

TESTO INTEGRATO PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO NEI SISTEMI
ELETTRICI ISOLATI (TIDSI)

PARTE I

DEFINIZIONI, OGGETTO E FINALITÀ DEL PROVVEDIMENTO

Articolo 1

Finalità

1.1 Il presente provvedimento:

- promuove un efficiente e sostenibile utilizzo delle risorse disponibili nei sistemi elettrici isolati in coerenza con gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione previsti dall'ordinamento europeo;
- assicura l'imparzialità, la neutralità e la trasparenza nei confronti di tutti gli utenti dei sistemi elettrici isolati, nel rispetto delle deroghe alle previsioni della Direttiva 2019/944 che possono essere richieste per i sistemi elettrici isolati ai sensi dell'articolo 66 della Direttiva medesima.

Articolo 2

Oggetto

2.1 Per conseguire le finalità di cui all'articolo precedente, il presente provvedimento regola l'accesso e modalità di erogazione del servizio di dispacciamento nei sistemi elettrici isolati che consiste:

- nella definizione di un modello semplificato per l'attribuzione del diritto di immettere e prelevare energia e per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata, in deroga rispetto alle previsioni generali di cui al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE);
- nell'attribuzione a Terna, in qualità di concessionario per il servizio di dispacciamento ai sensi del Decreto Legislativo 79/99, di un ruolo amministrativo per la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata e la regolazione delle relative partite economiche nei sistemi elettrici isolati nell'ambito del modello semplificato di cui al punto precedente;
- nell'attribuzione alle imprese distributrici, in coerenza con i criteri dell'articolo 31 della Direttiva 2019/944, degli strumenti tecnici necessari ad assicurare l'esercizio dei sistemi elettrici isolati in condizioni di sicurezza, attraverso l'approvvigionamento di servizi ancillari isolani, da effettuarsi, laddove possibile, con criteri di merito economico, e la possibilità di esercire sistemi di stoccaggio, nel rispetto delle previsioni di cui al decreto - legge 63/2026 e delle deroghe previste a tal proposito dalla Direttiva 2019/944.

2.2 Il presente provvedimento disciplina altresì le modalità di applicazione ai sistemi elettrici isolati delle disposizioni in materia di:

- a) erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, come regolati dal TIT;
- b) erogazione dei servizi di misura dell'energia elettrica come regolati dal TIME;
- c) erogazione del servizio di connessione, come regolato dal TIC e dal TICA;
- d) sistemi semplici di produzione e consumo di cui al TISSPC;
- e) regolazione *output based* del servizio di distribuzione, come disciplinata dal TIQD;
- f) regolazione della qualità dei servizi di vendita dell'energia elettrica, come disciplinata dal TIQV;
- g) condotta commerciale per la vendita di energia elettrica, come regolato dal Codice di Condotta Commerciale;
- h) *settlement* del servizio di dispacciamento, come regolato dal TIS;

Allegato A

- i) erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza, come regolati dal TIV, tenendo conto delle disposizioni specifiche introdotte in merito dal decreto-legge 63/2026;
- j) scambio sul posto, come regolato dal TISP;
- k) ritiro dedicato, come regolato dalla deliberazione 280/07;
- l) bonus elettrico, come regolato dal TIBEG;
- m) separazione contabile e funzionale, come regolate dal TIUC e dal TIUF;
- n) disciplina del recesso dei clienti finali dai contratti di fornitura, come regolato dall'Allegato A alla deliberazione 302/2016/R/com;
- o) disciplina della morosità, come regolata dal TIMOE;
- p) codice di rete tipo per il servizio di trasporto di energia elettrica di cui alla deliberazione 268/2015/R/eel;
- q) prestazioni patrimoniali imposte e regimi tariffari speciali, come regolati dal TIPPI.

La Direttiva 2019/944 consente agli Stati Membri di richiedere una specifica deroga per i sistemi elettrici isolati caratterizzati da un consumo inferiore a 3 TWh nel 1996. La deroga riguarda il ruolo del DSO e i relativi criteri di unbundling, la libera scelta del fornitore di energia da parte dei clienti finali, l'applicazione di prezzi di fornitura determinati tramite criteri di mercato e l'obbligo di connessione di terzi. In sostanza tale deroga (che potrebbe riguardare tutti i sistemi elettrici isolati presenti sul territorio nazionale) consentirebbe di gestire i sistemi elettrici isolati in un contesto di monopolio, fatta eccezione per la gestione della produzione che rimarrebbe comunque aperta a soggetti terzi.

Come chiarito nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel, una gestione semplificata dei sistemi elettrici isolati è comunque possibile anche senza l'ottenimento della deroga. Il presente provvedimento definisce i criteri di questa gestione semplificata (con ruolo amministrativo attribuito a Terna in qualità di concessionaria del servizio di dispacciamento ai sensi del d.lgs. 79/99), assicurando la massima compatibilità con la direttiva 2019/944 (e in particolare con il diritto di ciascun cliente finale di scegliersi liberamente il proprio fornitore di energia elettrica e con la liberalizzazione dell'attività di produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica), nel rispetto delle peculiarità dei sistemi elettrici isolati che non scambiano energia con il resto del sistema elettrico. Le specifiche disposizioni di tale gestione semplificata sono riportate nella PARTE II del TIDSI.

La responsabilità della gestione in sicurezza dei sistemi elettrici isolati è da sempre demandata alla locale impresa distributrice che assicura il bilanciamento della rete avvalendosi di specifici impianti di produzione che sono identificati come essenziali per il sistema elettrico locale. A tal proposito l'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/2026 ha specificatamente attribuito alle suddette imprese distributrici l'esercizio dell'attività di dispacciamento con riferimento al sistema elettrico isolato di competenza. Tale attribuzione si configura, quindi, come una mera conferma di una prassi già in essere. Con il presente provvedimento l'Autorità intende fissare alcuni principi base per il dispacciamento dei sistemi elettrici isolati, identificando i servizi ancillari tipici di tali sistemi, le modalità di approvvigionamento da parte delle imprese distributrici e le modalità di copertura dei relativi costi. Per quanto attiene, invece, agli investimenti e ai costi operativi sostenuti dalle imprese distributrici per le esigenze di dispacciamento dei sistemi elettrici isolati, l'Autorità non intende prevedere meccanismi di remunerazione ad hoc, ma intende utilizzare i vigenti meccanismi tariffari. Le disposizioni in merito sono riportate nella PARTE III e all'Articolo 23.

L'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/2026 ha altresì previsto che le imprese distributrici operanti nei sistemi elettrici isolati possano possedere, sviluppare e gestire sistemi di stoccaggio elettrico a condizioni definite dall'Autorità. Questa disposizione è soggetta all'approvazione preventiva da parte della Commissione Europea.

In generale le imprese distributrici non potrebbero esercire tali sistemi (cfr articolo 36(1) della Direttiva 2019/944), tuttavia gli Stati Membri possono concedere una deroga da tale limitazione se i sistemi di stoccaggio sono componenti di rete pienamente integrate (ossia se utilizzati al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione delle congestioni) e se l'autorità di regolazione nazionale ha dato la propria autorizzazione in tal senso o se sono soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- a. a seguito di una procedura di appalto aperta, trasparente e non discriminatoria, soggetta a riesame e approvazione da parte dell'autorità di regolazione, parti terze non hanno ottenuto il diritto di possedere, sviluppare, esercire o gestire tali impianti, o non si sono dimostrate in grado di fornire tali servizi a un costo ragionevole e in maniera tempestiva;
- b. detti impianti sono necessari affinché i gestori dei sistemi di distribuzione possano adempiere agli obblighi previsti dalla presente direttiva in materia di funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione e non sono utilizzati per l'acquisto o la vendita dell'energia elettrica sui mercati dell'energia elettrica; e
- c. l'autorità di regolazione ha valutato la necessità di detta deroga e ha effettuato una valutazione della procedura di appalto, comprese le condizioni di tale procedura di appalto, e l'ha approvata; l'autorità di regolazione può elaborare orientamenti o clausole di appalto per aiutare i gestori dei sistemi di distribuzione a garantire una procedura di appalto equa.

