

**DELIBERAZIONE 28 GIUGNO 2022**  
**285/2022/R/EEL**

**APPROVAZIONE DELL'ALLEGATO A.78 AL CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE IN MATERIA DI ALGORITMI DI MISURA PER IL CALCOLO DELL'ENERGIA IMMESSA NEGATIVA E MODIFICHE ALLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ 109/2021/R/EEL**

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

Nella 1210<sup>a</sup> riunione del 28 giugno 2022

### **VISTI:**

- la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio del 11 dicembre 2018;
- la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: decreto-legge 239/03);
- 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 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- 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 legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210;
- 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 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 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A;
- 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;
- la deliberazione dell’Autorità 18 giugno 2019, 242/2019/A, e il relativo Quadro Strategico 2019-2021;
- il parere dell’Autorità 26 settembre 2019, 394/2019/I/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT), il relativo Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME) 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 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025;
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 120/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 120/2022/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 122/2022/R/eel (di seguito: deliberazione 122/2022/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), e le relative osservazioni pervenute;
- il comunicato dell’Autorità del 28 luglio 2021, recante “Deliberazione 109/2021/R/eel - Differimento tempistiche”;
- 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);

- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16 (di seguito: Norma CEI 0-16);
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-21 (di seguito: Norma CEI 0-21);
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 17 marzo 2022, prot. Autorità 11585 del 17 marzo 2022 (di seguito: comunicazione del 17 marzo 2022).

**CONSIDERATO CHE:**

- la legge 481/95, nell'istituire l'Autorità, assegna alla medesima il compito di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, nonché adeguati livelli di qualità nei servizi medesimi in condizioni di economicità e redditività, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo nell'intero territorio nazionale;
- i decreti legislativi e interministeriali di promozione delle fonti rinnovabili susseguitisi negli anni hanno disposto che l'Autorità, al fine di assicurare lo sviluppo delle diverse fonti rinnovabili, provveda a definire le modalità con le quali possano essere utilizzati i sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare tramite accumulo l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza;
- da ultimo, il decreto legislativo 199/21 ha previsto, ai fini della regolamentazione del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, che l'Autorità definisca le modalità con le quali i dati delle misure di produzione e immissione degli impianti fornite dai gestori di rete confluiscono all'interno del Sistema Informativo Integrato (di seguito: SII).

**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 finalizzata a favorire l'integrazione nel sistema elettrico di tali sistemi, prevedendo, tra l'altro, che:
  - a) i sistemi di accumulo possano essere 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 già esistente. In quest'ultimo caso, a seconda della tipologia di impianto e dell'interdipendenza esistente tra i vari gruppi, possano costituire una distinta sezione di produzione o partecipare alla costituzione di un'unica sezione congiuntamente ad altri gruppi di generazione di tipologia diversa da quella degli accumuli;
  - b) 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 in uno stesso punto di connessione alla rete, sia in capo ai produttori ovvero agli utenti del dispacciamento, la facoltà di definire un'unità di produzione specifica per i

- sistemi di accumulo installati, separata dagli altri gruppi di generazione, ovvero di considerare i medesimi sistemi di accumulo come uno dei gruppi di generazione che costituiscono l'unità di produzione;
- 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 sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione (secondo la definizione prevista da *Union of the Electricity Industry – Eurelectric* e utilizzata per il Sistema Elettrico Nazionale italiano), ha la finalità di:
    - a) 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 servizi ausiliari di generazione (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 poi comunque allocate, indirettamente e con maggiorazioni, ai clienti finali elettrici;
    - b) evitare distorsioni e arbitraggi derivanti dal fatto 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 sistemi di accumulo;
  - la regolazione precedentemente descritta si applica ai casi in cui i sistemi di accumulo e i servizi ausiliari di generazione siano connessi alla rete in uno o più punti di connessione attraverso i quali non avvengano altre tipologie di prelievi e quindi nei soli casi in cui l'energia elettrica prelevata sia destinata esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione (con l'unica eccezione, meglio puntualizzata nel seguito, dei sistemi di accumulo connessi alle reti di alta e altissima tensione, per i quali è già possibile separare l'energia elettrica destinata al loro assorbimento da quella destinata ad alimentare altre unità di consumo), con soluzioni regolatorie diverse per il servizio di trasporto (trasmissione e distribuzione) e per il servizio di dispacciamento;
  - con riferimento all'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione la regolazione vigente, inoltre, prevede che:
    - a) 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 servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio (articolo 16 del TIT) e qualsiasi tipologia di sistema di accumulo, estendendo agli altri tipi di accumulo quanto già previsto per gli impianti di pompaggio (deliberazione 574/2014/R/eel), senza la contemporanea presenza di altre tipologie di prelievi;
    - b) le disposizioni regolatorie di cui al precedente alinea si applichino nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi

compresi i prelievi dei sistemi di accumulo, come dichiarata dal soggetto che ha nella propria disponibilità l'impianto di produzione ovvero i sistemi di accumulo 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;

- c) l'energia elettrica prelevata attraverso un punto di connessione su cui insistono servizi ausiliari di generazione e/o sistemi di accumulo e altre unità di consumo sia assoggettata a tutte le componenti tariffarie previste per le generiche unità di consumo (quindi non trovano applicazione gli esoneri tariffari precedentemente descritti);
- con riferimento all'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione vigente prevede che:
  - a) il punto di dispacciamento per unità di produzione possa includere, secondo le modalità definite da Terna, anche i punti di prelievo esclusivamente asserviti al funzionamento delle relative unità di produzione (con riferimento ai servizi ausiliari di generazione e/o all'alimentazione di sistemi di accumulo);
  - b) i prelievi delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio funzionali alla successiva re-immissione in rete siano trattati come immissioni negative;
  - c) a ciascuna unità di produzione rilevante sia associata un'unità di consumo in corrispondenza della quale sono contabilizzati i consumi dell'unità di produzione quando la medesima si trovi nelle condizioni di prelevare energia elettrica dalla rete per alimentare i servizi ausiliari (cioè in fase di avviamento, fermata o arresto prolungato con mantenimento in servizio di ausiliari), 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 servizi ausiliari di generazione è attribuita a una unità di consumo a cui, allo scopo, è associato un punto di prelievo che rientra in un contratto di dispacciamento in prelievo;
  - d) il funzionamento in assorbimento di un sistema di accumulo, qualora esso non condivida il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) sia equiparato a quello delle unità idroelettriche di produzione e pompaggio e che quindi l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione di un sistema di accumulo e successivamente reimessa in rete sia trattata come immissione negativa;
  - e) il funzionamento in assorbimento di un sistema di accumulo, qualora esso condivida il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) 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'unità di produzione di cui fa parte il sistema di accumulo, mentre l'energia elettrica prelevata dal medesimo

- punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento dei sistemi di accumulo, è attribuita alle altre unità di consumo 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'unità di consumo già presente ovvero a un'unità di consumo dedicata;
- la vigente regolazione del servizio di dispacciamento è, quindi, differenziata tra prelievi destinati esclusivamente ad alimentare i sistemi di accumulo e prelievi destinati ad alimentare esclusivamente i servizi ausiliari di generazione (i primi sono trattati come energia elettrica immessa negativa, mentre i secondi sono trattati a tutti gli effetti come prelievi), mentre la regolazione dei servizi di trasmissione e distribuzione coincide nei due casi (non trovano, cioè, applicazione le relative componenti tariffarie);
  - l'Autorità, a decorrere dal 1 gennaio 2023, con la deliberazione 109/2021/R/eel (come modificata dalla deliberazione 560/2021/R/eel) ha modificato la regolazione vigente al fine di:
    - a) uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete nel caso di punti di connessione tramite i quali i prelievi sono esclusivamente destinati ad alimentare i sistemi di accumulo e/o i servizi ausiliari di generazione;
    - b) estendere la regolazione di cui alla precedente lettera a) anche ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi (casi non integralmente trattati dalla regolazione vigente);
  - l'Autorità, in particolare, con la deliberazione 109/2021/R/eel ha definito le 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) 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 (impianto di produzione *stand alone*, sistema di accumulo *stand alone*, pluralità di unità di consumo, di produzione e sistemi di accumulo), sia trattata come energia elettrica immessa negativa (di seguito: EIN) ai fini dell'accesso ai servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento e conseguentemente che:
      - i. i prelievi dalla rete per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per l'alimentazione dei sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete non siano più associati ad una unità di consumo, ma che essi siano trattati come energia elettrica immessa negativa e conseguentemente associati al profilo di immissione della corrispondente unità di produzione;

- ii. non sia più necessario, pertanto, attivare i relativi contratti di trasporto e di dispacciamento in prelievo;
- iii. la predetta energia elettrica 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;
- b) il produttore ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA, ai fini dell'accesso per una determinata configurazione impiantistica (singolo impianto di produzione o sistema di accumulo, ovvero insieme di impianti di produzione e/o sistemi di accumulo e/o unità di consumo), alla regolazione disciplinata dalla medesima deliberazione 109/2021/R/eel, debba presentare al gestore della rete apposita istanza, secondo le modalità e le tempistiche previste dai punti 7., 8. e 9. della medesima deliberazione 109/2021/R/eel;
- c) gli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata e reimmessa in rete dalla configurazione per la quale sia stata presentata istanza ai sensi della medesima deliberazione 109/2021/R/eel siano definiti dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura in coordinamento con il gestore della rete cui la configurazione impiantistica è connessa (se diverso), sulla base dei principi e dei criteri definiti da Terna in un apposito allegato al Codice di rete che la stessa avrebbe dovuto, previa consultazione pubblica, sottoporre all'approvazione dell'Autorità (punto 10. della medesima deliberazione 109/2021/R/eel) entro il 28 febbraio 2022;
- d) 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;
- e) a decorrere dal 1 gennaio 2023 la regolazione di cui alla medesima deliberazione 109/2021/R/eel sostituisca la regolazione vigente in materia di esoneri tariffari per i prelievi di energia elettrica per l'alimentazione degli impianti di produzione di energia elettrica e che conseguentemente a decorrere dalla medesima data sia abrogato l'articolo 16 del TIT.

**CONSIDERATO CHE:**

- il Codice di rete di Terna disciplina le procedure relative alle attività di connessione, gestione, pianificazione, sviluppo e manutenzione della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), nonché di dispacciamento e misura dell'energia elettrica;
- l'articolo 1, comma 4, del D.P.C.M. 11 maggio 2004, dispone che il Ministero delle Attività Produttive, attività ora di competenza del Ministero della Transizione Ecologica, e l'Autorità verifichino, per quanto di rispettiva competenza, ai sensi del decreto legislativo 79/99 e del decreto-legge 239/03, la conformità del Codice di rete alle condizioni e direttive da essi emanate;
- sulla base di quanto definito dalla deliberazione 109/2021/R/eel, Terna ha condotto una consultazione pubblica finalizzata alla definizione di un nuovo allegato al Codice

di rete (Allegato A.78), recante “Algoritmi di misura per il calcolo dell’energia immessa negativa”;

- Terna, con la comunicazione del 17 marzo 2022, ha trasmesso all’Autorità la proposta di nuovo Allegato A.78 al Codice di Rete e la documentazione relativa alla consultazione, inclusa una Relazione riepilogativa delle osservazioni pervenute con indicazione di quelle recepite e delle motivazioni alla base dell’eventuale mancato recepimento (di seguito: Relazione riepilogativa).

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- la proposta di Allegato A.78 al Codice di Rete posta in consultazione da Terna ha la finalità di determinare l’EIN e definire un profilo sul periodo rilevante della stessa ai fini della corretta gestione delle diverse fasi della regolazione mediante algoritmi che considerano come punto di partenza il bilancio energetico dell’impianto misurato dalle Apparecchiature di misura (AdM), individuando l’energia elettrica immessa negativa attraverso delle opportune ripartizioni energetiche; alla base delle determinazioni della EIN vi sono i seguenti principi e assunzioni:
  - a) gli algoritmi finalizzati al calcolo dell’EIN sono stati definiti sulla base dell’analisi di quattro configurazioni impiantistiche tipo. Il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura deve definire, sulla base dei principi generali dell’Allegato A.78, gli algoritmi da applicare nel caso concreto sulla base della reale posizione di accumuli, generatori e unità di consumo, l’eventuale presenza di altri elementi (trasformatori, linee aeree o in cavo) ed i possibili flussi energetici in impianto;
  - b) la necessità di ricondurre ad un unico punto di prelievo e immissione i prelievi e le immissioni associate ai servizi ausiliari (SA), ai sistemi di accumulo e ai gruppi di generazione di una determinata UP, anche qualora essi avvengano tramite punti di connessione alla rete tra loro distinti e privi di ricircoli di energia elettrica attraverso l’impianto elettrico di utenza. A tal fine Terna propone, nell’ambito della consultazione, che per le UP connesse in AT/AAT, nel caso di prelievi per servizi ausiliari effettuati tramite linee di emergenza in MT, siano considerati ai fini del calcolo dell’energia elettrica immessa negativa i soli prelievi che risultino caratterizzati dalla presenza di apparecchiature di misura tele-leggibili da parte di Terna;
  - c) nelle configurazioni impiantistiche senza presenza contemporanea di unità di consumo (UC) e sistema di accumulo (configurazione della tipologia A e B della proposta di Allegato A.78), l’algoritmo calcola direttamente per ogni periodo rilevante  $t$  l’energia elettrica immessa negativa poiché l’energia elettrica prelevata da rete nel periodo  $t$  è sempre re-immessa in rete in un periodo successivo (configurazione A) o usata per alimentare i servizi ausiliari (SA) di generazione (configurazione B);
  - d) nelle configurazioni impiantistiche con UC e sistema di accumulo (configurazioni della tipologia C e D della proposta di Allegato A.78) non è possibile valorizzare direttamente l’energia elettrica immessa negativa in quanto

