

**DELIBERAZIONE 4 OTTOBRE 2022**

**472/2022/R/EEL**

**INTEGRAZIONE DELLA REGOLAZIONE IN MATERIA DI EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E DISPACCIAMENTO PER L'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA FUNZIONALE A CONSENTIRE LA SUCCESSIVA IMMISSIONE IN RETE DI CUI ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 109/2021/R/EEL**

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

Nella 1221<sup>a</sup> riunione del 4 ottobre 2022

### **VISTI:**

- la direttiva 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018;
- la direttiva 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge 481/95);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 29 novembre 2007, n. 222;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: D.P.C.M. 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 30 gennaio 2020;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Connessioni Attive o TICA);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2008, ARG/elt 205/08 di istituzione di un'anagrafica per gli impianti di produzione di energia elettrica e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica (di seguito: deliberazione ARG/elt 205/08) e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, e il relativo Allegato A;

- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Settlement o TIS);
- la deliberazione dell’Autorità 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 98/11);
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 574/2014/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 23 dicembre 2014, 649/2014/A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi o TISDC);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 2 agosto 2018, 422/2018/R/eel;
- il parere dell’Autorità 26 settembre 2019, 394/2019/I/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), il relativo Allegato B e il relativo Allegato C;
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 109/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 9 dicembre 2021, 560/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 560/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 giugno 2022, 285/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 285/2022/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 345/2019/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 345/2019/R/eel);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 2 agosto 2022, 391/2022/R/eel (di seguito: documento per la consultazione 391/2022/R/eel), e le relative osservazioni pervenute;
- il comunicato dell’Autorità del 28 luglio 2021, recante “Deliberazione 109/2021/R/eel – Differimento tempistiche”;
- la determinazione del Direttore della Direzione Mercati Energia all’Ingresso e Sostenibilità Ambientale dell’Autorità 30 settembre 2022, DMEA/EFR/5/2022 (di seguito: determinazione DMEA/EFR/5/2022);
- il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete) e, in particolare, il relativo Allegato A.60, recante “Dati tecnici delle unità di produzione rilevanti valevoli ai fini del Mercato Elettrico”, e il relativo Allegato A.78, recante “Algoritmi di misura per il calcolo dell’energia immessa negativa” (di seguito: Allegato A.78).

**CONSIDERATO CHE:**

- l’Autorità, con la deliberazione 574/2014/R/eel, ha definito una prima regolazione in materia di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento ai sistemi di accumulo (SdA) finalizzata a favorire l’integrazione nel sistema elettrico dei medesimi SdA;
- la regolazione di cui al precedente punto prevede, tra l’altro, che:
  - i SdA, essendo sistemi in grado di immettere nel sistema elettrico energia elettrica, siano considerati come un gruppo di generazione e, pertanto, possano costituire un impianto di produzione a sé stante ovvero essere integrati all’interno di un impianto di produzione. In quest’ultimo caso, in funzione della tipologia di impianto di produzione e dell’interdipendenza esistente tra i vari gruppi, possono costituire una distinta sezione di produzione o, congiuntamente ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa da quella dei SdA, partecipare alla costituzione di un’unica sezione;
  - fermi restando i criteri generali previsti dal Codice di rete per la definizione di unità di produzione (UP), in presenza di altri gruppi di generazione sottesi allo stesso punto di connessione alla rete, sia in capo ai produttori, ovvero agli utenti del dispacciamento, la facoltà di definire un’UP specifica per i SdA installati, separata dagli altri gruppi di generazione, ovvero di considerare i medesimi SdA come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l’UP;
- la regolazione vigente, con riferimento alle condizioni per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento all’energia elettrica prelevata dalla rete per alimentare i SdA e i servizi ausiliari di generazione (SA, secondo la definizione prevista da *Union of the Electricity Industry – Eurelectric* e utilizzata per il Sistema Elettrico Nazionale italiano), ha la finalità di:
  - garantire che le tariffe di trasmissione e di distribuzione (ivi incluse le componenti a copertura degli oneri generali di sistema) siano applicate solo all’energia elettrica prelevata per il consumo finale e non anche all’energia elettrica prelevata dalla rete e destinata all’accumulo per la re-immissione in rete e ai SA (di seguito: energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete), evitando che tali componenti tariffarie comportino effetti distorsivi nei mercati elettrici e siano successivamente allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;
  - evitare distorsioni e arbitraggi derivanti dalla condizione che il prezzo all’ingrosso che si applica all’energia elettrica prelevata (prezzo unico nazionale, PUN) è diverso dal prezzo all’ingrosso che si applica all’energia elettrica immessa (prezzo zonale orario). Tale seconda finalità riguarda esclusivamente il caso dei SdA;
- la regolazione precedentemente descritta si applica ai casi in cui i SdA e i SA sono connessi alla rete in uno o più punti di connessione attraverso i quali non avvengono altre tipologie di prelievi e, quindi, nei soli casi in cui l’energia elettrica prelevata è destinata esclusivamente ad alimentare i SdA e/o i SA (con l’unica eccezione, puntualizzata nel seguito, dei SdA connessi alle reti di alta e altissima tensione, per i

quali è già possibile separare l'energia elettrica destinata al proprio assorbimento da quella destinata ad alimentare altre unità di consumo), con soluzioni regolatorie diverse tra il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) e il servizio di dispacciamento;