Tali disposizioni sono state recepite nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 210/21 che, all'articolo 19, ha modificato il decreto legislativo 93/11, inserendo l'articolo 38 bis secondo cui "Il Gestore del sistema di trasmissione nazionale e il Gestore del sistema di distribuzione, nell'ambito di quanto previsto dai rispettivi piani di sviluppo della rete, possono proporre di sviluppare e gestire impianti di stoccaggio dell'energia, solo se questi sono componenti di rete pienamente integrati per i quali l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente ha concesso la sua approvazione".

La disposizione di cui all'articolo 1-duodecies configura di fatto una deroga specifica per l'esercizio della capacità di stoccaggio da parte delle imprese distributrici operanti nei sistemi elettrici isolati rispetto a tutte le previsioni di cui all'articolo 36 della Direttiva 2019/944. L'Autorità prima di dare attuazione a questa misura intende attendere le valutazioni in merito da parte della Commissione Europea.

Nel mentre le imprese distributrici operanti nei sistemi elettrici isolati possono operare i sistemi di accumulo nel rispetto delle disposizioni della Direttiva 2019/944, secondo le modalità riportate, nel presente provvedimento (cfr Articolo 16).

Infine, l'articolo 1 duodecies del decreto-legge 63/2026 ha disposto che i clienti finali connessi ai sistemi elettrici isolati eserciti da imprese elettriche minori siano riforniti dalle medesime imprese a condizioni definite dall'Autorità. Una tale disposizione configura un regime di deroga rispetto alle previsioni degli articoli 4 e 5 della Direttiva 2019/944 (in quanto vengono meno la libera scelta del fornitore di energia elettrica e la definizione di prezzi di fornitura basati sul mercato) che viene ad applicarsi ad uno specifico sottoinsieme dei sistemi elettrici isolati (quelli eserciti da imprese elettriche minori), lasciando, invece, pienamente applicabili le disposizioni della sopracitata Direttiva per tutti gli altri sistemi elettrici isolati. Anche la validità di tale regime di deroga è subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione Europea.

Poiché tuttora, sulle isole minori non interconnesse gestite da imprese elettriche minori, non vi sono le condizioni tecniche per consentire ai clienti finali di scegliere un venditore diverso dall'impresa verticalmente integrata lì operante (per consentirlo occorrerebbe, infatti, implementare la gestione semplificata sopra citata), alla luce di quanto previsto dall'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/26, si ritiene opportuno che tali imprese verticalmente integrate continuino ad operare come attualmente avviene, nelle more delle decisioni della Commissione europea.

Allegato A

Il TIDSI limita, quindi, la gestione semplificata alla sola energia immessa da impianti di produzione di soggetti terzi rispetto alle imprese elettriche minori e definisce le condizioni economiche a cui dette imprese elettriche minori devono rifornire i clienti finali presenti nelle isole non interconnesse di propria competenza. In caso di conferma delle deroghe da parte della Commissione, le disposizioni sopra citata troveranno applicazione definitiva; in caso contrario, invece, l'Autorità con successivo provvedimento disciplinerà le tempistiche con cui anche per i sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori troverà applicazione il modello di dispacciamento di cui alla PARTE II.

Articolo 3

Definizioni

3.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al TIDE, nella versione 4 approvata con la deliberazione 3 giugno 2025, 227/2025/R/eel, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- a) **legge 10/91** è la legge 9 gennaio 1991, n. 10;
- b) **decreto-legge 63/2026** è il decreto-legge 30 aprile 2026, n. 63, convertito con modificazioni dalla legge 25 giugno 2026, n. 113;
- c) **deliberazione 111/06** è l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- d) **deliberazione 250/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, 250/04;
- e) **deliberazione 280/07** è la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, 280/07;
- f) **deliberazione 268/2015/R/eel** è la deliberazione dell'Autorità 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel;
- g) **deliberazione 478/2015/R/eel** è la deliberazione dell'Autorità 14 ottobre 2015, 478/2015/R/eel;
- h) **deliberazione 302/2016/R/com** è la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2016 302/2016/R/com;
- i) **deliberazione 109/2021/R/eel** è la deliberazione dell'Autorità 16 marzo 2021 109/2021/R/eel;
- j) **deliberazione 352/2021/R/eel** è la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2021 352/2021/R/eel;
- k) **deliberazione 385/2025/R/eel** è la deliberazione dell'Autorità 5 agosto 2025 385/2025/R/eel;
- l) **Direttiva 2019/944** è la Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- m) **Acquirente Unico** è la società Acquirente Unico S.p.A.;
- n) **Codice di Rete** è 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;
- o) **GSE** è la società Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.;
- p) **componenti di rete pienamente integrate** sono le componenti di rete che sono integrate nel sistema di trasmissione o distribuzione, compresi gli impianti di stoccaggio, e utilizzate al solo scopo di assicurare un funzionamento sicuro e affidabile del sistema di trasmissione o distribuzione e non per il bilanciamento o la gestione della congestione;
- q) **imbalance settlement period** (di seguito: **ISP**) è il periodo rilevante per la regolazione degli sbilanciamenti di cui alla Sezione 4-11.3.2 2 "Imbalance Settlement Period (ISP)" del TIDE;
- r) **imprese elettriche minori** sono le imprese elettriche minori di cui all'articolo 7 della legge n. 10/91;

Allegato A

- s) **market time unit del giorno prima** (di seguito: **MTU**) è il periodo di tempo a cui sono riferite le offerte presentate sul mercato del giorno prima come identificata ai sensi della Sezione 4-11.3.1 “Market Time Unit” del TIDE;
- t) **sistema elettrico isolato** è una rete con obbligo di connessione di terzi non connessa alla rete di trasmissione nazionale neppure indirettamente attraverso altre reti con obbligo di connessione di terzi o attraverso collegamenti in corrente continua;
- u) **Codice di Condotta Commerciale** è il Codice di Condotta Commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali – Allegato A alla deliberazione 8 luglio 2010, ARG/com/104/10;
- v) **RTTE** è la Regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione e dispacciamento dell’energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024- 2027 – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel;
- w) **TIBEG** è il Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 26 settembre 2013, 402/2013/R/com;
- x) **TIC** è il Testo Integrato delle condizioni economiche per l’erogazione del servizio di connessione – Allegato C alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel;
- y) **TICA** è il Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (Testo Integrato delle Connessioni Attive) – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08;
- z) **TIME** è il Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dell’attività di misura elettrica – Allegato B alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel;
- aa) **TIMOE** è il Testo Integrato Morosità Elettrica – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 maggio 2015, 258/2015/R/com;
- bb) **TIPPI** è il Testo Integrato delle disposizioni per le Prestazioni Patrimoniali Imposte e i Regimi Tariffari speciali – Settore elettrico – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 618/2023/R/com;
- cc) **TIQD** è il Testo Integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell’energia elettrica – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel;
- dd) **TIQV** è il Testo Integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 21 luglio 2016, 413/2016/R/com;
- ee) **TIS** è il Testo Integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09;
- ff) **TISP** è il Testo Integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l’erogazione del servizio di scambio sul posto – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr;
- gg) **TISSPC** è il Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo (Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo) – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel;
- hh) **TIT** è il Testo Integrato delle disposizioni tariffarie per l’erogazione del servizio di distribuzione dell’energia elettrica – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel;
- ii) **TIUC** è il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile (unbundling contabile) per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica, del gas, per i gestori del servizio idrico integrato e per i gestori del settore dei rifiuti urbani e relativi