non è possibile sapere se l'energia elettrica prelevata dalla rete dall'accumulo nel periodo  $t$  sarà in un successivo periodo reimmessa in rete oppure autoconsumata nell'UC; in tali casi occorre pertanto determinare un coefficiente di partizione denominato  $cp$  (tra 0 ed 1) sulla base del quale ripartire l'energia elettrica prelevata nel mese  $m$  ai fini dell'autoconsumo e quella prelevata nel medesimo mese  $m$  ai fini della successiva re-immissione e quindi profilare sul periodo rilevante  $t$  l'energia elettrica immessa negativa;

- e) nelle configurazioni impiantistiche di tipo C e D in cui non sono disponibili le misure separate di accumulo e carico (ad esempio, nel caso di impianti di ricarica di veicoli elettrici di tipo *vehicle to grid*, in cui le batterie degli autoveicoli funzionano sia da carico che da accumulo) l'EIN può essere valorizzata attraverso un criterio semplificato e basato sull'utilizzo del rendimento di *roundtrip* ( $\eta_{roundtrip}$ ) il cui valore sarà stabilito dall'Autorità sulla base della *best available technology*;
- f) l'EIN:
- per i servizi ausiliari, consiste nell'energia elettrica che i servizi ausiliari prelevano dalla rete, indipendentemente dal fatto che l'impianto di generazione immetta energia elettrica in rete oppure no. Se i servizi ausiliari sono connessi alla rete in un punto di prelievo distinto rispetto al punto di connessione dell'impianto di generazione, è necessario effettuare il saldo delle misure rilevate presso i punti di misura dell'impianto di generazione e dei SA;
  - per i sistemi di accumulo, include la parte di energia prelevata dalla rete nel mese  $m$  e destinata alla re-immissione in rete nello stesso mese e non quella prelevata dalla rete per un eventuale auto-consumo; i prelievi dalla rete dei SA degli accumuli, laddove separati dai SA degli impianti di generazione, sono trattati congiuntamente al prelievo dell'accumulo funzionale alla successiva re-immissione in rete se misurati tramite lo stesso AdM;
- g) gli algoritmi sono costruiti assumendo la disponibilità di misure con granularità oraria/quart'oraria. Per le sole configurazioni impiantistiche semplici (casistica A.1 del medesimo Allegato A.78) prive di unità di consumo è possibile implementare gli algoritmi anche a partire da dati di misura profilati per fasce; gli algoritmi presuppongono in generale la disponibilità delle misure al punto di scambio con la rete e delle misure di almeno  $n-1$  elementi interni alla configurazione impiantistica;
- h) ai fini della corretta quantificazione dell'energia elettrica immessa negativa, nei casi definiti dalla regolazione vigente in cui a fronte di uno o più punti di connessione il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura effettua un saldo delle misure ai punti di connessione per la valorizzazione commerciale dei flussi energetici, gli algoritmi devono essere adeguati secondo i criteri illustrati nell'Appendice alla medesima proposta di Allegato A.78;
- i) il coefficiente di partizione  $cp$  è calcolato come rapporto tra l'energia elettrica immessa in rete dall'accumulo e l'energia elettrica totale rilasciata dall'accumulo stesso e, successivamente, al fine di determinare la curva

oraria/quart'oraria dell'energia elettrica immessa negativa, viene applicato all'energia elettrica prelevata dal sistema di accumulo in tutti i periodi  $t$  del mese  $m$  in cui si vi sono dei prelievi dalla rete e il sistema di accumulo ha prelevato energia elettrica dalla rete; per ciascun mese  $m$ , il coefficiente di partizione viene calcolato dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura *ex post* sulla base degli effettivi valori di misura relativi al mese  $m$ .

**CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:**

- nell'ambito della consultazione di Terna gli stakeholder hanno fatto pervenire osservazioni di carattere generale e puntuale sia in merito all'Allegato A.78, sia in merito ad alcuni aspetti della deliberazione 109/2021/R/eel, chiedendo a Terna e all'Autorità modifiche e chiarimenti della relativa disciplina regolatoria in relazione alle parti di rispettiva competenza;
- con riferimento al contenuto dell'Allegato A.78, gli operatori hanno manifestato apprezzamento in merito alla documentazione posta in consultazione da Terna, condividendo l'intento e lo sforzo analitico di razionalizzare il più possibile i criteri e le modalità di calcolo illustrate nel nuovo Allegato A.78 ai fini del calcolo della EIN, ma al tempo stesso hanno anche espresso molteplici osservazioni generali e presentato richieste di modifica e di chiarimenti di dettaglio in parte già accettate e recepite da Terna nella documentazione trasmessa all'Autorità con la comunicazione del 17 marzo 2022. Più nello specifico, in merito all'Allegato A.78 e alle osservazioni degli operatori che Terna ha ritenuto non accoglibili e da rimettere all'attenzione dell'Autorità, si evidenzia che gli stakeholder hanno richiesto, tra l'altro, che:
  - a) il regime di esenzione tariffario previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel si applichi a tutti i prelievi per i servizi ausiliari di generazione indipendentemente dal livello di tensione del punto di connessione e dalla tele-leggibilità dei misuratori da parte di Terna (linee di emergenza in MT). Ciò in continuità con il regime di esenzione previsto dall'articolo 16 del TIT. A tal fine gli operatori evidenziano che gli algoritmi potrebbero essere interessati da una molteplicità di misuratori che potrebbero in alcuni casi non essere tele-letti dal gestore e che in tali casi, il calcolo dell'energia EIN dovrebbe essere effettuato utilizzando anche alcuni dati stimati, richiedendo anche di prevedere nei flussi di misura la possibilità di indicare, per ogni singola misura, la natura del dato (effettivo, stimato) e che l'Autorità definisca un coordinamento tra imprese distributrici e Terna ai fini della gestione dei dati di misura tele-letti dalle imprese distributrici ma non da Terna;
  - b) siano meglio dettagliate nell'Allegato A.78 le casistiche in cui sia necessario installare delle apparecchiature di misura aggiuntive evidenziando quali tra di esse siano obbligatorie per effetto di altri vincoli normativi e regolatori (incentivi, partecipazione al mercato, etc.) e quali, invece, siano necessarie per effetto della richiesta di accesso alla deliberazione 109/2021/R/eel;
  - c) una volta approvati gli algoritmi e le configurazioni di riferimento si proceda ad un nuovo confronto con gli operatori per definire le attività e i passaggi

preliminari all'entrata in vigore della nuova regolazione e che vi sia una interlocuzione preventiva con Terna per una corretta definizione degli strumenti di misura, degli algoritmi e del processo di modifica delle schede tecniche di misura (ex Allegato 5 al contratto di dispacciamento), stante la genericità delle casistiche di cui all'Allegato A.78;

