentato, nell'anno di riferimento, un ricavo, sintomo del fatto che le perdite di rete effettive registrate sulla rete elettrica della suddetta impresa sono state inferiori rispetto a quelle riconosciute mediante l'applicazione dei fattori percentuali standard di cui alla Tabella 9 del TIV₂₀₂₅.

dove:

- $ER_{baseline}^{O,D}$ è la ER relativa alla rete dell'impresa distributrice concessionaria "D" nella zona di offerta "O" calcolata per l'anno di riferimento (anno n-2 rispetto al primo anno del periodo di regolazione per il quale si effettua il riconoscimento dei costi);
- $E_{imm,baseline}^{O,D}$ è l'energia immessa effettivamente nella rete dell'impresa distributrice "D", in relazione alla zona di offerta "O" nell'anno di riferimento già incrementata dei fattori percentuali convenzionali di perdita di cui alla Tabella 9 del TIV₂₀₂₅ applicati secondo quanto previsto alla Parte I del presente documento.

4.30 Come già evidenziato nella parte introduttiva del presente documento la ER, infatti, rappresenta sostanzialmente, al netto di ulteriori partite residuali (si veda la parte introduttiva del presente documento per maggiori informazioni), la differenza fra le perdite di rete effettive e le perdite convenzionali (rappresentate mediante l'utilizzo dei coefficienti percentuali standard di cui alla Tabella 9 del TIV₂₀₂₅) registrate in un determinato anno sulla rete di un determinato gestore in una determinata zona di offerta. Tale valore è quindi dipendente dall'energia che annualmente viene immessa e prelevata dalla suddetta rete. Pertanto, ai fini della determinazione di un valore di riferimento da utilizzare come *baseline* per l'applicazione del meccanismo di cui al punto 4.26, lettera a), è necessario che, la ER dell'anno di riferimento ($ER_{baseline}$) sia relativizzata rispetto all'energia immessa o prelevata in quell'anno, in quella determinata rete e zona di offerta. Al riguardo si ritiene più opportuno considerare l'energia elettrica immessa in quanto, a differenza dei prelievi che scontano una significativa variabilità connessa anche ai prelievi fraudolenti, è la grandezza più stabile e facilmente osservabile.

4.31 Per il primo biennio di applicazione (2026-2027) si ritiene opportuno che la baseline $B^{O,D}$ sia calcolata da CSEA sulla base dei dati di perequazione relativi all'anno 2024 (anno di riferimento n-2) e resi disponibili dalle imprese distributrici a CSEA nell'ambito della perequazione 2025 (settembre 2025) di cui al TIV e al TIT; per i periodi regolatori seguenti, invece, l'Autorità è intenzionata ad utilizzare i dati della ER determinati da Terna³⁰ per ogni ambito di ciascun gestore di rete.

4.32 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, la baseline $B^{O,D}$ è aggiornata annualmente sulla base della seguente formula:

$$B_t^{O,D} = B_{t-1}^{O,D} \times [1 - X + Y]$$

³⁰ Ai sensi della deliberazione 325/2024/R/eel Terna è responsabile della determinazione della ER per ciascun gestore di rete ai fini del *settlement*. Nella fase di regime prevista dalla medesima delibera, a seguito del passaggio al SII anche della gestione dei dati di misura dell'energia elettrica immessa nei punti di connessione, tale attività sarà affidata al SII.

dove:

- $B_{t-1}^{O,D}$ è la baseline nell'anno t-1 dell'impresa distributrice "D", in relazione alla zona di offerta "O";
 - X è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività (*X-factor*);
 - Y è *Y-factor*, un parametro di variazione dei costi operativi riconosciuti per la copertura di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali e da mutamenti del quadro normativo.
- 4.33 Per il primo biennio di applicazione 2026-2027 si ritiene opportuno porre l'*X-factor* pari a 0, mentre per il periodo regolatorio successivo si propone di rimandare la discussione ad un successivo documento di consultazione da predisporre nel primo semestre del 2027.
- 4.34 In relazione all'*Y-factor* si propone che esso sia fissato ex-post sulla base di specifiche istruttorie volte ad accertare l'entità degli effetti prodotti da tali eventi. In ragione di esigenze di stabilità della regolazione, per variazioni annuali con impatti cumulati inferiori allo 1% della $ER_{baseline}$ il tasso di variazione è assunto pari a zero. Si ritiene che l'*Y-factor* possa essere utilizzato anche per tener conto dell'emersione di prelievi fraudolenti di entità eccezionale che potrebbero emergere negli anni successivi a quello di fissazione della *baseline* e che non sono stati già contabilizzati nella suddetta *baseline*.
- 4.35 Per quanto qui rileva, è importante osservare che i dati di misura funzionali a determinare la baseline $B^{O,D}$, nonché il costo di riferimento per l'approvvigionamento della ER ($CER_{ric\ base}^{O,D}$) sono soggetti a rettifiche periodiche nell'ambito delle sessioni semestrali e annuali di *settlement* (SEM1 e SEM2) che quindi portano a una rideterminazione annuale dei suddetti valori e conseguentemente ad una rideterminazione annuale dei saldi di perequazione relativi ai cinque anni precedenti. Per minimizzare i ricalcoli e incentivare le imprese distributrici concessionarie a minimizzare le rettifiche, incrementando la qualità dei dati messi a disposizione nell'ambito del *settlement* mensile e comunque nelle prime sessioni di *settlement* semestrali e annuali si propone che le rettifiche ai dati di misura funzionali all'esecuzione di questo meccanismo di riconoscimento dei costi di approvvigionamento della ER sostenuti dalle imprese distributrici concessionarie siano sempre considerate nel caso in cui esse determinino degli esiti di perequazione sfavorevoli verso l'impresa distributtrice concessionaria e che, invece, nel caso in cui esse determinino degli esiti di perequazione favorevoli all'impresa distributtrice concessionaria, non siano considerati qualora determinino un aggiornamento della baseline o della ER inferiore al 3%.
- 4.36 Questo meccanismo è finalizzato a incentivare la riduzione dei volumi di ER da approvvigionare. Esso non sterilizza completamente l'impresa distributtrice concessionaria dal rischio connesso alla volatilità dei prezzi: infatti, suddetto rischio