Allegato A

obblighi di comunicazione – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 luglio 2025 373/2025/R/rif;

- jj) **TIUF** è il Testo Integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione (unbundling) funzionale per le imprese operanti nei settori dell’energia elettrica e del gas – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 22 giugno 2015, 296/2015/R/com;
- kk) **TIV** è il Testo Integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, nella versione valida fino al 31 marzo 2027;
- ll) **TIV new** è il Testo Integrato delle disposizioni per l’erogazione dei servizi di vendita dell’energia elettrica di ultima istanza – Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, nella versione valida dall’1 aprile 2027;

<i>SI Siete a conoscenza di altri sistemi elettrici isolati diversi dalle isole minori non interconnesse?</i>

PARTE II

DIRITTO A IMMETTERE E PRELEVARE

Articolo 4

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema

- 4.1 Terna individua e pubblica l'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per ciascun sistema elettrico isolato secondo le medesime modalità di cui all'articolo 63, comma 1, della deliberazione 111/06. A tal fine con cadenza almeno annuale, il DSO competente per ciascun sistema elettrico isolato rende disponibili gli elementi necessari, secondo modalità e tempistiche definite da Terna.
- 4.2 Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema dei sistemi elettrici isolati di cui al comma 4.1, diversi da quelli nella titolarità delle imprese elettriche minori, sono automaticamente ammessi alla reintegrazione dei costi, con applicazione, per quanto compatibili con le caratteristiche di questi ultimi impianti e con le disposizioni del presente provvedimento, delle norme della deliberazione 111/06 relative a tale regime, al netto degli obblighi di offerta sul mercato del giorno prima, sul mercato infragiornaliero e sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Dal punto di vista tecnico, nei sistemi elettrici isolati la sicurezza e l'adeguatezza sono garantite da specifici impianti identificati da Terna come impianti essenziali per la sicurezza del sistema. A tali impianti, ove diversi da quelli delle imprese elettriche minori, si applicano, per quanto compatibili con le caratteristiche degli impianti e con le disposizioni del presente provvedimento, le norme della deliberazione 111/06 relative agli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi, al netto degli obblighi di offerta sui mercati in quanto non è prevista una specifica partecipazione ai mercati per le UP connesse ai sistemi elettrici isolati.

Per gli impianti essenziali nella titolarità delle imprese elettriche minori valgono i vigenti meccanismi di integrazione tariffaria.

S2 Per gli impianti essenziali relativi ai sistemi elettrici isolati diversi da quelli eserciti dalle imprese elettriche minori, si ritiene opportuno proseguire con l'applicazione delle disposizioni della deliberazione 111/06 in materia di reintegrazione dei costi oppure si preferisce l'identificazione di modalità semplificate basate su costi standard con contabilizzazione a titolo di acconto dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'Articolo 8? Motivare la risposta

Articolo 5

Unità Isolate Virtuali (UIV)

- 5.1 Nei sistemi elettrici isolati il diritto e l'impegno a immettere e prelevare energia è attribuito al BRP in relazione alle UP, UC:
- considerate in modo singolo, come Unità Isolate Singole (di seguito: UIS), per quanto riguarda le UP inserite negli impianti essenziali per la sicurezza del sistema di cui al comma 4.1;
 - considerate in modo aggregato, attraverso le Unità Isolate Virtuali (di seguito: UIV) per tutte le altre UP e UC.
- 5.2 Le Unità Isolate Singole sono esclusivamente di immissione.
- 5.3 Le Unità Isolate Virtuali si distinguono in:

Allegato A

- UIV di immissione;
- UIV di prelievo.

5.4 Le UIV di immissione sono composte esclusivamente da UP:

- connesse a sistemi elettrici isolati adiacenti alla medesima zona d'offerta;
- appartenenti alla medesima tipologia di cui alla Sezione 4-2.4.3 "Tipologie delle UP" del TIDE;
- che non costituiscono singolarmente una UIS;
- gestite da un unico BRP.

5.5 Le UIV di prelievo sono composte esclusivamente da UC:

- connesse a sistemi elettrici isolati adiacenti alla medesima zona d'offerta;
- appartenenti alla medesima tipologia di cui alla Sezione 4-2.5.2 "Tipologie delle UC" del TIDE;
- gestite da un unico BRP.

Articolo 6

Programmazione delle UIS e delle UIV

6.1 Le UIS e le UIV non sono incluse in alcun portafoglio zonale di cui alla Sezione 4-10 "Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia" del TIDE. Esse, quindi, non partecipano al mercato elettrico a termine di cui alla Sezione 4-12 "Mercato Elettrico a Termine (MET)" del TIDE e al mercato elettrico a pronti di cui alla Sezione 4-13 "Mercato Elettrico a Pronti (MPE)" del TIDE e non sono tenute a presentare nomine sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 4-17 "Registrazione delle nomine" del TIDE.

La deliberazione ARG/elt 89/09 prevedeva per le unità connesse ai sistemi elettrici isolati la partecipazione al mercato come per tutte le altre UP e UC, con contrattazione a termine e registrazione dei relativi programmi CET, transazioni a pronti e definizione dei relativi programmi vincolanti di immissione e prelievo.

Il TIDSI, tenuto conto delle difficoltà di implementazione della sopracitata deliberazione, opta, in coerenza con quanto già prefigurato con il documento per la consultazione 322/2019/R/eel, per un approccio semplificato in cui sono valorizzate direttamente l'energia immessa e l'energia prelevata nei sistemi isolati, senza alcuna transizione attraverso i mercati elettrici all'ingrosso. Passare da tali mercati, infatti, non avrebbe alcuna logica, in quanto per i sistemi elettrici isolati l'energia elettrica deve essere prodotta necessariamente in loco non essendoci infrastrutture di collegamento con altri sistemi elettrici.

Non è quindi necessario procedere alla programmazione esplicita delle unità sulla piattaforma di nomina di GME, ma è sufficiente identificare degli aggregati corrispondenti ai BRP cui imputare l'energia immessa e l'energia prelevata e procedere, poi, alla relativa valorizzazione. Questi aggregati sono denominati Unità Isolate Virtuali (UIV) dove l'aggettivo virtuali, in coerenza con le UVN e le UVZ del TIDE, indica un aggregato.

Dato che la valorizzazione dell'energia immessa e prelevata si basa sui prezzi zonali dell'energia, è sufficiente distinguere gli aggregati in funzione della zona d'offerta adiacente. In altri termini confluiscono nella medesima UIV tutte le risorse connesse a sistemi elettrici isolati fra loro vicini, in quanto tutti adiacenti alla medesima zona d'offerta.

Dato lo specifico regime ad esse applicato (con esigenza di tenere contabilmente distinte le relative partite economiche), le UP inserite negli impianti essenziali non rientrano nelle UIV, ma sono gestite singolarmente ai fini del dispacciamento come Unità Isolate Singole (UIS).

Allegato A

Articolo 7

Partite economiche di competenza dei BRP

- 7.1 Per ciascuna UIS e UIV di cui è responsabile, ciascun BRP paga a Terna se negativi e riceve da Terna se positivi i corrispettivi di sbilanciamento di cui all'Articolo 8.
- 7.2 Per ciascuna UIS e UIV di prelievo di cui è responsabile, ciascun BRP paga a Terna i corrispettivi di cui ai numeri da 33 a 38 della Sezione 4-21.3.2 "Partite economiche di competenza del BRP" del TIDE.

Articolo 8

Corrispettivi di sbilanciamento

- 8.1 In ciascun ISP t , il corrispettivo di sbilanciamento C_u^{sb} per ciascuna UIS e UIV u è calcolato come:

$$C_u^{sb} = P_u^{sb} \times S_u$$

dove:

- S_u è lo sbilanciamento dell'UIS o UIV u di cui all'Articolo 9;
- P_u^{sb} è il prezzo di sbilanciamento applicabile all'UIS o UIV u di cui all'Articolo 10.