- con riferimento all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione, la regolazione vigente prevede che:
  - non si applichino le tariffe di trasmissione, le tariffe di distribuzione, le componenti a copertura degli oneri generali di sistema e i corrispettivi per i prelievi di energia elettrica reattiva nei casi in cui l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione sia destinata ad alimentare i SA, ivi compresi i prelievi dei SdA, senza la contemporanea presenza di altre tipologie di prelievi;
  - le disposizioni regolatorie di cui al precedente alinea si applichino nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei SA, ivi compresi i prelievi dei SdA, come dichiarata dal soggetto che ha nella propria disponibilità l'impianto di produzione ovvero i SdA con certificazione asseverata da perizia indipendente; e che qualora la potenza prelevata superi la potenza dichiarata per un valore superiore al 10%, all'energia elettrica prelevata siano applicate le condizioni previste per i clienti finali (non siano cioè applicati gli esoneri tariffari precedentemente descritti) per tutto l'anno solare nel quale si sia verificato il superamento;
  - l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione su cui insistono SA e/o SdA e altre unità di consumo (UC) sia assoggettata a tutte le componenti tariffarie previste per le generiche UC (quindi non trovano applicazione gli esoneri tariffari precedentemente descritti);
- con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione vigente prevede che:
  - il punto di dispacciamento di immissione possa includere, secondo le modalità definite da Terna S.p.A. (di seguito: Terna), anche i punti di prelievo esclusivamente asserviti al funzionamento delle relative UP (con riferimento ai SA e/o all'alimentazione di SdA);
  - i prelievi delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio funzionali alla successiva re-immissione in rete siano trattati come immissioni negative;
  - a ciascuna UP rilevante sia associata un'UC in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi dell'UP quando la medesima si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla rete (cioè in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in operatività dei SA), nonché nei casi in cui i prelievi avvengano da punti di connessione distinti dal punto di connessione dell'impianto di produzione. Ciò significa che, attualmente, l'energia elettrica prelevata per alimentare i SA è attribuita a un'UC a cui, allo scopo, è associato un punto di prelievo che rientra in un contratto di dispacciamento in prelievo;
  - il funzionamento in assorbimento di un SdA, qualora esso non condivida il punto di connessione con altre UC (diverse dalle eventuali UC afferenti ai SA) sia equiparato a quello delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio e che

- quindi l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione di un SdA e successivamente re-immessa in rete sia trattata come immissione negativa;
- il funzionamento in assorbimento di un SdA, qualora esso condivida il punto di connessione con altre UC (diverse dalle eventuali UC afferenti ai SA) sia:
    - i. nel caso di connessioni in alta e altissima tensione equiparato a quello delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio (in questo caso l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete è trattata come immissione negativa dell'UP di cui fa parte il SdA, mentre l'energia elettrica prelevata dal medesimo punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento dei SdA, è attribuita alle altre UC presenti);
    - ii. nel caso di connessioni alle reti di bassa e media tensione, equiparato a un qualsiasi altro tipo di prelievo e conseguentemente attribuito all'UC già presente ovvero a un'UC dedicata;
  - la vigente regolazione del servizio di dispacciamento è, quindi, differenziata tra prelievi destinati esclusivamente ad alimentare i SdA e prelievi destinati ad alimentare esclusivamente i SA (i SdA sono trattati come energia elettrica immessa negativa, mentre i SA sono trattati a tutti gli effetti come prelievi), mentre la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione coincide nei due casi dei SdA e dei SA (non trovano, cioè, applicazione le relative componenti tariffarie).

**CONSIDERATO CHE:**

- l'Autorità, a seguito del documento per la consultazione 345/2019/R/eel, con la deliberazione 109/2021/R/eel (come successivamente modificata e integrata con le deliberazioni 560/2021/R/eel e 285/2022/R/eel), ha completato la definizione delle modalità di erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete prevedendo, tra l'altro, che:
  - a decorrere dal 1 gennaio 2023, su istanza del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA, l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete, indipendentemente dal tipo di configurazione impiantistica presente a valle del punto di connessione (singolo impianto di produzione o SdA ovvero insieme di impianti di produzione e/o SdA e/o UC), sia trattata come energia elettrica immessa negativa (EIN) ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento e, conseguentemente, che:
    - i. non sia più necessario attivare i relativi contratti di trasporto e di dispacciamento in prelievo;
    - ii. la medesima EIN sia valorizzata al prezzo zonale orario e non più al PUN e che ad essa non siano applicati i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema normalmente applicati all'energia elettrica prelevata;