- d) con riferimento alle configurazioni con UC e sistemi di accumulo, il coefficiente di partizione  $cp$  sia noto ex-ante e nel caso di configurazioni di potenza modesta sia, per semplicità, annuale e non mensile. L'adozione di un coefficiente di partizione  $cp$  calcolato sulla base delle energie consumate, secondo alcuni operatori, può generare, infatti, criticità nella fase di programmazione delle UC e UP con rischi di sbilanciamenti non intenzionali ed imprevedibili. Peraltro, l'utilizzo di un coefficiente di partizione mensile determinato ex-post, secondo alcuni operatori, non è compatibile con le tempistiche previste per la messa a disposizione al SII delle misure di prelievo dei contatori 2G;
- e) siano applicati gli algoritmi relativi al calcolo della EIN anche in presenza di misure non orarie (misuratori 1G e misuratori 2G non a regime) e che, per le configurazioni con sistemi di accumulo lato produzione, attualmente escluse dall'ambito di applicazione dell'A.78, sia adottato un metodo convenzionale semplificato per il calcolo della EIN al fine di applicare anche a tali configurazioni la disciplina di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel stante la larga diffusione di tali configurazioni e la loro dimensione ridotta;
- f) sia esplicitato che anche l'energia elettrica prelevata per l'alimentazione delle stazioni di pompaggio di gronda sia computata ai fini del calcolo dell'energia immessa negativa e possa, quindi, accedere al regime previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel;
- in relazione agli aspetti propriamente regolatori afferenti alla deliberazione 109/2021/R/eel gli operatori, nell'ambito della consultazione di Terna, hanno richiesto, tra l'altro, di:
  - a) modificare le previsioni della deliberazione 109/2021/R/eel in merito al trattamento ai fini dei mercati dell'EIN prevedendo che sia creata una UP ad hoc in luogo dell'UC attualmente usata a cui associare i prelievi dei servizi ausiliari di generazione e che le UP corrispondenti all'EIN dei servizi ausiliari di generazione possano essere aggregate in un unico punto di dispacciamento in immissione su base zonale. Tale modifica si renderebbe opportuna in quanto consentirebbe di evitare:
    - i. di aggiornare i dati tecnici dell'UP (evitando la definizione di assetti e margini negativi al fine di considerare i SA) e conseguentemente di contenere le complicazioni gestionali per l'accesso alla nuova regolazione sia sui sistemi degli operatori che di Terna, nonché
    - ii. agli impianti da fonti rinnovabili che godono o possono accedere ad un sistema incentivante di non vedersi ridotto il volume di energia incentivata o il volume delle Garanzie di Origine (GO) prodotte dai medesimi impianti; al contempo tale gestione dei prelievi dei SA preserverebbe ugualmente l'obiettivo di valorizzare l'EIN al prezzo zonale orario;

- b) definire puntualmente la gestione dei flussi di misura a valle delle nuove modalità di contabilizzazione e gestione dell'energia elettrica prelevata dalla rete per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per l'alimentazione di sistemi di accumulo;
- c) chiarire che la nuova regolazione introdotta con la deliberazione 109/2021/R/eel non abbia effetti sulla determinazione dell'energia elettrica oggetto di incentivazione da parte del GSE e che non vada a modificare le modalità di erogazione delle GO e dell'energia ad esse associata;
- d) specificare come deve essere considerata l'EIN ai fini del calcolo delle misure dell'energia elettrica condivisa all'interno di una configurazione di un autoconsumatore collettivo o di una comunità energetica, nonché ai fini della determinazione dell'energia incentivata degli impianti che accedono a meccanismi di incentivazione;
- e) chiarire modalità e tempistiche con cui va presentata l'istanza per aderire alla regolazione prospettata nella deliberazione 109/2021/R/eel standardizzando la modulistica da utilizzare e individuando tempistiche certe di risposta del responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura a seguito della presentazione dell'istanza da parte del produttore. Gli operatori richiedono, inoltre, che, qualora siano richiesti adeguamenti impiantistici, sia garantita l'applicazione del regime di esenzione attualmente previsto dall'articolo 16 del TIT;
- f) chiarire le modalità di verifica del superamento del 110% della potenza periziata per i servizi ausiliari e l'applicazione dei corrispettivi (trasporto, dispacciamento e oneri di sistema) quali "penali" previste dal punto 2. della deliberazione 109/2021/R/eel;
- g) chiarire le modalità di trattamento dell'EIN nell'ambito del calcolo del prelievo residuo di area (PRA) di cui all'articolo 7 del TIS, precisando se essa dovrà essere trattata come un'immissione a tutti gli effetti ma con segno negativo oppure se deve essere trattata al pari del prelievo e quindi farà parte dell'energia elettrica residuale (PRA);
- h) chiarire se i nuovi principi di determinazione dei prelievi da parte di un SDC sul punto di interconnessione con la RTN previsti dalla deliberazione 109/2021/R/eel per il calcolo della componente  $CTR_E$  da applicare ai gestori dei SDC si applichino anche al calcolo della potenza prelevata dalla RTN cui si applica la componente  $CTR_P$  di cui all'articolo 14 del TIT.

**CONSIDERATO CHE:**

- Terna nella Relazione riepilogativa inviata all'Autorità in esito al processo di consultazione, con riferimento alle osservazioni degli operatori relative al contenuto dell'Allegato A.78, ha specificato che:
  - a) fermo restando che, in generale, per poter accedere alla deliberazione 109/2021/R/eel, coerentemente con quanto previsto dal TIME, occorre disporre di misuratori tele-leggibili da parte del responsabile delle operazioni di gestione

dei dati di misura al fine di poter computare nel calcolo dell'EIN tutta l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo per i servizi ausiliari di generazione, nell'Allegato A.78 sottoposto all'approvazione dell'Autorità sono stati chiariti i seguenti aspetti:

- i. in caso di mancata tele-lettura, il responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura è tenuto ad applicare le regole di stima e ricostruzione definite, ai sensi del TIME, per questi casi;
- ii. per le UP connesse in AT/AAT i prelievi per i servizi ausiliari tramite linee di emergenza sono considerati ai fini del calcolo dell'energia elettrica immessa negativa, laddove le relative AdM risultino tele-leggibili da parte di Terna.