resta in capo ad essa in relazione ai volumi eccedenti la quantità ($B^{0,D} \times E_{immedf,q}^{0,D}$), nonché, in relazione al prezzo di sbilanciamento, per i volumi di sbilanciamento eccedenti la quota di $(1-\alpha)$. Conseguentemente, al fine di attenuare questa componente di rischio, si ritiene opportuno prevedere che, in fase di prima attuazione e per l'intera durata del biennio 2026-2027, il recupero di efficienza registrato in ciascun anno del biennio (positivo o negativo), pari alla differenza fra il costo di riferimento per l'approvvigionamento della ER ($CER_{ric\ base}^{0,D}$) e il costo effettivamente sostenuto per l'approvvigionamento della suddetta energia ($CEF_n^{0,D}$), sia per il 50% posto in capo all'impresa distributrice concessionaria interessata e per il restante 50% sia trasferito ai clienti finali del servizio di distribuzione e misura tramite la componente tariffaria UC₃ che alimenta il *Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni* di cui all'articolo 16 del TIPPI³¹.

- 4.37 Si rimanda, invece, ad un successivo documento per la consultazione da predisporre nel primo semestre del 2027, la definizione della *baseline* del nuovo periodo regolatorio (2028-2031), da determinare non solo tenendo conto dei risultati a consuntivo dell'anno n-2, ma anche di una quota delle maggiori efficienze conseguite nel corso del biennio 2026-2027, nonché il coefficiente di *sharing* da applicare in ciascun anno del periodo regolatorio 2028-2031 ai recuperi di efficienza annui registrati nel periodo stesso.

Definizione delle modalità copertura in acconto dei costi connessi all'approvvigionamento della ER

- 4.38 L'Autorità ritiene opportuno che la raccolta del gettito necessario per coprire i costi riconosciuti all'impresa distributrice concessionaria per l'approvvigionamento della ER sia la componente UC₃³², che alimenta il *Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni* di cui all'articolo 16 del TIPPI.
- 4.39 Per le suddette finalità si prevede, in particolare, di migliorare la componente UC₃ di un elemento (E_{ER}) espresso in centesimi di euro/kWh e differenziato per livello

³¹ Alternativamente potrebbero essere valutate altri strumenti di mitigazione del rischio basati sul fissare un *cap* massimo alla perdita complessiva: (i) agendo direttamente sul valore della *B* (ovvero fissando un valore cautelativamente più alto che possa coprire anche una certa volatilità dei prezzi); (ii) limitando *ex post* la perdita complessiva in cui si può incorrere; e (iii) ponendo una limitazione al prezzo (nel momento in cui si andrà a considerare il costo effettivo di approvvigionamento).

³² È la componente tariffaria a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in centesimi di euro/kWh. La suddetta componente è oggetto di aggiornamento trimestrale ed è caratterizzata da un corrispettivo in quota energia (centesimi di euro/kWh) differenziato per livello di tensione. Ad oggi la componente UC₃ è pari a 0,156 c€/kWh per i clienti finali bt; 0,063 c€/kWh per i clienti finali MT; 0,032 c€/kWh per i clienti finali AT e AAT.

di tensione, a copertura dei suddetti costi. L'elemento E_{ER} dovrebbe essere trattenuto dalle imprese distributrici concessionarie come anticipazione del costo di approvvigionamento della ER ($CER_{ric\ base}^{O,D}$) limitando l'esposizione finanziaria delle suddette imprese³³. Annualmente il saldo della posizione del singolo gestore (determinato considerando i ricavi conseguiti con l'applicazione di tale nuova componente e il costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER (CCR_{ER}) in esito all'applicazione annuale del meccanismo di riconoscimento dei costi di approvvigionamento della ER di cui al punto 4.26, lettera a)) è poi regolato con il meccanismo perequativo di cui al punto 4.41 e seguenti.