- ai fini dell'accesso alla regolazione disciplinata dalla medesima deliberazione 109/2021/R/eel, il produttore ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA, per una determinata configurazione impiantistica (singolo impianto di produzione o SdA ovvero insieme di impianti di produzione e/o SdA e/o UC), debba presentare al gestore di rete apposita istanza di accesso, secondo le modalità e le tempistiche previste dalla medesima deliberazione 109/2021/R/eel;
- gli algoritmi, funzionali alla quantificazione dell'EIN siano definiti dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura in coordinamento con il gestore di rete cui la configurazione impiantistica è connessa (se diverso), sulla base dei principi e dei criteri definiti da Terna nell'Allegato A.78 al Codice di rete. A tal fine Terna considera il mese come intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- ai fini dell'applicazione ai Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) della regolazione di cui alla medesima deliberazione 109/2021/R/eel sia modificato il TISDC con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2023;
- l'Autorità, inoltre, con la deliberazione 285/2022/R/eel (che, come precedentemente richiamato, ha anche modificato e integrato la deliberazione 109/2021/R/eel), ha, tra l'altro:
  - previsto che Terna modifichi il Codice di rete al fine di tener conto delle innovazioni regolatorie relative:
    - i. all'introduzione, nell'Allegato A alla deliberazione 111/06, della nuova definizione di "unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione (UP<sub>SA</sub>)" e della determinazione della relativa energia elettrica associata ai fini del servizio di dispacciamento e
    - ii. alla modifica della deliberazione 574/2014/R/eel in relazione alle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di SdA e che, nell'ambito della definizione delle regole per la costituzione delle diverse UP, la medesima Terna permetta ai produttori, ovvero agli utenti del dispacciamento, di poter definire almeno una UP<sub>SA</sub> per ogni UP rilevante, mentre, in relazione alle UP non rilevanti dia, in alternativa, la facoltà di definire un'unica UP<sub>SA</sub> in cui ricomprendere tutti i prelievi dei SA associati alle diverse UP non rilevanti presenti all'interno dello stesso impianto di produzione che condividono il punto di connessione alla rete;
  - precisato che le stazioni di pompaggio di gronda hanno titolo a godere di quanto previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel in materia di energia elettrica immessa negativa;
  - precisato che, ai fini dell'applicazione del TIS e dell'ulteriore regolazione vigente, fatto salvo quanto eventualmente sarà previsto in alcuni particolari contesti, l'energia elettrica immessa negativa dovrà essere trattata come un'immissione a tutti gli effetti e non come un prelievo;
  - previsto che Terna e il gestore del Sistema Informativo Integrato (SII), coordinandosi con i gestori di rete, definiscano i flussi informativi che devono

- scambiare tra loro (Terna, SII e imprese distributrici), con i produttori e con gli utenti del dispacciamento per la piena implementazione di quanto previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel e dalla medesima deliberazione 285/2022/R/eel;
- previsto che Terna modifichi il sistema GAUDÌ (la piattaforma che gestisce il processo di qualificazione di tutti gli impianti di generazione istituita con la deliberazione ARG/elt 205/08) al fine di acquisire i dati relativi alle UP<sub>SA</sub> e agli assetti negativi delle UP relative a pompaggi e SdA rilevanti e non rilevanti, individuando, qualora necessario, modalità transitorie che permettano di dare attuazione a quanto disposto dalla deliberazione 109/2021/R/eel e dalla medesima deliberazione 285/2022/R/eel secondo le tempistiche ivi previste;
  - dato mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità di definire il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina regolatoria prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel, nonché di stabilire, sulla base della *best available technology*, il valore del rendimento di *round trip* ( $\eta_{roundtrip}$ ) da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia elettrica immessa negativa ove previsto dall'Allegato A.78 al Codice di rete.

**CONSIDERATO CHE:**

- l'Autorità, con il documento per la consultazione 391/2022/R/eel, in materia di integrazione della disciplina regolatoria definita dalla deliberazione 109/2021/R/eel ha indicato i propri orientamenti in materia di:
  - definizione dei principi e delle modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente per i SA e/o per i SdA;
  - rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete, utilizzato per la determinazione del coefficiente di partizione *cp* da applicare negli algoritmi di misura per la determinazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ai SdA per la re-immissione in rete e ai SA;
  - definizione della procedura per la sostituzione delle apparecchiature di misura (AdM) esistenti con AdM funzionali all'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete;
- con riferimento alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente per i SA e/o per i SdA, l'Autorità ha prospettato, in particolare, che:
  - si debba procedere in analogia con quanto già previsto in applicazione del vigente articolo 16 del TIT, ferme restando:
    - i. la necessità di tener conto delle peculiarità connesse al calcolo dell'EIN (soprattutto nei casi in cui essa non sia misurata direttamente, ma sia il

- risultato di un calcolo effettuato utilizzando un apposito algoritmo a partire dai dati di energia elettrica prelevata, immessa, assorbita e rilasciata, prodotta e consumata);
- ii. la condizione che l'EIN è gestita nell'ambito di un contratto di dispacciamento in immissione (non vi è, pertanto, alcun contratto di trasporto e di dispacciamento in prelievo);
- il calcolo dell'EIN e, conseguentemente, del valore massimo della potenza prelevata in ciascuna ora dalla rete ( $P_{EIN}$ ) e destinata all'alimentazione dei SdA per la successiva re-immissione in rete e all'alimentazione dei SA sia effettuato in relazione all'assetto negativo di ciascuna UP relativa a un SdA (di seguito si indicherà con l'abbreviazione  $\bar{UP}$  l'assetto negativo relativo al funzionamento in assorbimento relativa a un SdA) ovvero a ciascuna  $UP_{SA}$ ;
  - la penale sia applicata da Terna all'utente del dispacciamento (UdD) in immissione nel cui contratto è ricompresa l' $\bar{UP}/UP_{SA}$  a cui è associata l'EIN e la relativa  $P_{EIN}$  oggetto di superamento del limite. Ciò in considerazione del fatto che l'EIN di una determinata  $\bar{UP}/UP_{SA}$  è associata a un contratto di dispacciamento in immissione e non ad un contratto di trasporto e dispacciamento in prelievo;
  - ai fini della determinazione della  $P_{EIN}$  sia necessario distinguere due casistiche:
    - i. i casi in cui la  $P_{EIN}$  sia determinata a partire dall'EIN misurata direttamente e senza ulteriori elaborazioni algoritmiche;
    - ii. i casi in cui la  $P_{EIN}$  sia determinata a partire dall'EIN non misurata direttamente, ma calcolata tramite l'utilizzo di un algoritmo a partire dai dati di energia elettrica prelevata, immessa, assorbita e rilasciata, prodotta e consumata;
  - il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica ai fini del calcolo dell'EIN relativa a una determinata  $\bar{UP}/UP_{SA}$  verifichi se, almeno in un'ora del mese  $m$ , il valore della  $P_{EIN}$  sia superiore al 110% della potenza afferente alla medesima  $\bar{UP}/UP_{SA}$  dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente (di seguito: potenza dichiarata). Qualora si verifichi il superamento della soglia del 110% della potenza dichiarata, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura segnala a Terna l'esito della verifica per i seguiti di propria competenza;
  - sulla base dei dati inviati dai responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura, relativi a un mese  $m$ , Terna, proceda alla determinazione dell'importo della penale da applicare al singolo UdD in immissione in relazione a ciascuna delle  $\bar{UP}/UP_{SA}$  presenti nel proprio contratto di dispacciamento in immissione e alla sua fatturazione, dandone separata evidenza, nel mese  $m+2$ , contestualmente alla liquidazione delle altre partite economiche di dispacciamento, come previsto dall'articolo 22 del TIS;
  - in relazione al gettito derivante dall'applicazione delle penali, Terna:
    - i. trattenga la parte afferente ai corrispettivi di dispacciamento e alla relativa maggiorazione;