Nei casi in cui le AdM risultino non tele-leggibili da parte di Terna:

- tali prelievi sono considerati nel calcolo dell'EIN solo nei casi in cui il distributore territorialmente competente invii a Terna il relativo dato di misura entro il 3° giorno lavorativo del mese successivo a quello del prelievo;
  - in caso di indisponibilità di tali misure, il prelievo per servizi ausiliari viene posto pari a zero;
- b) l'Allegato A.78, come previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel, individua i criteri generali per la redazione degli algoritmi di calcolo della EIN e conseguentemente, nel dare questi criteri generali, fornisce indicazioni sul numero di AdM teoricamente necessarie per accedere alla regolazione prevista della deliberazione 109/2021/R/eel. Pertanto, il numero delle AdM effettivamente necessarie dovrà essere definito puntualmente dal responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura in funzione delle caratteristiche tecniche specifiche di ciascuna configurazione impiantistica oggetto di analisi al fine di avere tutte le misure necessarie per l'individuazione di tutti i flussi energetici tramite ripartizioni energetiche pro-quota. In conseguenza di ciò, è stata definita la regola del N-1 misuratori potendo una misura essere calcolata per differenza rispetto alle altre;
  - c) in relazione alle UP in AT/AAT che richiedono l'accesso alla deliberazione 109/2021/R/eel, Terna, per quanto di propria competenza, procederà, a seguito dell'approvazione da parte dell'Autorità dell'Allegato A.78, a comunicare agli operatori le modalità e gli step del processo di validazione ai fini della misura (ivi incluso l'aggiornamento della scheda tecnica di misura);
  - d) le richieste degli operatori in merito alla determinazione del coefficiente di partizione *cp* ex-ante o all'utilizzo di un *cp* annuale per le configurazioni di piccola taglia non siano meritevoli di accoglimento in quanto:
    - la modalità di calcolo ex-post di tale coefficiente garantisce una quantificazione convenzionale dell'EIN più rispondente alla reale gestione del sistema di accumulo;
    - la programmazione con il coefficiente di partizione *cp* ex post può essere effettuata sulla base della gestione dell'impianto di accumulo (re-

- immissione/autoconsumo) che consente di prevedere il medesimo coefficiente mensile che verrà usato in fase di *settlement*;
- la definizione di un *cp* ex-ante ai fini dello sbilanciamento e dei flussi verso il SII, al contrario, vincolerebbe l'operatore nella gestione dell'impianto di accumulo e determinerebbe un doppio flusso di misura con rischi di inefficienze e incongruenze e aumento delle possibili rettifiche dei dati di misura;
- e) le proposte degli operatori in merito all'applicazione di algoritmi relativi al calcolo della EIN anche in presenza di misure non orarie (misuratori 1G e misuratori 2G non a regime) ovvero all'utilizzo di un metodo convenzionale semplificato per il calcolo della EIN per le configurazioni con sistemi di accumulo lato produzione attualmente escluse dall'ambito di applicazione dell'Allegato A.78, non siano accoglibili in quanto:
- la corretta definizione degli algoritmi presuppone l'utilizzo di dati di misura orari o quart'orari anche in considerazione del fatto che, laddove possibile, per alcune tipologie di configurazioni semplificate (configurazione A.1 prive di UC) l'Allegato A.78 ha già previsto l'utilizzo di dati di misura profilati per fasce;
  - il metodo convenzionale proposto non consente di distinguere, a causa dell'assenza dei misuratori necessari, i periodi (e quindi i relativi quantitativi) in cui l'impresso in rete dipende dall'energia elettrica generata dal gruppo di generazione oppure dall'energia elettrica rilasciata dal sistema di accumulo. Con tale metodo si rischia, quindi, di includere nella EIN anche quantitativi immessi in rete ma generati dal gruppo di generazione con un livello di errore non quantificabile a priori;
  - rimandato all'Autorità le ulteriori considerazioni di merito;
- Terna nella Relazione riepilogativa inviata all'Autorità in esito al processo di consultazione, con riferimento alle osservazioni degli operatori relative alle proposte di modifica e affinamento della regolazione vigente ha specificato che a suo avviso:
    - a) per le UP composte da soli gruppi di generazione o da gruppi di generazione e accumuli, la proposta degli operatori di gestire la programmazione dell'EIN tramite punti di dispacciamento definiti ad hoc in cui programmare l'energia prelevata dai servizi ausiliari (SA) e dall'accumulo per tutte le UP che un Utente del Dispacciamento (UdD) gestisce in una data zona di mercato sia perseguibile, mentre, per le UP composte solo da accumuli, sia più opportuno prevedere una programmazione analoga a quella effettuata dagli impianti di pompaggio;
    - b) rimandato all'Autorità le ulteriori considerazioni di merito;
  - la proposta degli operatori di trattare, ai fini della programmazione, i prelievi dei servizi ausiliari di generazione come energia immessa negativa da UP ad hoc (UP<sub>SA</sub>) in luogo dell'UC attualmente usata e che le UP<sub>SA</sub> (UP corrispondenti all'EIN dei servizi ausiliari di generazione) possano essere aggregate in un unico punto di dispacciamento in immissione su base zonale, in aggiunta alle semplificazioni procedurali e gestionali evidenziate dagli operatori (minore complessità nella gestione delle unità di produzione da parte di Terna e degli operatori, minore impatto

sullo sviluppo dei sistemi di Terna e degli operatori e l'assenza di effetti sulla determinazione del volume di energia incentivata o del volume delle GO):