Articolo 9

Sbilanciamento delle UIS e delle UIV

- 9.1 In ciascun ISP t , Terna determina lo sbilanciamento S_u di ciascuna UIS o UIV u come:

$$S_u = E_u^I - E_u^W$$

dove:

- E_u^I e E_u^W sono rispettivamente l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata per l'UIS o UIV u come calcolate ai sensi del TIS.

Articolo 10

Prezzo di sbilanciamento per le UIS e le UIV

- 10.1 In ciascun ISP t e in ciascun sistema elettrico isolato il prezzo di sbilanciamento P_u^{sb} applicabile all'energia elettrica immessa è pari a:

$$P_u^{sb} = P_z + Tsb^{imm}$$

con:

$$Tsb^{imm} = \frac{Tsb_{12}^{res}}{E_{12}^I}$$

dove:

- P_z è il prezzo zonale sul mercato del giorno prima occorso nella zona d'offerta z adiacente al sistema elettrico isolato relativo alla MTU che contiene l'ISP t ;
- Tsb^{imm} è il corrispettivo di sbilanciamento convenzionale unitario per le unità di produzione;
- Tsb_{12}^{res} è la somma algebrica delle quote residue dei corrispettivi di sbilanciamento relativi alle UVZ di cui è responsabile il GSE relative a tutti gli ISP inclusi negli ultimi 12 mesi per cui sono disponibili i dati; in ciascun ISP t e per ciascuna UVZ u la quota residua è pari alla differenza fra il prezzo di sbilanciamento applicato alla UVZ u nell'ISP t e il prezzo zonale

Allegato A

formatosi sul mercato del giorno prima nella MTU che include l'ISP t per la zona d'offerta z in cui è localizzata l'UVZ u ;

- E_{12}^I è l'energia complessivamente immessa da tutte le unità di produzione di cui è responsabile il GSE in tutti gli ISP inclusi negli ultimi 12 mesi per cui sono disponibili i dati.

Il valore del corrispettivo di sbilanciamento convenzionale unitario ha validità trimestrale e viene pubblicato da Terna sul proprio sito internet entro il giorno 20 dell'ultimo mese di ciascun trimestre a valere per il trimestre successivo. Il valore così determinato non è oggetto di successivi aggiornamenti derivanti da rettifiche di settlement o tardive non disponibili al momento del calcolo.

- 10.2 In ciascun ISP t e in ciascun sistema elettrico isolato il prezzo di sbilanciamento P_u^{sb} applicabile all'energia elettrica prelevata è pari a:

$$P_u^{sb} = PUN^{Index} + C_{SE}$$

dove:

- PUN^{Index} è il PUN Index GME relativo alla MTU che contiene l'ISP t ;
- C_{SE} fino al 31 marzo 2027, è il corrispettivo di cui al comma 48.6, lettera c), del TIV, a copertura degli oneri di sbilanciamento per gli esercenti il servizio di tutele gradualali per i clienti domestici non vulnerabili; dall'1 aprile 2027 è il corrispettivo di cui al comma 34.5, lettera c), del TIV new, a copertura degli oneri di sbilanciamento per gli esercenti il servizio di tutele gradualali.

Per semplicità amministrativa, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa e prelevata nei sistemi elettrici isolati è effettuata da Terna nell'ambito della regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento, senza creare un processo ad hoc.

Non essendoci un programma base per le UIS e le UIV, lo sbilanciamento risulta pari all'intera quantità di energia elettrica immessa o prelevata, assumendo segno positivo in caso di immissioni nette e segno negativo in caso di prelievi netti.

Per quanto attiene al prezzo di sbilanciamento, l'obiettivo della regolazione è assicurare parità di trattamento fra tutti i BRP che hanno nel proprio portafoglio risorse connesse ai sistemi isolati, evitando una barriera all'ingresso per un BRP che volesse operare all'interno di tali sistemi. Il prezzo di sbilanciamento per i sistemi isolati deve, pertanto, riflettere il valore medio dell'energia elettrica immessa e prelevata inclusivo dell'onere medio di sbilanciamento, al fine di non essere discriminatorio rispetto ad altre unità di produzione e di consumo presenti sul territorio nazionale.

Per tali motivi il TIDSI, con un approccio analogo a quello adottato dalla deliberazione 78/2019/R/eel per la regolazione delle partite economiche relative a reti di distribuzione interconnesse solo con reti estere, prevede di utilizzare:

- per le immissioni, il prezzo zonale della zona d'offerta adiacente (ad esempio per le isole Eolie si fa riferimento al prezzo zonale della zona Sicilia), corretto per tenere conto dell'onere medio di sbilanciamento sostenuto dalle unità di produzione; a tal proposito si utilizza come riferimento l'onere medio sostenuto da GSE per le unità di produzione di cui è BRP; è, di fatto, lo stesso prezzo applicato dalla deliberazione 78/2019/R/eel, anche se il calcolo puntuale viene ora demandato a Terna e limitato alle sole UVZ;
- per i prelievi, il PUN Index GME che a partire dall'1 gennaio 2025 ha sostituito il Prezzo Unico Nazionale in coerenza con il decreto MASE 18 aprile 2024, incrementato del corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento relativo agli esercenti il servizio di tutele gradualali (fino al 31 marzo 2027 si utilizza il corrispettivo specifico per i clienti domestici non vulnerabili); rispetto alla deliberazione 78/2019/R/eel che fa riferimento al corrispettivo a copertura degli oneri di sbilanciamento che concorre alla determinazione

Allegato A

dell'elemento PD del corrispettivo PED relativo al servizio di maggior tutela, si è preferito fare esplicito riferimento al medesimo onere relativo al servizio di tutele gradualì in quanto pubblicato in modo esplicito dall'Autorità nel TIV. I due valori sono comunque fra loro confrontabili.

Per quanto attiene al corrispettivo di dispacciamento, le UC connesse ai sistemi elettrici isolati non beneficiano dei servizi ancillari nazionali globali, bensì dei servizi ancillari isolani. Per evitare differenziazioni di costi fra UC connesse ai sistemi elettrici isolati e le altre UC presenti sul sistema elettrico nazionale, i costi di tutti i servizi ancillari, globali, locali o isolani, sono socializzati in specifici corrispettivi. Di conseguenza anche le unità delle isole devono sostenere l'onere legato al corrispettivo di dispacciamento, così come, ad esempio, tutte le unità di consumo sul territorio nazionale sostengono l'onere relativo all'elemento A_{uc4RIM} della componente A_{RIM} a copertura delle integrazioni di natura tariffaria per le imprese elettriche minori.

Considerazioni analoghe valgono anche per i corrispettivi relativi alle risorse approvvigionate nell'ambito del *capacity market* e del MACSE e per i corrispettivi relativi ai punti di dispacciamento in bassa tensione e a reintegrazione degli oneri per il servizio di salvaguardia e il servizio di tutele gradualì.

S3 Si condividono le modalità di gestione e valorizzazione dell'energia immessa e prelevata previste per i sistemi elettrici isolati? Motivare la risposta

S4 Vi sono aspetti che potrebbero costituire delle barriere all'ingresso per produttori e fornitori di energia elettrica non appartenenti al medesimo gruppo societario dell'impresa distributrice che esercisce il sistema elettrico isolato? Motivare la risposta

PARTE III

ESERCIZIO IN SICUREZZA DEI SISTEMI ELETTRICI ISOLATI

Articolo 11

Responsabile dell'esercizio in sicurezza

- 11.1 Il DSO competente per ciascun sistema elettrico isolato è responsabile dell'esercizio in sicurezza del sistema elettrico isolato stesso. A tal proposito il suddetto DSO si approvvigiona dei servizi ancillari isolati di cui all'Articolo 12 secondo le disposizioni di cui alla presente Parte.