- ii. versi a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (di seguito: CSEA) la parte afferente ai corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e ai corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema e alla relativa maggiorazione, dando separata evidenza del gettito imputabile all'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e del gettito imputabile all'applicazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- CSEA, come conseguenza di quanto descritto nel precedente punto ii., proceda ad allocare le diverse quote del gettito ai relativi Conti previsti dall'articolo 41, comma 41.1, del TIT;
  - con riferimento alla rideterminazione della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete, utilizzato per la determinazione del coefficiente di partizione *cp* da applicare negli algoritmi di misura per la determinazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ai SdA per la re-immissione in rete e ai SA, l'Autorità con il documento per la consultazione 391/2022/R/eel, a seguito di alcuni approfondimenti effettuati nel corso del 2021 e del 2022, ha proposto di rideterminare la durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete, riducendola da mensile a giornaliera e, conseguentemente, ha proposto di prevedere che il calcolo del coefficiente di partizione *cp* avvenga anch'esso su base giornaliera;
  - con riferimento alla definizione della procedura per la sostituzione delle AdM esistenti con AdM funzionali all'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete, l'Autorità con il documento per la consultazione 391/2022/R/eel ha proposto:
    - che il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, qualora, a seguito dell'istanza di cui al punto 6. della deliberazione 109/2021/R/eel presentata dal richiedente, dovesse accertare la necessità di sostituire una o più AdM esistenti con AdM compatibili con l'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete, dovrà segnalarlo al gestore di rete (se diverso) e al richiedente. Quest'ultimo dovrà comunicare l'assenso alla sostituzione delle medesime AdM ovvero la volontà di recedere dall'accesso alla disciplina regolatoria prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel;
    - che nel caso in cui il richiedente decida di continuare l'iter per l'accesso alla disciplina regolatoria prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel, si possano verificare tre diverse casistiche, descritte nel documento per la consultazione 391/2022/R/eel, in relazione al soggetto responsabile della sostituzione delle AdM (soggetto responsabile, ai sensi del TIME, delle operazioni di installazione e manutenzione della AdM che, a seconda dei casi, può essere sia il produttore che il gestore di rete);
    - in relazione a ciascuna AdM che il gestore di rete deve sostituire anticipatamente rispetto al termine della propria vita utile per effetto della richiesta di accesso alla disciplina regolatoria prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel, il

richiedente sia tenuto a versare al medesimo gestore di rete il valore residuo dell'AdM sostituita come comunicato dal gestore di rete al medesimo richiedente;

- che la determinazione del valore residuo dell'AdM debba essere effettuata dal gestore di rete, per ogni AdM sostituita, secondo principi di trasparenza e non discriminazione e secondo modalità di calcolo comunicate a ciascun produttore;
- che, qualora non sia possibile installare *smart meter* 2G e/o attivare il trattamento orario con l'utilizzo dei medesimi *smart meter* 2G, l'impresa distributrice installi, seppur transitoriamente, misuratori orari GME. In tal caso, il produttore sarà tenuto a riconoscere all'impresa distributrice anche lo *stranded cost* associato al misuratore orario GME quando esso sarà sostituito nell'ambito delle normali campagne di installazione degli *smart meter* 2G e/o di attivazione del trattamento orario con l'utilizzo dei medesimi *smart meter* 2G. La determinazione dello *stranded cost* associato al misuratore orario GME deve essere effettuata dall'impresa distributrice, per ogni AdM sostituita, secondo principi di trasparenza e non discriminazione e secondo modalità di calcolo comunicate a ciascun produttore.