- a) consentirebbe di rivedere, semplificandolo, l'algoritmo per il calcolo dell'EIN in particolare nei casi di configurazioni in cui siano presenti servizi ausiliari di generazione che prelevano energia elettrica dalla rete da punti di connessione distinti rispetto ai punti di connessione dei gruppi di generazione associati e tali che tra i punti di connessione alla rete dei servizi ausiliari e i punti di connessione dei gruppi di generazione non vi sia possibilità di un ricircolo di energia elettrica mediante l'impianto elettrico di utenza; in tali situazioni verrebbe infatti superata la necessità di riportare anche i prelievi dei predetti servizi ausiliari di generazione al punto di connessione principale (punto di immissione dei gruppi di generazione) ai fini della quantificazione del saldo con l'energia elettrica immessa, contenendo anche le incertezze applicative discendenti dal fatto che le AdM relative a tali punti possono risultare non tele-leggibili da Terna. In tale fattispecie, quindi, si avrebbero tante  $UP_{SA}$  quante sono le UC previste dalla regolazione oggi vigente, cioè tante  $UP_{SA}$  quanti sono i punti di prelievo associati ai servizi ausiliari elettricamente separati tra loro (cioè per i quali non vi siano ricircoli di energia elettrica mediante l'impianto elettrico di utenza);
- b) consentirebbe di semplificare il processo di modifica delle schede tecniche di misura (ex Allegato 5 al contratto di dispacciamento), in quanto il calcolo della EIN non andrebbe più ad incidere sui volumi di energia elettrica immessa dalle unità di produzione propriamente dette;
- c) permetterebbe di superare le criticità connesse alla presenza di punti di prelievo con AdM non tele-letti da Terna e la necessità di coordinamento ai fini della gestione dei dati di misura tra Terna e il responsabile della predetta attività (il coordinamento si renderebbe necessario solo qualora i diversi punti di connessione siano interconnessi circuitalmente e vi sia la possibilità di ricircoli di energia elettrica per il tramite dell'impianto elettrico di utenza);
- d) permetterebbe di poter gestire ai fini della deliberazione 109/2021/R/eel anche eventuali ausiliari periferici privi di misuratori orari qualora unico carico associato al punto di connessione da cui sono alimentati ( $UP_{SA}$  profilate orarie).

**RITENUTO OPPORTUNO:**

- accogliere la proposta degli operatori finalizzata a prevedere che i prelievi dei servizi ausiliari di generazione siano trattati come energia immessa negativa da UP ad hoc ( $UP_{SA}$ ) in luogo dell'UC attualmente usata e che le  $UP_{SA}$  possano essere aggregate in un unico punto di dispacciamento in immissione su base zonale;
- modificare conseguentemente:
  - a) l'Allegato A alla deliberazione 111/06 prevedendo che sia inserita una nuova tipologia di unità di produzione non rilevante denominata "unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione ( $UP_{SA}$ )" caratterizzata da immissioni di energia elettrica di segno negativo;

- b) la deliberazione 574/2014/R/eel al fine di renderla coerente con quanto previsto dal presente provvedimento;
- prevedere che Terna modifichi il Codice di rete al fine di tener conto delle modifiche di cui ai precedenti ritenuti e che, nell'ambito della definizione delle regole per la costituzione delle diverse unità di produzione, la stessa Terna permetta ai produttori ovvero agli utenti del dispacciamento di poter definire almeno una  $UP_{SA}$  per ogni UP rilevante, mentre, in relazione alle UP non rilevanti dia facoltà di scelta ai predetti soggetti sull'adozione del medesimo criterio previsto per le  $UP_{SA}$  associate alle UP rilevanti, ovvero sul definire una unica  $UP_{SA}$  in cui ricomprendere tutti i prelievi dei servizi ausiliari associati alle diverse unità di produzione non rilevanti presenti all'interno dello stesso impianto di produzione che condividono il punto di connessione alla rete;
  - precisare 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;
  - confermare l'utilizzo di un coefficiente di partizione  $cp$  ex-post come proposto da Terna, rimandando a successivi approfondimenti e provvedimenti la valutazione su una revisione della durata mensile dell'intervallo temporale per la quantificazione dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo funzionale a consentire la successiva immissione in rete di cui al punto 5. della deliberazione 109/2021/R/eel che renda ancor di più semplice prevedibilità il  $cp$  e, al tempo stesso, sia più compatibile con la messa a disposizione giornaliera dei dati di misura orari dei misuratori 2G evitando di dover ricorrere a successivi ricalcoli e conseguenti rettifiche dei dati già comunicati;
  - fatte salve le considerazioni di cui al precedente punto e le necessarie revisioni all'Allegato A.78 trasmesso da Terna che le conseguenti modifiche regolatorie comportano, le osservazioni di Terna alle proposte degli operatori e le modifiche già apportate da Terna alla versione dell'Allegato A.78 posta in consultazione siano condivisibili e che la versione dell'Allegato A.78 così modificata e trasmessa da Terna all'Autorità risponda ai principi e i criteri indicati dall'Autorità con la deliberazione 109/2021/R/eel e permetta di perseguire le finalità che con la predetta deliberazione l'Autorità si è preposta di raggiungere;
  - verificare positivamente la conformità della proposta di nuovo Allegato A.78 del Codice di rete trasmessa da Terna come dalla medesima modificata e integrata secondo quanto previsto con il presente provvedimento;
  - precisare che, ai fini dell'applicazione del TIS e del resto della regolazione vigente, fatto salvo quanto eventualmente verrà previsto in alcuni particolari contesti, l'energia immessa negativa dovrà essere trattata come un'immissione a tutti gli effetti e non come un prelievo;
  - modificare le tempistiche e le modalità di presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina definita con la deliberazione 109/2021/R/eel prevedendo che:
    - a) la predetta istanza possa essere presentata a decorrere dal 1 ottobre 2022 e che il trattamento dell'energia elettrica prelevata per la successiva immissione in rete decorra dal primo giorno del secondo mese successivo alla data di avvenuta

ammissione della configurazione alla predetta disciplina come comunicata al richiedente e a Terna dal gestore di rete e previo completamento delle attività previste da Terna per l'abilitazione a fini commerciali delle unità di produzione cui è attribuita l'EIN;