Articolo 12

Tipologia dei servizi ancillari isolati

- 12.1 Nei sistemi elettrici isolati, i servizi ancillari isolati si dividono in:
- a) servizi ancillari isolati di base;
 - b) servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere;
 - c) servizi ancillari isolati ulteriori.

Articolo 13

Servizi ancillari isolati di base

- 13.1 I servizi ancillari isolati di base sono i servizi ancillari finalizzati a garantire il mantenimento della frequenza nell'intorno del proprio valore nominale e il mantenimento di adeguati profili di tensione.
- 13.2 I servizi ancillari isolati di base sono erogati dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema identificati ai sensi dell'Articolo 4.
- 13.3 I servizi ancillari isolati di base non sono esplicitamente remunerati. I costi sostenuti dagli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per la loro erogazione trovano copertura nell'ambito dei regimi di remunerazione previsti per tali impianti.

Nei sistemi elettrici isolati il mantenimento della frequenza con l'equilibrio fra immissioni e prelievi e il mantenimento dei profili di tensione è storicamente demandato a specifici impianti che la regolazione ha poi classificato come essenziali per la sicurezza del sistema. Il TIDSI classifica questi servizi come servizi ancillari isolati di base, dove l'accezione di base va intesa come fondamentali (ossia imprescindibili) per l'esercizio in sicurezza del sistema.

Articolo 14

Servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere

- 14.1 Il servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere consiste nella facoltà per il DSO competente di disporre la riduzione o l'azzeramento delle immissioni di energia elettrica da parte delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili connesse al sistema elettrico isolato.
- 14.2 Il servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere è erogato obbligatoriamente da tutte le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili connesse a un sistema elettrico isolato nel rispetto delle previsioni del regolamento di cui al comma 14.4.

Allegato A

- 14.3 In ciascun ISP t la mancata produzione E_{up}^{mp} relativa a ciascuna unità di produzione alimentata da fonti rinnovabili non programmabili è determinata e remunerata dal DSO secondo le previsioni di cui alle Sezioni 4-19.4 “Modulazione ai fini del settlement” e 4-23.5 “Corrispettivo per la remunerazione della mancata produzione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili” del TIDE, per quanto applicabili. Non sono applicati i corrispettivi di cui alla Sezione 4-23.3 “Corrispettivi aggiuntivi di mancato rispetto degli ordini di modulazione” del TIDE.
- 14.4 Ciascun DSO che opera in un sistema elettrico isolato è tenuto a redigere un regolamento che disciplina modalità e criteri per l’attivazione del servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere, nonché i criteri per la relativa valorizzazione economica. Tale regolamento è inviato per approvazione all’Autorità che si esprime con le tempistiche di cui all’articolo 63 della deliberazione 250/04 come declinate nel Codice di Rete.
- 14.5 Nel redigere il regolamento di cui al comma 14.4, i DSO si ispirano, per quanto compatibili con l’operatività dei sistemi elettrici isolati, con le previsioni di cui all’Allegato A.72 al Codice di Rete e con le disposizioni di cui alla deliberazione 385/2025/R/eel valide per il servizio di modulazione straordinaria a scendere approvvigionato da Terna sul territorio nazionale.

Articolo 15

Servizi ancillari isolani ulteriori

- 15.1 I servizi ancillari isolani ulteriori includono tutti gli altri servizi ancillari che il responsabile dell’approvvigionamento di cui all’Articolo 11 ritiene opportuno approvvigionare per l’esercizio in sicurezza del sistema.
- 15.2 Nelle more della definizione del quadro regolatorio definitivo per l’approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali locali, i servizi ancillari isolani ulteriori sono approvvigionati secondo le stesse modalità sperimentali previste dalla deliberazione 352/2021/R/eel, ossia per il tramite di specifici progetti pilota proposti dai DSO.

La transizione energetica sta portando significativi cambiamenti nei sistemi elettrici isolati, in particolare in termini di sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili ed elettrificazione di alcuni servizi, quali desalinizzazione dell’acqua e trasporti locali. Ciò potrebbe portare a dover esercire la rete in modo flessibile, approvvigionando servizi ancillari ulteriori, quali il servizio di modulazione straordinaria a scendere per le UP alimentate a fonti rinnovabili non programmabili (fondamentale in caso di eccesso di produzione rinnovabile rispetto al carico locale) o altri servizi di flessibilità per il controllo dei flussi di potenza attiva o reattiva (cosiddetti servizi ancillari isolani ulteriori).

Per il servizio isolato di modulazione straordinaria a scendere, il TIDSI prevede la predisposizione da parte dei DSO di un apposito regolamento da sottoporre all’approvazione da parte dell’Autorità secondo le medesime procedure previste per l’approvazione delle modifiche al Codice di Rete di Terna. Tale regolamento deve ispirarsi, per quanto compatibili con l’operatività dei sistemi elettrici isolati, con le disposizioni in materia di modulazione straordinaria valide sul territorio nazionale.

Per la remunerazione della mancata produzione si applicano le previsioni previste dal TIDE a livello nazionale. Ciò significa che il DSO deve individuare una energia massima che ciascuna unità di produzione potrà immettere in rete in un dato ISP; tutta l’energia immessa (sia nei limiti dell’energia massima, sia in eccesso rispetto a tale energia massima) è remunerata al prezzo di sbilanciamento di cui all’Articolo 10 mentre la mancata produzione (ossia la differenza fra l’energia producibile come determinata dal GSE e l’energia effettivamente immessa) è remunerata al prezzo zonale. Dato che il prezzo di sbilanciamento risulta inferiore per costruzione rispetto al prezzo zonale, non è necessario prevedere specifici corrispettivi di

Allegato A

mancato rispetto degli ordini di modulazione, in quanto in caso di mancata modulazione, l'unità di produzione risulterebbe penalizzata perché riceverebbe una remunerazione per l'energia immessa in eccesso inferiore a quella che avrebbe potuto ottenere come mancata produzione. Per i servizi ancillari isolani ulteriori, il TIDSI fa riferimento ai progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel.

- S5 Si condividono le modalità di classificazione dei servizi ancillari isolani? Motivare la risposta*
- S6 Con quali tempistiche dovrebbe essere predisposto il regolamento per il servizio isolano di modulazione straordinaria a scendere? Motivare la risposta*
- S7 Si condivide l'applicazione della remunerazione della mancata produzione a cura del DSO con modalità analoghe, per quanto applicabili, a quelle previste dal TIDE? Motivare la risposta*
- S8 Si condivide l'utilizzo dei progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel per quanto riguarda i servizi ancillari isolani ulteriori? Motivare la risposta*

Articolo 16

Sistemi di accumulo

- 16.1 I DSO operanti nei sistemi elettrici isolati possono essere titolari di sistemi di accumulo purché tali sistemi si configurino come componenti di rete pienamente integrate. I DSO interessati a installare tali sistemi presentano apposita istanza all'Autorità corredata da una analisi costi e benefici estesa al periodo di vita utile del sistema di accumulo.
- 16.2 I sistemi di accumulo di cui al comma 1 rientrano nell'attività di distribuzione con remunerazione del capitale investito secondo i vigenti meccanismi tariffari e con contabilizzazione dell'energia immessa e prelevata come energia destinata ai servizi ausiliari della rete di distribuzione.