#### **CONSIDERATO CHE:**

- sono pervenute all'Autorità osservazioni al documento per la consultazione 391/2022/R/eel dai gestori di rete (Terna, imprese distributrici e relative associazioni di categoria), dai produttori di energia elettrica e dalle relative associazioni e dai trader di energia elettrica e dalle relative associazioni;
- la maggior parte dei soggetti interessati ha generalmente condiviso quanto previsto dal documento per la consultazione 391/2022/R/eel. Dalla consultazione sono però emerse alcune considerazioni di dettaglio avanzate da alcuni *stakeholder*. In particolare:
  - con riferimento alle modalità di determinazione dell'EIN e, conseguentemente, del valore massimo della potenza prelevata in ciascuna ora dalla rete  $P_{EIN}$  e destinata all'alimentazione dei SdA per la successiva re-immissione in rete e all'alimentazione dei SA:
    - i. alcuni soggetti interessati hanno evidenziato che, nel caso di impianti che già accedono alla disciplina prevista dall'articolo 16 del TIT, sarebbe opportuno garantire l'utilizzo delle certificazioni asseverate da perizia indipendente già in essere e, conseguentemente, sarebbe opportuno prevedere che i calcoli relativi alla verifica del superamento della  $P_{EIN}$  siano effettuati, in relazione alle sole configurazioni rientranti nella tipologia A dell'Allegato A.78 (configurazioni impiantistiche "semplici" in cui sono presenti solo impianti di produzione e/o SdA), con riferimento all'intero impianto di produzione (con sottese le diverse UP) e non siano effettuati obbligatoriamente a livello di singola  $\sim UP/UP_{SA}$ , applicando, invece, il calcolo alla singola  $\sim UP/UP_{SA}$  nel solo caso di configurazioni rientranti nelle tipologie B, C e D dell'Allegato A.78;

- ii. Terna ha, tra l'altro, richiesto di semplificare il meccanismo di allocazione degli importi dalla medesima incassati a titolo di penale. Più in dettaglio, ha proposto che i predetti importi siano versati da Terna solo a seguito del loro avvenuto incasso e che tali importi siano versati interamente a CSEA o in subordine, di portare l'intero importo incassato a titolo di penale relativo ai corrispettivi di dispacciamento in riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (corrispettivo *uplift*). Terna ha, inoltre, richiesto di indicare le tempistiche con cui i responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica devono fornire i dati necessari per la determinazione dell'importo della penale relativamente al mese  $m$ , proponendo, al riguardo, che essi siano trasmessi dai responsabili della gestione dei dati di misura (imprese distributrici concessionarie/gestori di SDC), congiuntamente ai dati di misura dell'energia immessa e dell'EIN, entro il 15 del mese  $m+1$  e secondo le modalità definite dalla medesima Terna;
- con riferimento alla previsione di determinare su base giornaliera, a differenza dell'attuale base mensile, il coefficiente di partizione  $cp$  da applicare negli algoritmi di misura per la determinazione dell'energia elettrica prelevata dalla rete e destinata ai SdA per la re-immissione in rete e ai SA, la maggior parte dei soggetti interessati non condivide la proposta indicata nel documento per la consultazione 391/2022/R/eel, poiché essa comporterebbe il rischio di non valorizzare come EIN la quota parte dell'energia elettrica prelevata dal SdA nel giorno  $d$  e re-immessa in rete dal medesimo SdA nel giorno  $d+1$ . Peraltro un gestore di rete ha anche sollevato criticità applicative nel caso di *smart meter* 2G, in quanto, a suo parere, la necessità di calcolare giornalmente il coefficiente di partizione  $cp$  e conseguentemente determinare le curve orarie dell'EIN non sarebbe compatibile con i tempi stringenti di messa a disposizione delle misure giornaliere, visto il forte impatto sui sistemi di smistamento e di validazione delle stesse;
- con riferimento alla procedura per la sostituzione delle AdM esistenti con AdM funzionali all'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete:
  - i. alcuni soggetti interessati hanno evidenziato che nel caso di sostituzione transitoria delle AdM con misuratori orari GME, in conseguenza dei diversi piani di messa in servizio dei sistemi di *smart meter* 2G delle imprese distributrici, i produttori non dovrebbero essere tenuti a riconoscere all'impresa distributtrice anche gli *stranded cost* associati ai misuratori orari GME quando essi saranno sostituiti nell'ambito delle normali campagne di installazione degli *smart meter* 2G e/o di attivazione del trattamento orario con l'utilizzo dei medesimi *smart meter* 2G;
  - ii. alcuni gestori di rete hanno evidenziato che, da prime valutazioni, l'installazione di misuratori GME, qualora non attivabile il trattamento orario degli *smart meter* 2G, sia eccessivamente onerosa, anche in termini gestionali, oltretutto in alcuni casi non praticabile (per esigenze di spazio) e

comporterebbe benefici di gran lunga inferiori ai costi e alle complessità gestionali corrispondenti e peraltro per un tempo molto limitato (in quanto i piani di installazione massiva degli *smart meter* 2G si concluderanno nel 2026) e, pertanto, propongono di evitare l'installazione dei predetti misuratori GME prevedendo che l'accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel sia fatto solo a seguito dell'installazione degli *smart meter* 2G e della decorrenza del trattamento orario dei relativi dati di misura.