- b) il gestore di rete concluda il procedimento funzionale alla redazione degli algoritmi e alla concessione dell'accesso al regime previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel entro e non oltre 4 mesi dalla ricezione dell'istanza, al netto dei tempi necessari al richiedente per installare nuove AdM o sostituire quelle esistenti e dei tempi impiegati dai richiedenti per integrare la documentazione presentata o rispondere alle richieste di integrazione documentale avanzate dal gestore;
- prevedere che i gestori di rete definiscano, nel rispetto di quanto previsto al precedente alinea, una procedura per la gestione delle istanze presentate per richiedere l'accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel individuando le modalità e le tempistiche per:
  - a) confermare la ricezione dell'istanza;
  - b) inviare e acquisire l'eventuale documentazione integrativa;
  - c) interloquire con il richiedente funzionale, ove necessario, per definire la posizione degli AdM da installare e per le eventuali ulteriori attività da svolgere;
  - d) completare i diversi step del processo;
  - e) comunicare la conclusione del processo di accesso alla predetta disciplina e il suo esito;
- prevedere che Terna e il 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 dal presente provvedimento;
- prevedere che Terna modifichi il sistema GAUDÌ al fine di acquisire i dati relativi alle  $UP_{SA}$  e agli assetti negativi delle UP relative a pompaggi e accumuli rilevanti e non rilevanti, individuando, qualora necessario, modalità transitorie che permettano di dare attuazione a quanto disposto dalla deliberazione 109/2021/R/eel e dal presente provvedimento nei tempi ivi previsti;
- dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (DMEA) per definire il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel, nonché per stabilire, sulla base della *best available technology*, il valore del rendimento di *round trip* ( $\eta_{roundtrip}$ ) da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia immessa negativa laddove previsto dall'Allegato A.78;
- accogliere la richiesta degli operatori di garantire l'applicazione del regime di esenzione attualmente previsto dall'articolo 16 del TIT per il periodo necessario ad effettuare gli adeguamenti sugli impianti per i quali è richiesto l'accesso alla disciplina di cui alla deliberazione 109/2021/R/eel, nonché favorire un passaggio graduale dalla regolazione vigente alla nuova regolazione prevista dalla deliberazione 109/2021R/eel e dal presente provvedimento e conseguentemente modificare il punto

- 13 della deliberazione 109/2021/R/eel rinviando l'abrogazione dell'articolo 16 del TIT al 1 gennaio 2024;
- rinviare a successivi provvedimenti, a seguito di ulteriori approfondimenti e consultazioni:
    - a) la valutazione sulla possibilità di estendere l'applicazione di quanto disposto dalla deliberazione 109/2021/R/eel anche a configurazioni impiantistiche, diverse da quelle già previste nell'Allegato A.78, in cui vi siano uno o più AdM per i quali non sia attivo il trattamento orario dei dati di misura ovvero di utilizzare metodologie convenzionali semplificate al fine di quantificare l'EIN diverse da quanto già previsto nell'ambito dell'Allegato A.78;
    - b) la definizione puntuale delle modalità di verifica del superamento del 110% della potenza periziata per i servizi ausiliari e di applicazione dei corrispettivi (trasporto, dispacciamento e oneri di sistema) quali "penali" previste dal punto 2. della deliberazione 109/2021/R/eel;
  - rinviare ai provvedimenti da adottare nell'ambito del procedimento di cui al punto 1 della deliberazione 120/2022/R/eel in materia di autoconsumo la definizione puntuale di come deve essere considerata la EIN ai fini del calcolo dell'energia elettrica condivisa all'interno delle configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetiche;
  - prevedere che la standardizzazione dei flussi di misura relativi all'energia elettrica immessa negativa e alle modalità con cui tale energia elettrica viene trattata ai fini dell'invio al SII dei dati di energia elettrica prelevata (già nettata del valore dell'energia immessa negativa) sia rinviata a successivi provvedimenti, da predisporre nell'ambito dell'avvio di procedimento di cui alla deliberazione 122/2022/R/eel con cui si dà seguito a quanto previsto dall'articolo 36 del decreto legislativo 199/21 in materia di regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa da fonti rinnovabili; e che nelle more della conclusione del predetto procedimento sia Terna a definire i flussi di misura con le imprese distributrici relativi all'energia elettrica immessa negativa;
  - chiarire che i nuovi principi di determinazione dei prelievi di un SDC dalla rete pubblica con obbligo di connessione di terzi si applicano anche alla determinazione della potenza prelevata cui si applicano i corrispettivi in potenza di cui agli articoli 14 e 15 del TIT e modificare conseguentemente la deliberazione 109/2021/R/eel e il TISDC

## **DELIBERA**

1. modificare l'Allegato A alla deliberazione 111/06 nei seguenti punti:
  - a) all'articolo 8, comma 8.2, lettera g), le parole "da h) a i)" sono sostituite dalle seguenti: "da h) a j)";
  - b) all'articolo 8, comma 8.2, dopo la lettera i) è aggiunta la seguente lettera:  
"j) unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione (UP<sub>SA</sub>).";

- c) all'articolo 12, dopo il comma 12.1 è aggiunto il seguente comma:  
"12.2 L'energia elettrica associata alle unità di produzione di cui al comma 8.2, lettera j), è trattata come energia elettrica immessa con segno negativo.";
2. di modificare la deliberazione 574/2014/R/eel nei seguenti punti:
  - a) all'articolo 4, comma 4.2, la lettera c) è sostituita dalla seguente:  
"c) condivide il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) ed eventualmente con altre unità di produzione, è equiparata ad un'unità di pompaggio, anche durante il funzionamento in assorbimento. In tali casi, per questa unità, trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A60 al Codice di rete.";
  - b) all'articolo 4, comma 4.3, la lettera c) è sostituita dalla seguente:  
"c) condivide il punto di connessione con altre unità di consumo (diverse dalle eventuali unità di consumo afferenti ai servizi ausiliari) ed eventualmente con altre unità di produzione, è equiparata ad un'unità di produzione programmabile, fatto salvo quanto previsto al comma 4.4. Per l'energia elettrica prelevata dal punto di connessione e utilizzata per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo trova applicazione l'articolo 2, paragrafo 2.1, dell'Allegato A60 al Codice di rete. L'energia elettrica prelevata dal medesimo punto di connessione e non utilizzata per il funzionamento in assorbimento del sistema di accumulo, ma utilizzata per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei diversi gruppi di generazione che costituiscono l'UP viene attribuita alla relativa unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione.";
3. di prevedere che Terna modifichi il Codice di rete al fine di tener conto delle modifiche regolatorie di cui ai punti da 1. a 2. e che, nell'ambito della definizione delle regole per la costituzione delle diverse unità di produzione, la stessa 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 facoltà di scelta ai predetti soggetti sull'adozione del medesimo criterio previsto per le UP<sub>SA</sub> associate alle UP rilevanti, ovvero sul definire un'unica UP<sub>SA</sub> in cui ricomprendere tutti i prelievi dei servizi ausiliari associati alle diverse unità di produzione non rilevanti presenti all'interno dello stesso impianto di produzione che condividono il punto di connessione alla rete;
4. di precisare 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;
5. di prevedere che Terna modifichi la proposta di Allegato A.78 al Codice di rete coerentemente con quanto disposto dal presente provvedimento;
6. di verificare positivamente la conformità della proposta di nuovo Allegato A.78 al Codice di rete trasmessa con la comunicazione del 17 marzo 2022 come rivista secondo quanto descritto nel punto 5.;
7. precisare che, ai fini dell'applicazione del TIS e del resto della regolazione vigente, fatto salvo quanto eventualmente verrà previsto in alcuni particolari contesti,

l'energia immessa negativa dovrà essere trattata come un'immissione a tutti gli effetti e non come un prelievo;