In coerenza con quanto previsto dalla Direttiva 2019/944, come recepita dal decreto legislativo 210/21, l'Autorità può autorizzare l'esercizio dei sistemi di accumulo da parte dei DSO presenti nei sistemi elettrici isolati solamente se trattasi di componenti pienamente integrate (ossia se non utilizzate ai fini del bilanciamento o della risoluzione delle congestioni). In tale ottica, tuttavia, al fine di favorire investimenti efficienti si ritiene opportuno prevedere una apposita approvazione da parte dell'Autorità, a seguito di istanza presentata dal DSO e corredata da una analisi costi e benefici. L'istanza non è necessaria per gli investimenti di terzi, in quanto trattasi di attività non regolate.

Tutti gli altri sistemi di accumulo, indipendentemente che siano fondamentali o meno per il bilanciamento del sistema, si configurano come unità di produzione con possibilità di aderire al regime della deliberazione 109/2021/R/eel come previsto per tutti gli altri dispositivi di accumulo a livello nazionale. Dato il ruolo rilevante che un sistema di accumulo potrebbe svolgere nei sistemi elettrici isolati (soprattutto ai fini del bilanciamento fra immissioni e prelievi), esso potrebbe essere classificato come impianto essenziale per la sicurezza del sistema.

PARTE IV

REGIME SPECIFICO PER LE IMPRESE ELETTRICHE MINORI

Articolo 17

Disposizioni specifiche in materia di valorizzazione dell'energia immessa e prelevata

- 17.1 Nei sistemi elettrici isolati nella responsabilità delle imprese elettriche minori:
- a) i titolari delle UC non sono tenuti alla stipula del contratto di dispacciamento di prelievo e del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione di energia elettrica; le unità di consumo non sono incluse in alcuna UIV di prelievo e per esse non è identificato alcun BRP, né sono applicate le partite economiche di cui all'Articolo 7;
 - b) le imprese elettriche minori per le unità di produzione nella loro titolarità non sono tenute alla stipula del contratto di dispacciamento di immissione; le unità di produzione nella titolarità delle imprese elettriche minori non sono incluse in alcuna UIV di immissione né costituiscono delle UIS, e per esse non è identificato alcun BRP, né sono applicate le partite economiche di cui all'Articolo 7;
 - c) i titolari delle unità di produzione diversi dalle imprese elettriche minori sono tenuti alla stipula del contratto di dispacciamento di immissione; le unità di produzione di competenza di tali soggetti sono incluse nelle UIV di immissione secondo le modalità di cui al comma 5.4 e per esse è identificato un BRP a cui sono applicate le partite economiche di cui all'Articolo 7.

S9 Si intravedono criticità nelle semplificazioni previste per i sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori? Motivare la risposta

Articolo 18

Condizioni economiche per i clienti finali

- 18.1 Tutti i clienti finali titolari di UC connesse ai sistemi elettrici isolati nella responsabilità di un'impresa elettrica minore sono riforniti direttamente dalla medesima impresa elettrica minore secondo:
- le condizioni economiche del servizio di maggior tutela per i clienti finali domestici ovvero del servizio di vulnerabilità quando sarà attivato;
 - le condizioni economiche del servizio a tutele graduali per i clienti finali non domestici; in particolare fino al 31 marzo 2027 si applicano le condizioni economiche del servizio a tutele graduali per le microimprese ai clienti finali non domestici aventi diritto a tale servizio ai sensi del TIV e le condizioni economiche del servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tutti gli altri clienti finali non domestici; dall'1 aprile 2027 si applicano a tutti i clienti finali non domestici le condizioni economiche del servizio a tutele graduali come disciplinato dal TIV new.

I ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica ai clienti finali sono considerati nell'ambito del calcolo dell'integrazione tariffaria secondo la normativa vigente, al netto del gettito relativo all'applicazione delle componenti A e UC che è trasferito alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali ai sensi del TIPPI.

Allo stato attuale nei sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori tutti i clienti finali sono riforniti dall'impresa elettrica minore che trattiene i relativi ricavi ai fini del calcolo dell'integrazione tariffaria ai sensi della normativa vigente. I dati delle UC non sono presenti sul Sistema Informativo Integrato.

Nel caso dei sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori, lo specifico regime di deroga introdotto dall'articolo 1-duodecies del decreto legge 63/2026 introduce uno specifico

regime di deroga che esclude la libera scelta del fornitore di energia elettrica, vincolando tutti i clienti finali connessi a tali sistemi a essere riforniti dall'impresa elettrica minore stessa. La libera commercializzazione dell'energia è, quindi, limitata alla sola attività di produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica.

Nelle more delle decisioni della Commissione Europea su tale regime, l'Autorità ritiene che applicare interamente le disposizioni della PARTE II ai sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori costituisca un inutile aggravio amministrativo. L'impresa elettrica minore, infatti, dovrebbe stipulare il contratto di dispacciamento di immissione per le unità di produzione (a gasolio) di propria competenza e il contratto di dispacciamento di prelievo per le unità di consumo corrispondenti a tutti i clienti finali presenti in sito, con versamento delle relative garanzie. Ciò creerebbe delle transazioni di acquisto e vendita di energia a sbilanciamento non presenti ad oggi, con ulteriori registrazioni a bilancio da considerare ai fini delle remunerazioni secondo i regimi tariffari vigenti.

L'Autorità è, quindi, orientata a non applicare le disposizioni della PARTE II alle unità di produzione e alle unità di consumo gestite dalle imprese elettriche minori: per queste unità prosegue, quindi, il regime vigente con relativa integrazione tariffaria senza costituzione di UIS o UIV. In altri termini quanto ricavato dai clienti finali, al netto del gettito delle componenti A e UC da trasferire a CSEA ai sensi del TIPPI, è considerato ai fini della determinazione delle integrazioni tariffarie.

La PARTE II rimarrà, invece, attiva per tutte le unità di produzione gestite da soggetti terzi: né la normativa primaria nazionale né la normativa europea impongono, infatti, l'obbligo di consegna dell'energia all'impresa elettrica minore, di conseguenza il produttore terzo potrà scegliersi liberamente il proprio BRP che vedrà l'energia elettrica immessa valorizzata secondo i corrispettivi di sbilanciamento di cui all'Articolo 8. Ciò richiede, quindi, che i dati sull'energia immessa relativi a queste unità di produzione siano gestiti secondo le previsioni del TIME con trasmissione a Terna che li utilizza ai fini della determinazione dell'energia immessa delle UIV di cui dette unità fanno parte.

Occorre pertanto definire le condizioni economiche che le imprese elettriche minori devono applicare ai clienti finali: si ritiene di utilizzare per ciascun cliente finale le condizioni economiche previste per i servizi di ultima istanza a cui tale cliente avrebbe diritto sul territorio nazionale. Fanno eccezione i clienti finali aventi diritto al servizio di salvaguardia per i quali sono invece applicate le condizioni economiche previste per il servizio a tutele gradualali (fino al 31 marzo 2027 si fa riferimento allo specifico servizio a tutele gradualali per le piccole imprese; dall'1 aprile 2027 vale quello unico come disciplinato dal TIV new). Il servizio di salvaguardia, infatti, risulta il più oneroso in ragione del livello di rischio che connota il servizio. Applicare tali condizioni economiche ai clienti finali riforniti dalle imprese elettriche minori sarebbe penalizzante per questi ultimi, in quanto tali clienti rimarrebbero vincolati a queste condizioni economiche senza avere alcuna facoltà di trovarne di migliori sul mercato libero.

S10 Si condividono le condizioni economiche previste per i clienti finali connessi ai sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori?

Articolo 19

Sistemi di accumulo

- 19.1 Le imprese elettriche minori possono esercire sistemi di accumulo sia nell'ambito dell'attività di distribuzione (come componenti di rete pienamente integrate alle condizioni di cui all'Articolo 16) sia nell'ambito dell'attività di produzione. Le imprese elettriche minori interessate a installare tali sistemi presentano apposita istanza all'Autorità corredata da una analisi costi e benefici estesa al periodo di vita utile del sistema di accumulo.