**CONSIDERATO CHE:**

- il Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità con la determinazione DMEA/EFR/5/2022, ai sensi di quanto disposto dal punto 12 della deliberazione 285/2022/R/eel, ha definito il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina regolatoria prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel;
- sulla base delle interlocuzioni avute con i diversi *stakeholder* nonché delle osservazioni al documento per la consultazione 391/2022/R/eel, con la predetta determina è stato precisato che la certificazione asseverata da perizia indipendente deve essere redatta per impianto di produzione e che, per gli impianti di produzione che già accedono alla disciplina di cui all'articolo 16 del TIT e che a tal fine hanno già presentato all'impresa distributrice competente la certificazione asseverata da perizia indipendente, non è necessario redigere una nuova certificazione, né allegare la predetta certificazione all'istanza di accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel. Inoltre è stato precisato che per gli impianti su rete AT che già accedono alla disciplina di cui all'articolo 16 del TIT, il distributore deve inviare a Terna i dati di potenza asseverata secondo modalità concordate con Terna;
- la redazione per impianto di produzione della certificazione asseverata da perizia indipendente non compromette la possibilità di applicare la penale di cui al punto 2. della deliberazione 109/2021/R/eel per singola  $\bar{UP}/UP_{SA}$  in quanto, sulla base di quanto previsto dalla determina di cui ai precedenti alinea:
  - l'indicazione della potenza di ciascuna  $\bar{UP}/UP_{SA}$  è fatta dal produttore in sede di registrazione in GAUDÌ delle anagrafiche delle  $\bar{UP}/UP_{SA}$ ;
  - il gestore della rete a cui la singola  $\bar{UP}/UP_{SA}$  è connessa, nell'ambito del processo di validazione tecnica della singola  $\bar{UP}/UP_{SA}$ , procede a verificare che le potenze dichiarate in GAUDÌ siano coerenti con quanto dichiarato nella certificazione asseverata da perizia indipendente (in particolare che la somma delle potenze delle  $\bar{UP}/UP_{SA}$  che compongono l'impianto di produzione dichiarate in GAUDÌ sia pari alla potenza totale prelevabile dai SA dell'impianto e dai SdA nel loro funzionamento in assorbimento dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente presentata al gestore di rete);
  - ai sensi di quanto previsto dall'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 205/08 i produttori sono responsabili dell'accuratezza, della correttezza e della veridicità

dei dati dichiarati nel sistema GAUDÌ e la mancata ottemperanza del produttore agli obblighi di cui alla predetta deliberazione può costituire presupposto per l'irrogazione, da parte dell'Autorità, di sanzioni amministrative, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 481/95.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- in relazione alla definizione dei principi e delle relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente per i SA e/o per i SdA:
  - non accogliere la richiesta di alcuni operatori di effettuare, per le configurazioni impiantistiche “semplici”, la verifica del superamento della  $P_{EIN}$  sull'intero impianto e non sulla singola  $\bar{UP}/UP_{SA}$  in quanto discriminatoria in relazione alle altre configurazioni ammesse alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel. Peraltro, l'accoglimento di tale richiesta comporterebbe l'applicazione della penale all'intera energia elettrica prelevata dall'impianto anziché all'energia elettrica prelevata dalla sola  $\bar{UP}/UP_{SA}$  che ha determinato il supero di potenza, e introdurrebbe elementi di rigidità nella gestione contrattuale delle diverse  $\bar{UP}/UP_{SA}$  ai fini del dispacciamento, in quanto vincolerebbe il produttore a dare mandato ad un unico soggetto per la stipula dei contratti di dispacciamento relativi a tutte le  $\bar{UP}/UP_{SA}$  che compongono l'impianto;
  - confermare quanto indicato nel documento per la consultazione 391/2022/R/eel, precisando, altresì, che Terna versi solo gli importi effettivamente incassati in applicazione del presente provvedimento utilizzando la parte relativa ai corrispettivi di dispacciamento e la relativa maggiorazione in riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (corrispettivo *uplift*) e versando a CSEA la parte relativa ai corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e ai corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema e alla relativa maggiorazione;
  - prevedere che i responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica (imprese distributrici concessionarie/gestori di SDC) forniscano a Terna i dati necessari per la determinazione dell'importo della penale relativa al mese  $m$  congiuntamente ai dati di misura dell'energia immessa e dell'EIN, entro il 15 del mese  $m+1$ , secondo modalità definite dalla medesima Terna;
- rinviare a valle di successivi approfondimenti e valutazioni l'eventuale modifica della durata dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva re-immissione in rete attualmente prevista dal punto 5. della deliberazione 109/2021/R/eel;
- modificare e integrare quanto indicato nel documento per la consultazione 391/2022/R/eel in relazione alla definizione della procedura per la sostituzione delle AdM esistenti con AdM funzionali all'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete, prevedendo che il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, qualora, a seguito dell'istanza di cui

al punto 6. della deliberazione 109/2021/R/eel presentata dal richiedente, dovesse rendersi conto della necessità di sostituire una o più AdM esistenti con AdM compatibili con l'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete ovvero la necessità di attivare il trattamento orario su misuratori per i quali è in vigore il trattamento per fasce, dovrà segnalarlo al gestore di rete. Quest'ultimo dovrà procedere, in coerenza con la regolazione dell'Autorità, ad attivare il trattamento orario per i misuratori per i quali è possibile procedere in tal senso e comunicare al richiedente la necessità di sostituire le ulteriori AdM, indicando, in relazione alle AdM per le quali la responsabilità delle operazioni di installazione e manutenzione è in capo al gestore di rete, le diverse soluzioni disponibili per poter avviare il trattamento orario dei dati di misura funzionali all'accesso alla disciplina di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel, i tempi per l'installazione delle AdM e/o l'avvio del trattamento orario correlati a ciascuna delle predette soluzioni e i relativi costi a carico del richiedente. A tal fine, nel caso di misuratori già inseriti nel piano di messa in servizio del sistema di *smart meter* 2G, il gestore di rete indica al richiedente anche i tempi entro cui, senza ulteriori costi per il produttore, le AdM avrebbero accesso al trattamento orario sulla base di quanto previsto dal predetto piano;