8. di modificare la deliberazione 109/2021/R/eel nei seguenti punti:
  - a) al punto 3 dopo le parole “Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC)” sono inserite le parole “anche con riferimento al calcolo della potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione prelevata dal SDC dalla RTN soggetta al pagamento del corrispettivi in potenza di cui all’articolo 14 del TIT ovvero al calcolo del valore massimo della potenza prelevata nel mese dai punti di interconnessione con le reti di distribuzione ai fini dell’applicazione dei corrispettivi in potenza di cui all’articolo 15 del TIT nei casi in cui il SDC non sia connesso alla RTN,”;
  - b) i punti 6, 7, 8 e 9 sono sostituiti dai seguenti: “
    6. in relazione ad una determinata configurazione impiantistica, il produttore (ovvero il soggetto richiedente la connessione ai sensi del TICA) per richiedere l’accesso alla regolazione di cui ai punti 1. e 2., deve presentare al gestore della rete cui la configurazione è connessa o sarà connessa, istanza di accesso utilizzando il modello standardizzato e allegando la documentazione definiti dal Direttore della Direzione Mercati Energia all’Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (DMEA) ai sensi del punto 12. della deliberazione 285/2022/R/eel, nonché la certificazione asseverata da perizia indipendente indicante il valore della potenza destinata al funzionamento dei medesimi servizi ausiliari di generazione e/o al prelievo dei sistemi di accumulo;
    7. l’istanza di cui al punto 6 può essere presentata dal produttore, ovvero da un suo soggetto delegato, al gestore della rete cui l’impianto è connesso a decorrere dal 1 ottobre 2022. Il gestore di rete procederà celermente a coinvolgere il soggetto che, ai sensi del TIME, è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (qualora diverso dal medesimo gestore) al fine di completare il processo di validazione ai fini della misura delle unità di produzione da cui è composta la configurazione oggetto di istanza;
    8. il gestore di rete, in coordinamento con il soggetto che ai sensi del TIME, è responsabile delle operazioni di gestione dei dati di misura (se diverso dal medesimo gestore), conclude il procedimento funzionale alla redazione degli algoritmi e alla concessione dell’accesso al regime previsto dalla deliberazione 109/2021/R/eel entro e non oltre 4 mesi dalla ricezione dell’istanza, al netto dei tempi necessari per installare nuove AdM o sostituire quelle esistenti qualora la particolare configurazione impiantistica lo richieda e al netto dei tempi impiegati dai richiedenti per integrare la documentazione presentata o rispondere alle richieste di integrazione documentale avanzate dal gestore;
    9. la regolazione di cui ai punti 1. e 2. decorrerà dal primo giorno del secondo mese successivo alla data di avvenuta ammissione alla predetta disciplina come comunicata al richiedente e a Terna dal gestore di rete e previo”

- completamento delle attività previste da Terna per l'abilitazione a fini commerciali delle unità di produzione cui è attribuita l'EIN;
- 9bis. i gestori di rete definiscono, nel rispetto di quanto previsto dai precedenti punti, una procedura per la gestione delle istanze presentate per richiedere l'accesso alla disciplina di cui al punto 1. individuando le modalità e le tempistiche per
- confermare la ricezione dell'istanza;
  - inviare e acquisire l'eventuale documentazione integrativa;
  - interloquire con il richiedente, ove necessario, per definire la posizione degli AdM da installare e le eventuali ulteriori attività da svolgere;
  - completare i diversi step del processo;
  - comunicare la conclusione del processo di accesso alla predetta disciplina e il suo esito;"
- c) il punto 13 è sostituito dal seguente  
"13. di abrogare a decorrere dal 1 gennaio 2024 l'articolo 16 del Testo Integrato Trasporto;"
9. di modificare il Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi nei seguenti punti:
- a) all'articolo 15, dopo il comma 15.4 è aggiunto il seguente comma:  
"15.5 Ai fini del calcolo della potenza di interconnessione tra RTN e reti di distribuzione prelevata dal SDC dalla RTN e soggetta al pagamento dei corrispettivi in potenza di cui all'articolo 14 del TIT ovvero, nei casi in cui il SDC non sia connesso alla RTN, ai fini del calcolo del valore massimo della potenza prelevata nel mese dai punti di interconnessione con le reti di distribuzione soggetta al pagamento dei corrispettivi in potenza di cui all'articolo 15 del TIT si utilizzano i medesimi criteri di cui al comma 15.4. A tal fine, i gestori di SDC sono tenuti a fornire a Terna le informazioni relative all'energia elettrica prelevata dalle utenze del SDC (dai relativi punti di connessione al SDC) e funzionale a consentire la successiva immissione nella rete del SDC, necessarie per l'applicazione del presente articolo secondo tempistiche e modalità definite da Terna.";
- b) all'articolo 21, il comma 21.7 introdotto con la deliberazione 109/2021/R/eel è sostituito con il seguente:  
"21.7 Ai fini dell'applicazione del presente articolo l'energia elettrica complessivamente prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi tramite i punti di interconnessione e i punti indiretti di interconnessione con la rete del SDC e la potenza impegnata sui predetti punti sono calcolate utilizzando i medesimi criteri di cui ai commi 15.4 e 15.5.";
10. di prevedere che Terna e il 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 dal presente provvedimento;

11. di prevedere che Terna modifichi il sistema GAUDÌ al fine di acquisire i dati relativi alle  $UP_{SA}$  e agli assetti negativi delle UP relative a pompaggi e accumuli rilevanti e non rilevanti, individuando, qualora necessario, modalità transitorie che permettano di dare attuazione a quanto disposto dalla deliberazione 109/2021/R/eel e dal presente provvedimento nei tempi ivi previsti;
12. di dare mandato al Direttore della Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale (DMEA) per definire il contenuto standardizzato del modello che il richiedente deve utilizzare per la presentazione dell'istanza di accesso alla disciplina prevista dalla deliberazione 109/2021/R/eel, nonché per stabilire, sulla base della *best available technology*, il valore del rendimento di *round trip* ( $\eta_{roundtrip}$ ) da utilizzare ai fini del calcolo dell'energia immessa negativa laddove previsto dall'Allegato A.78 al Codice di rete;
13. di trasmettere la presente deliberazione a Terna e al Ministero della Transizione Ecologica;
14. di pubblicare la presente deliberazione, nonché il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi, l'Allegato A alla deliberazione 111/06 e le deliberazioni 574/2014/R/eel e 109/2021/R/eel come modificati ai sensi della presente deliberazione, nel sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

28 giugno 2022

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*