- 4.40 L'elemento E_{ER} è aggiornato entro la fine di ogni trimestre, per il trimestre successivo, sulla base del rapporto tra:
- la somma tra la stima del costo medio di approvvigionamento della ER complessiva relativa al trimestre successivo e la differenza fra il costo della ER approvvigionata nel trimestre in conclusione e il gettito dell'elemento E_{ER} ;
 - la stima dell'energia elettrica complessivamente prelevata dai clienti finali; e differenziato fra i diversi livelli di tensione in funzione del diverso livello di perdite e dell'entità dell'energia prelevata su ciascun livello di tensione.

Meccanismo di perequazione annuale tra imprese distributrici concessionarie funzionale a gestire il tariff decoupling

- 4.41 Il meccanismo di perequazione annuale tra imprese distributrici concessionarie e CSEA funzionale a gestire il *tariff decoupling* tra il costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER (CCR_{ER}) per l'impresa distributtrice concessionaria e il gettito raccolto dalla singola impresa distributtrice concessionaria in applicazione della componente tariffaria integrativa (elemento EER_{ER}) di cui al punto 4.26, lettera b), prevede che annualmente l'ammontare di perequazione da regolare con ciascuna impresa distributtrice concessionaria "D" in relazione ai costi sostenuti dal medesimo per l'approvvigionamento della ER in una determinata zona di offerta "O" sia pari a:

$$P_{ER,n}^{O,D} = CCR_{ER,n}^{O,D} - R_{EER,n}^{O,D}$$

dove

- $CCR_{ER,n}^{O,D}$ è il costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER per l'impresa distributtrice nell'anno n calcolato ai sensi del punto 4.42;
- $R_{EER,n}^{O,D}$ sono i ricavi ottenuti dal gettito dell'elemento E_{ER} applicato all'energia elettrica prelevata dai clienti finali che insistono sulla rete dell'impresa distributtrice concessionaria.

³³ Pertanto, con riferimento a tale elemento i gestori di rete saranno esenti dall'esazione di cui all'articolo 7 del TIPPI.

- 4.42 Il costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER $CCR_{ER,n}^{O,D}$ per ciascuna impresa distributrice "D" in relazione ad un anno n , nella zona di offerta "O" è pari a:

$$CCR_{ER,n}^{O,D} = CER_{ric,n}^{O,D} + \left[0,5 \times \left(CEF_n^{O,D} - CER_{ric,n}^{O,D} \right) \right]$$

dove

- $CEF_n^{O,D}$ è il costo di approvvigionamento della ER effettivamente sostenuto dall'impresa distributrice nell'anno n nella zona di offerta "O" calcolato utilizzando la medesima formula di calcolo del $CER_{ric,n}^{O,D}$, ma sostituendo il termine $B^{O,D} \times E_{immedeff,q}^{O,D}$ l'ER effettivamente approvvigionata dall'impresa distributrice concessionaria nell'anno n nella zona di offerta "O".
- 4.43 La determinazione dei saldi di perequazione verrebbe effettuata da parte di CSEA con le stesse tempistiche con cui si svolgono le altre perequazioni afferenti al settore elettrico, a valle della determinazione delle partite di conguaglio della SEM2 e, quindi, considerando le eventuali rettifiche ai dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito territoriale del gestore. I saldi derivanti dall'applicazione del meccanismo di perequazione sarebbero posti a carico del *Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni* di cui all'articolo 16 del TIPPI.

Orientamenti in merito all'approvvigionamento dell'ER da parte di Terna e riconoscimento dei relativi costi

- 4.44 Per le medesime motivazioni esposte al punto 3.18 in merito al meccanismo di approvvigionamento dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e di riconoscimento dei relativi costi, si ritiene opportuno che Terna approvvigioni direttamente l'ER secondo le modalità che ritiene più opportune, anche nell'ambito del fabbisogno di bilanciamento del sistema. I relativi costi verrebbero coperti mediante il corrispettivo unitario *uplift* di cui alla Sezione 4-25-3 del TIDE.

- S.12. *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in materia di meccanismo di copertura dei costi sostenuti delle imprese distributrici concessionarie per l'approvvigionamento dell'ER? Se no, perché?*
- S.13. *Quali ulteriori previsioni si ritiene necessario introdurre in materia?*
- S.14. *Si ritiene necessario introdurre un vincolo al costo complessivamente riconosciuto per l'approvvigionamento della ER (CCR_{ER}) il cui superamento comporti la necessità per l'impresa distributrice concessionaria di versare a CSEA il surplus dell'elemento E_{ER} riscosso?*

- S.15. In conseguenza di quanto prospettato allo spunto S.14 si ritiene necessario introdurre un meccanismo di anticipazione della perequazione che permetta di redistribuire il suddetto “surplus” alle imprese distributrici concessionarie che ne fanno richiesta a fronte di una carenza di gettito dell’elemento E_{ER} da loro riscosso?*
- S.16. Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in materia di approvvigionamento della ER da parte di Terna e di riconoscimento dei relativi costi? Se no, perché?*