- conseguentemente:
  - integrare la deliberazione 109/2021/R/eel, definendo i principi e le relative modalità di determinazione delle penali nel caso di superamento del valore del 110% della potenza in assorbimento di una  $\bar{UP}/UP_{SA}$  dichiarata in GAUDÌ sulla base dei dati di potenza contenuti nella certificazione asseverata da perizia indipendente per i SA e/o per i SdA, nonché la procedura per la sostituzione delle AdM esistenti con AdM funzionali all'applicazione della deliberazione 109/2021/R/eel e dell'Allegato A.78 al Codice di rete;
  - dare mandato a Terna di aggiornare il Codice di rete e i relativi Allegati al fine di dare attuazione a quanto previsto dal presente provvedimento in relazione alle modalità di gestione delle  $UP_{SA}$ , alla regolazione delle partite economiche derivanti dall'applicazione delle penali di cui al precedente alinea nonché alle modalità di acquisizione dei dati di misura dell'EIN e dei dati necessari all'applicazione delle suddette penali

## **DELIBERA**

1. di modificare la deliberazione 109/2021/R/eel nei seguenti punti:
  - di inserire al punto 1., prima delle parole “ai fini dell'accesso ai servizi” le seguenti parole: “(EIN)”;
  - di sostituire il punto 2. con i seguenti: “
    2. nel caso in cui il valore dell'EIN di una  $\bar{UP}/UP_{SA}$  è determinato direttamente sulla base di dati di misura rilevati e senza ulteriori

- elaborazioni algoritmiche, il valore della  $P_{EIN}$  ad essa relativo, in ciascuna ora  $h$  del mese  $m$ :
- a) è pari al valore massimo dell'EIN tra quelli rilevati nei quattro quarti d'ora dell'ora  $h$  moltiplicato per quattro, ovvero
  - b) in alternativa e qualora non sia possibile applicare quanto previsto dalla precedente lettera a), è assunto, dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, pari al 70% della potenza massima istantanea rilevata;
- 2bis. nel caso in cui il valore dell'EIN di una  $\sim UP/UP_{SA}$  non è misurato direttamente, ma calcolato tramite l'utilizzo di un algoritmo a partire dai dati di energia elettrica prelevata, immessa, assorbita e rilasciata, prodotta e consumata, il valore della  $P_{EIN}$  relativo a una determinata  $\sim UP/UP_{SA}$ , in ciascuna ora  $h$  del mese  $m$ , è pari al valore massimo dell'EIN tra quelli determinati nei quattro quarti d'ora dell'ora  $h$  moltiplicato per quattro;
- 2ter. il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica ai fini del calcolo del valore dell'EIN relativa a una determinata  $\sim UP/UP_{SA}$  verifica se, almeno in un'ora del mese  $m$ , il valore della  $P_{EIN}$ , calcolato sulla base di quanto previsto ai punti 2. e 2bis., sia superiore al 110% della potenza dichiarata per quella  $\sim UP/UP_{SA}$  nell'anagrafica del sistema GAUDÌ come validati dal gestore di rete sulla base dei dati contenuti nella certificazione asseverata da perizia indipendente. Qualora si verifichi il superamento della soglia del 110% della potenza dichiarata nell'anagrafica del sistema GAUDÌ, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura segnala a Terna l'esito della verifica per i seguiti di propria competenza. A tal fine il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica fornisce a Terna i dati necessari per la determinazione dell'importo della penale relativa al mese  $m$  congiuntamente ai dati di misura dell'energia immessa e dell'EIN, entro il 15 del mese  $m+1$ , secondo modalità definite dalla medesima Terna;
- 2quater. sulla base dei dati inviati dai responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura ai sensi del punto 2ter., relativi a un mese  $m$ , Terna, procede alla determinazione dell'importo della penale da applicare al singolo UdD in immissione in relazione a ciascuna delle  $\sim UP/UP_{SA}$  presenti nel suo contratto di dispacciamento in immissione sulla base di quanto previsto dal punto 2quinq. e alla sua fatturazione, dandone separata evidenza, nel mese  $m+2$ , contestualmente alla liquidazione delle altre partite economiche di dispacciamento, secondo quanto previsto dall'articolo 22 del Testo Integrato Settlement;

2quinquies. Terna determina l'importo della penale di cui al punto 2quater., applicando all'EIN del mese  $m$  associata all' $\bar{UP}/UP_{SA}$  per la quale nel mese  $m$  è stato riscontrato il supero del 110% del valore della potenza dichiarata nell'anagrafica del sistema GAUDÌ:

- a) i corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema previsti dal Testo Integrato Trasporto per la tipologia contrattuale:
  - i. BTA5 nel caso di  $\bar{UP}/UP_{SA}$  connessa in bassa tensione;
  - ii. MTA1 nel caso di  $\bar{UP}/UP_{SA}$  connessa in media tensione;
  - iii. ALTA nel caso di  $\bar{UP}/UP_{SA}$  connessa in alta tensione;
  - iv. AAT1 nel caso di  $\bar{UP}/UP_{SA}$  connessa in altissima tensione.
 Allo scopo, i corrispettivi unitari espressi in €/kWh sono applicati al corrispondente valore dell'EIN relativa al mese  $m$ , i corrispettivi unitari espressi in €/kW sono applicati a una potenza pari al valore massimo della  $P_{EIN}$  nel mese  $m$ , mentre i corrispettivi unitari espressi in €/punto sono applicati in relazione ai punti di connessione associati alla singola  $\bar{UP}/UP_{SA}$  (una sola volta nel caso più  $\bar{UP}/UP_{SA}$  sottese allo stesso punto sono oggetto dell'applicazione della penale) e qualora non già applicati;
- b) i corrispettivi di dispacciamento previsti per i clienti finali ai sensi dell'articolo 24 del Testo Integrato Settlement, il corrispettivo a copertura dell'onere netto di approvvigionamento della capacità di cui all'articolo 23bis del Testo Integrato Settlement, nonché i corrispettivi di cui all'articolo 25bis del Testo Integrato Settlement applicati al corrispondente valore dell'EIN relativa al mese  $m$ , e maggiorando del 5% l'importo complessivo risultante;