Le imprese elettriche minori possono esercire sistemi di accumulo.

L'esercizio di tali sistemi deve comunque essere garantito in modo conforme a quanto previsto per gli altri sistemi elettrici isolati. Di conseguenza nell'ambito dell'attività di distribuzione gli unici sistemi di accumulo ammessi sono quelli configurabili come componenti di rete pienamente integrate. Tutti gli altri sistemi di accumulo rientrano, invece, nell'ambito dell'attività di produzione di energia elettrica. In entrambi i casi gli oneri ad essi relativi trovano copertura nei vigenti meccanismi di integrazione tariffaria. Inoltre, al fine di stimolare investimenti efficienti ed evitare che i costi relativi a dispositivi di accumulo non necessari siano sostenuti dalla collettività nell'ambito dei meccanismi di integrazione tariffaria vigenti, si ritiene opportuno che l'Autorità approvi esplicitamente tutti gli investimenti nei dispositivi di accumulo da parte delle imprese elettriche minori, indipendentemente che essi siano afferenti all'attività di distribuzione o all'attività di produzione.

Dato che l'attività di produzione anche nei sistemi elettrici isolati in cui operano le imprese elettriche minori è libera, sono possibili sistemi di accumulo eserciti da produttori terzi. In questo caso trovano applicazione le medesime disposizioni previste per gli altri sistemi elettrici isolati.

S11 Si condividono le disposizioni specifiche in materia di servizi ancillari isolati e esercizio dei sistemi di accumulo previsti per le imprese elettriche minori? Motivare la risposta.

Articolo 20

Clausola di stand still

- 20.1 Le disposizioni dell'Articolo 17 e dell'Articolo 18 attuano quanto previsto dal comma 2-quinquies dell'articolo 1-duodecies del decreto-legge 63/2026. Esse hanno validità transitoria nelle more della decisione della Commissione Europea sulla concessione delle relative deroghe.
- 20.2 Qualora le deroghe di cui al comma 1 siano concesse dalla Commissione Europea, le disposizioni di cui all'Articolo 17 e all'Articolo 18 rimarranno valide in via definitiva.
- 20.3 Qualora le deroghe di cui al comma 1 non siano concesse dalla Commissione Europea, le disposizioni di cui all'Articolo 17 e all'Articolo 18 rimarranno valide transitoriamente fino ad una data, identificata dall'Autorità con proprio provvedimento, dalla quale anche per le imprese elettriche minori troveranno applicazione per tutte le unità di produzione e di consumo le disposizioni di cui alla PARTE II del presente provvedimento.

Le disposizioni relative alla valorizzazione dell'energia immessa e prelevata e alle condizioni economiche per i clienti finali troveranno applicazione dalla data di decorrenza del TIDSI (1 gennaio 2027) e rimarranno attive nelle more della decisione della Commissione Europea in merito alle pertinenti deroghe rispetto agli articoli 4 e 5 della Direttiva 2019/944. In caso di concessione delle deroghe, le disposizioni troveranno applicazione definitiva, in caso contrario, invece, l'Autorità con successivo provvedimento disciplinerà le tempistiche con cui anche per i sistemi elettrici isolati eserciti dalle imprese elettriche minori troverà applicazione il modello di dispacciamento di cui alla PARTE II.

A tal proposito si inizia ad anticipare che, in caso di mancata concessione della deroga da parte della Commissione Europea, le imprese elettriche minori dovranno popolare il Registro Centrale Ufficiale del Sistema Informativo Integrato con i dati delle unità di consumo connesse alla propria rete. Terminata tale attività, sarà identificato un termine entro cui i clienti finali potranno scegliersi un fornitore sul mercato libero: chi non sceglierà un fornitore rimarrà provvisoriamente in carico all'impresa elettrica minore con applicazione delle condizioni economiche previste per lo specifico regime di ultima istanza (per clienti finali non domestici) o di maggior tutela (se cliente finale domestico e, pertanto, vulnerabile in base al quadro normativo vigente) cui il cliente avrebbe diritto (incluso a questo punto anche il regime di salvaguardia, essendoci la facoltà di libera scelta del fornitore). L'assegnazione del cliente

Allegato A

finale all'impresa elettrica minore permarrà fino al termine del periodo di assegnazione del servizio di ultima istanza in quel momento in corso (per i clienti finali non domestici) o fino al termine del servizio di maggior tutela (per i clienti finali domestici): dalle assegnazioni successive, invece, anche i clienti finali non domestici riforniti dalle imprese elettriche minori rientreranno nel perimetro di erogazione del servizio di ultima istanza, mentre per i clienti finali vulnerabili si rinvia alle disposizioni che saranno adottate con riferimento al servizio di vulnerabilità.

In assenza della deroga, l'impresa elettrica minore potrà comunque esercire il servizio di vendita nell'ambito del mercato libero (anche per clienti finali non connessi alla propria rete) nel rispetto delle regole vigenti per tale servizio e in regime di separazione contabile rispetto alle attività di produzione e distribuzione dell'energia elettrica. Per i clienti finali connessi alla propria rete riforniti sul mercato libero, l'impresa elettrica minore dovrà stipulare il contratto di dispacciamento di prelievo con Terna, mentre, per semplicità, non essendoci una separazione societaria, ma solamente contabile, si potrebbe evitare la stipula del contratto di trasmissione e distribuzione (sarebbe un contratto intra-company), prevedendo semplicemente che il gettito derivante dalle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura sia trasferito al comparto della distribuzione elettrica, mentre il gettito delle componenti A e UC sia versato direttamente a CSEA. Fatti, quindi, salvi i ricavi derivanti dalle tariffe di trasmissione, distribuzione e misura (che finiscono nel comparto della distribuzione), i ricavi per il servizio di vendita sul mercato libero e i costi sostenuti non saranno considerati ai fini delle integrazioni tariffarie.

Per i clienti riforniti nel servizio di maggior tutela, si potrebbe, invece, prevedere che non siano inseriti in una UIV di prelievo di titolarità di Acquirente Unico: in questo modo, in continuità con la prassi attuale, Acquirente Unico non dovrebbe sostenere alcun costo per tali clienti, l'impresa elettrica minore non dovrebbe stipulare il contratto di cessione sostenendone i relativi oneri e quanto ricavato dai clienti finali, al netto del solo gettito delle componenti A e UC da trasferire comunque a CSEA, potrebbe essere considerato direttamente, come oggi, ai fini delle integrazioni tariffarie. Per le modalità di passaggio al servizio di vulnerabilità si rinvia alle disposizioni che saranno adottate con riferimento a tale servizio.

Lato unità di produzione, l'impresa elettrica minore dovrà stipulare il contratto di dispacciamento di immissione con Terna, nell'ambito del quale riceverà su base mensile la valorizzazione dell'energia immessa in rete dagli impianti essenziali nella propria titolarità secondo le condizioni economiche di cui alla PARTE II. Tale passaggio è fondamentale in quanto consente all'impresa elettrica minore una remunerazione a titolo di acconto da considerare ai fini delle integrazioni tariffarie indipendente dall'effettivo numero di clienti da essa rifornita (numero che potrebbe essere molto contenuto per effetto della presenza di ulteriori fornitori nel sistema elettrico isolato).

S12 Si condividono le modalità con cui dovrebbe essere attuata la transizione verso le disposizioni generali di cui alla PARTE II in caso di mancata concessione della deroga da parte della Commissione Europea? Vi sono altri aspetti da tenere in considerazione? Motivare la risposta

S13 Può essere opportuno prevedere un censimento dei POD connessi alle reti di distribuzione esercite dalle imprese elettriche minori, con popolazione dei dati sui SII nelle more delle decisioni della Commissione Europea sul pertinente regime di deroga?

PARTE V

DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 21

Entrata in vigore

21.1 Il presente provvedimento produce effetti dall'1 gennaio 2027.

21.2 Laddove prevista:

- la stipula dei contratti di dispacciamento di immissione e di prelievo e del contratto per il servizio di trasmissione e distribuzione deve essere completata entro il 15 dicembre 2026;
- l'identificazione delle UIV e delle UIS è completata da Terna secondo le medesime tempistiche previste per l'aggiornamento della composizione delle unità ai sensi del Codice di Rete.

Articolo 22

Copertura dei costi sostenuti da Terna

22.1 Il saldo fra i proventi e gli oneri sostenuti da Terna relativamente all'applicazione delle partite economiche di cui all'Articolo 7, ad eccezione del gettito dei corrispettivi di cui ai numeri da 36 a 38 della Sezione 4-21.3.2 "Partite economiche di competenza del BRP" del TIDE, è posto in carico al corrispettivo unitario P_q^{oth} di cui alla Sezione 4-25.8 "Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento" del TIDE.

22.2 Gli oneri sostenuti da Terna per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema di cui all'Articolo 4 diversi da quelli nella titolarità delle imprese elettriche minori sono posti in carico al corrispettivo unitario P_q^{uess} di cui alla Sezione 4-25.4 "Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema" del TIDE.

Secondo la regolazione vigente, sono poste in carico al Conto per le integrazioni tariffarie e quindi all'elemento A_{uc4RIM} della componente A_{RIM} , le partite economiche relative alla integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, mentre le partite economiche per gli altri sistemi elettrici isolati (in particolare per la parte di reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema) rientrano nei corrispettivi unitari che compongono il corrispettivo di dispacciamento di cui alla Sezione 4-25 "Corrispettivo di dispacciamento" del TIDE.

È intenzione dell'Autorità mantenere in essere questa distinzione: le integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori (derivanti sia dalla attività di distribuzione sia dall'attività di produzione) continueranno a seguire i meccanismi vigenti (con liquidazione a cura di CSEA a valere sul Conto per le integrazioni tariffarie), mentre tutte le altre partite economiche (in prevalenza associate ai sistemi elettrici isolati non gestiti dalle imprese elettriche minori) continueranno a confluire nel corrispettivo di dispacciamento. Trattasi in sostanza del saldo dei proventi e degli oneri derivanti dalle partite economiche di cui all'Articolo 7 (anche relative alle UIV di immissione presenti nei sistemi elettrici isolati gestiti dalle imprese elettriche minori per la contabilizzazione della produzione di unità di produzione di produttori terzi) che confluiscono nel corrispettivo unitario *other*, dalle partite relative alla reintegrazione dei costi per gli impianti essenziali presenti nei sistemi elettrici isolati non gestiti dalle imprese elettriche minori, che rimangono contabilizzati come oggi nel corrispettivo unitario *uess*.

Sono inclusi anche i gettiti derivanti dall'applicazione alle UIV di prelievo del corrispettivo di dispacciamento (numero 33) e dei corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel

capacity market (numero 34) e nel MACSE (numero 35) (che rientrano nel corrispettivo unitario *other*), mentre sono escluse solamente le partite economiche legate all'applicazione dei corrispettivi di cui all'articolo 25, 25bis e 25 ter del TIS (numeri da 36 a 38 della Sezione 4-21.3.2 del TIDE). Dal punto di vista finanziario, infatti, il corrispettivo di dispacciamento e i corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel *capacity market* e nel MACSE sono determinati sulla base dell'energia prelevata al netto dell'energia associata alle UIS e alle UIV di prelievo localizzate sui sistemi elettrici isolati. In questo modo il gettito di tali corrispettivi applicati alle UIV di prelievo non rientra nella copertura degli oneri sostenuti da Terna per il servizio di dispacciamento, per il *capacity market* e per il MACSE: esso può, pertanto, essere utilizzato come parziale copertura dei costi sostenuti da Terna per i sistemi elettrici isolati.

Articolo 23

Copertura dei costi sostenuti dai DSO

- 23.1 I costi efficienti sostenuti dai DSO per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi finalizzati all'approvvigionamento dei servizi ancillari isolani trovano copertura tramite i vigenti strumenti tariffari.
- 23.2 Gli oneri per l'approvvigionamento dei servizi ancillari isolani ulteriori, limitatamente alla fase di sperimentazione tramite i progetti pilota, sono posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI.
- 23.3 Gli oneri sostenuti dai DSO per la remunerazione della mancata produzione nell'ambito del servizio isolano di modulazione straordinaria a scendere di cui all'Articolo 14:
- per le imprese elettriche minori sono contabilizzati nell'ambito dei vigenti meccanismi di integrazione tariffaria;
 - per i DSO diversi dalle imprese elettriche minori sono rimborsati da Terna che li pone in carico al corrispettivo unitario P_q^{mprod} di cui alla Sezione 4-25.7 "Copertura dei costi per la mancata produzione" del TIDE.

L'Autorità non intende prevedere una remunerazione specifica per l'attività di dispacciamento erogata dai DSO con approvvigionamento dei servizi ancillari isolani. Tale attività ai sensi della Direttiva 2019/944 rientra, infatti, fra le competenze dei distributori in qualità di responsabili della sicurezza dell'esercizio della propria rete. Appare quindi opportuno che i costi efficienti per l'adeguamento delle infrastrutture e dei canali comunicativi rilevanti per tale attività trovino copertura nell'ambito dei vigenti strumenti tariffari (incluse le modalità di integrazione tariffaria nel caso delle imprese elettriche minori).

Diversa è, invece, la copertura dei costi per l'approvvigionamento dei servizi ancillari isolani. Per i servizi ancillari isolani di base la copertura è garantita nell'ambito della remunerazione prevista per gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema che sono gli unici, nell'ambito dei sistemi elettrici isolati, a poter erogare detti servizi.

Per il servizio ancillare di modulazione straordinaria è applicata la sola remunerazione della mancata produzione (che rientra nelle integrazioni tariffarie per le imprese elettriche minori, mentre viene rimborsata da Terna al DSO per tutti gli altri sistemi elettrici isolati e posta in capo al corrispettivo unitario $mprod$ nell'ambito del corrispettivo di dispacciamento).

Per i servizi ancillari isolani ulteriori si utilizzano, invece, le stesse modalità previste attualmente per i progetti pilota di cui alla deliberazione 352/2021/R/eel con costi posti a carico del Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali di cui all'articolo 10, comma 10.1, lettera l), del TIPPI.

Allegato A

- | |
|---|
| <p><i>S14 Si condividono le modalità di copertura dei costi efficienti dei DSO senza applicazione di una remunerazione specifica per l'attività di dispacciamento? Motivare la risposta</i></p> <p><i>S15 Si condividono le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento dei servizi ancillari isolani e del servizio isolano di modulazione straordinaria? Motivare la risposta</i></p> |
|---|

Articolo 24

Ulteriori disposizioni per le imprese elettriche minori

- 24.1 Le condizioni economiche applicate ai clienti finali non domestici di cui all'Articolo 18 potranno essere riviste dall'Autorità sulla base degli esiti delle future procedure di selezione degli esercenti il servizio di tutele gradualali.

Le condizioni economiche del servizio di tutele gradualali sono oggi piuttosto favorevoli, tuttavia, tale servizio andrà sempre più a connotarsi come servizio di ultima istanza e, quindi, le condizioni economiche potrebbero a tendere risultare più onerose. Per tale motivo appare opportuno prevedere fin da subito la facoltà di rivedere le condizioni economiche applicate ai clienti finali non domestici riforniti dalle imprese elettriche minori in funzione dell'effettivo andamento del servizio di tutele gradualali.
--