2sexies. Terna, in relazione agli importi effettivamente incassati in applicazione di quanto disposto dal comma 2quinquies.:

- a) trattiene la parte afferente all'applicazione di quanto disposto dal punto 2quinquies., lettera b), e alla relativa maggiorazione utilizzandola a riduzione del corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06 (corrispettivo *uplift*);
- b) versa a CSEA la parte afferente all'applicazione di quanto disposto dal punto 2quinquies., lettera a), e alla relativa maggiorazione, dando separata evidenza del gettito imputabile all'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e di distribuzione e dei gettiti derivanti dall'applicazione delle diverse componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema;

2septies. CSEA alloca le diverse quote del gettito di cui al punto 2sexies., lettera b), ai relativi Conti di cui all'articolo 41, comma 41.1, del

Testo Integrato Trasporto. In particolare, il gettito derivante dall'applicazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione è allocato interamente al Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera g), del Testo Integrato Trasporto;"

2. ai punti 3., 4., 6. e 9. le parole "punti 1. e 2." sono sostituite con le seguenti: "punti da 1. a 2quinquies.";
3. al punto 6, dopo la parola "nonché" sono aggiunte le seguenti: ", nei casi previsti dalla determinazione DMEA/EFR/5/2022,";
4. dopo il punto 9bis. sono inseriti i seguenti punti: "

9ter. il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, qualora, a seguito dell'istanza di cui al punto 6. presentata dal produttore (ovvero dal soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA), dovesse accertare la necessità di sostituire una o più apparecchiature di misura (AdM) esistenti con AdM compatibili con l'applicazione del presente provvedimento e dell'Allegato A.78 al Codice di rete, lo segnala al gestore di rete (se diverso). Quest'ultimo procede, in coerenza con la regolazione dell'Autorità, ad attivare il trattamento orario per le AdM per le quali è possibile procedere in tal senso e comunica al richiedente la necessità di sostituire le ulteriori AdM, indicando, in relazione alle AdM per le quali la responsabilità delle operazioni di installazione e manutenzione è in capo al gestore di rete, le diverse soluzioni disponibili per poter avviare il trattamento orario dei dati di misura funzionali all'accesso alla disciplina di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel, i tempi per l'installazione delle AdM e/o l'avvio del trattamento orario correlati a ciascuna delle predette soluzioni e i relativi costi a carico del richiedente. A tal fine, nel caso di AdM già inserite nel piano di messa in servizio del sistema di *smart meter* 2G, il gestore di rete indica al richiedente anche i tempi entro cui, senza ulteriori costi per il produttore, le AdM avrebbero accesso al trattamento orario sulla base di quanto previsto dal predetto piano. Il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) comunica l'assenso alla sostituzione delle predette AdM ovvero la volontà di recedere dall'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento;

9quater. nel caso in cui il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) decida di continuare l'iter per l'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento e, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, sia

anche responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle AdM, il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA):

- a) sostituisce autonomamente le AdM, ferma restando la necessità di installare AdM che siano compatibili con i sistemi di telelettura del responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura, ovvero
- b) può avvalersi di quanto previsto dall'articolo 9, comma 9.4, del Testo Integrato Misura Elettrica, richiedendo al gestore di rete di provvedere all'installazione delle AdM da sostituire;

9quinquies. nel caso in cui il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) decida di continuare l'iter per l'accesso alla disciplina regolatoria prevista dal presente provvedimento e, ai sensi del Testo Integrato Misura Elettrica, il gestore di rete sia responsabile delle operazioni di installazione e manutenzione delle AdM, il produttore sceglie tra le diverse opzioni prospettate dal gestore di rete e procede al pagamento dei relativi costi di sostituzione imputabili al richiedente, qualora presenti;

9septies il gestore di rete calcola i costi connessi alla sostituzione anticipata degli AdM da addebitare al richiedente sulla base degli *stranded cost* che la soluzione scelta dal richiedente comporta, scomputando da essi gli *stranded cost* già riconosciuti dalla regolazione dell'Autorità in materia di *smart meter* 2G. Qualora la necessità di attivare il trattamento orario comporti la necessità di installare transitoriamente un misuratore GME nelle more dell'installazione di uno *smart meter* 2G, il gestore di rete considera nei costi da addebitare al richiedente anche il valore residuo dei misuratori orari GME associato ai medesimi misuratori quando verranno sostituiti con gli *smart meter* 2G in attuazione dei piani di messa in servizio del sistema di *smart meter* 2G. La determinazione del valore residuo associato ai diversi misuratori è effettuata dal gestore di rete, per ogni AdM sostituita, secondo principi di trasparenza e non discriminazione e secondo modalità di calcolo comunicate a ciascun produttore (ovvero a ciascun soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA).”;

5. di dare mandato a Terna di aggiornare il Codice di rete e i relativi allegati al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla presente deliberazione;
6. di pubblicare la presente deliberazione, nonché la deliberazione 109/2021/R/eel come modificata ai sensi della presente deliberazione, nel sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

4 ottobre 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*