

DELIBERAZIONE 26 NOVEMBRE 2024

499/2024/R/EEL

VERIFICA DI CONFORMITÀ DELLE PROPOSTE DI MODIFICA DEL CODICE DI TRASMISSIONE, DISPACCIAMENTO, SVILUPPO E SICUREZZA DELLA RETE FUNZIONALI ALL'IMPLEMENTAZIONE DEL TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE)

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

Nella 1318^a riunione del 26 novembre 2024

VISTI:

- la direttiva 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: direttiva 944/2019), come emendata dalla Direttiva 2024/1711/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: direttiva 1711/2024);
- il Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 2019/942), che istituisce un'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER), come emendato dal Regolamento 2024/1106 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 aprile 2024 e dal Regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024 (di seguito: Regolamento 2024/1747);
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 (di seguito: Regolamento 943/2019), come emendato dal Regolamento 2024/1747;
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2016/631 della Commissione Europea del 14 aprile 2016 (di seguito: Regolamento RfG);
- il Regolamento (UE) 2016/1719 della Commissione del 26 settembre 2016;
- il Regolamento (UE) 2017/1485 della Commissione del 2 agosto 2017 (di seguito: Regolamento SOGL);
- il Regolamento (UE) 2195/2017 della Commissione del 23 novembre 2017 (di seguito: Regolamento Balancing);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239/03, come modificato dalla legge di conversione 27 ottobre 2003, n. 290/03;

- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (di seguito: decreto legislativo 199/21);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e in particolare l’Allegato A (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell’Autorità 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10 (di seguito: deliberazione ARG/elt 5/10);
- la deliberazione dell’Autorità 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09 e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel e in particolare l’Allegato A;
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 393/2015/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 300/2017/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 12 luglio 2018, 383/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 383/2018/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2020, 200/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 200/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 3 giugno 2020, 202/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 202/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 17 novembre 2020, 474/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 474/2020/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 27 luglio 2021, 321/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 321/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 23 novembre 2021, 523/2021/R/eel (di seguito: deliberazione 523/2021/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 22 marzo 2022, 123/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 29 marzo 2022, 134/2022/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 21 marzo 2022, 115/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 115/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 345/2023/R/eel) e in particolare l’Allegato A (di seguito: Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – TIDE), nella versione approvata con la deliberazione 23 luglio 2024, 304/2024/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 3 agosto 2023, 366/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 366/2023/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 10 ottobre 2023, 462/2023/R/eel;
- la deliberazione dell’Autorità 24 ottobre 2023, 484/2023/R/eel (di seguito: deliberazione 484/2023/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 60/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 8 maggio 2024, 174/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 174/2024/R/eel);
- il parere dell’Autorità 4 giugno 2024, 220/2024/I/efr (di seguito: parere 220/2024/I/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 29 ottobre 2024, 449/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 449/2024/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 19 novembre 2024, 483/2024/R/eel (di seguito: deliberazione 483/2024/R/eel);
- la decisione ACER 30 gennaio 2020, 5-2020 (di seguito: decisione 5-2020);
- la decisione ACER 22 dicembre 2020, 37-2020 (di seguito: decisione 37-2020);
- la decisione ACER 25 settembre 2024, 13-2024 (di seguito: decisione 13-2024);
- il “Codice di Trasmissione, Dispacciamento, Sviluppo e Sicurezza della Rete” codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all’articolo 1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di Rete);
- la comunicazione della società Terna S.p.A. (di seguito anche: Terna) del 15 novembre 2024, protocollo Autorità 80661 del 18 novembre 2024 (di seguito: comunicazione del 15 novembre 2024).

CONSIDERATO CHE:

- con la deliberazione 111/06, l’Autorità ha disciplinato le condizioni per l’erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell’energia elettrica sul territorio nazionale e per l’approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 79/99;
- nel corso dell’ultimo decennio, anche per effetto degli obiettivi di decarbonizzazione introdotti dall’Unione Europea, il sistema elettrico è andato significativamente mutando, con una sempre maggiore presenza di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e di impianti di produzione distribuiti sul territorio, di piccole dimensioni e anch’essi per lo più alimentati da fonti aleatorie, in sostituzione degli impianti di grande taglia, alimentati da fonti tradizionali programmabili;
- in esito al terzo pacchetto energia, la Commissione Europea ha adottato una serie di regolamenti specifici relativi a regole armonizzate per la gestione del sistema elettrico e il funzionamento del mercato interno dell’energia; nel dettaglio, per quanto attiene al presente provvedimento:
 - il Regolamento CACM ha introdotto il *Single Day Ahead Coupling* (di seguito: SDAC) e il *Single Intraday Coupling* (di seguito: SIDC) ai quali l’Italia si è unita rispettivamente nel febbraio 2015 (fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2020) e nel settembre 2021 (sempre fatta eccezione per la frontiera con la Grecia che è stata integrata nel dicembre 2022);
 - il Regolamento SOGL ha ridefinito i servizi ancillari, con particolare attenzione ai servizi per il bilanciamento, armonizzando i criteri per la gestione del sistema nelle normali condizioni di esercizio;

- il Regolamento *Balancing* ha introdotto specifiche piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento secondo un modello TSO-TSO e ha definito criteri per la remunerazione delle risorse di bilanciamento e per la regolazione economica degli sbilanciamenti;
- i contenuti dei Regolamenti emanati dalla Commissione Europea sono stati confermati nell’ambito del *Clean Energy Package* (di cui fanno parte la Direttiva 944/2019 e il Regolamento 943/2019) che ha abrogato, sostituendolo, il terzo pacchetto energia;
- ulteriori modifiche ai Regolamenti 943/2019 e alla Direttiva 944/2019 sono state approvate dal Parlamento e dal Consiglio dell’Unione Europea a giugno 2024, rispettivamente con il Regolamento 1747/2024 e la Direttiva 1711/2024;
- il combinato disposto del Regolamento 943/2019 e del Regolamento *Balancing* definisce i ruoli del *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP) e del *Balancing Service Provider* (di seguito: BSP); segnatamente:
 - il BRP è il soggetto responsabile della programmazione e della regolazione degli sbilanciamenti del portafoglio di unità di produzione o di consumo di cui è responsabile;
 - il BSP è il soggetto che eroga i servizi ancillari per il bilanciamento del sistema;
- ai fini della regolazione degli sbilanciamenti, il regolamento *Balancing* prevede che:
 - all’articolo 53(1), entro tre anni dall’entrata in vigore (cioè entro il 18 dicembre 2020), tutti i TSO debbano applicare un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti (*Imbalance Settlement Period*, di seguito: ISP) di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, oltre ad assicurare che gli estremi temporali dei periodi rilevanti ai fini dei mercati dell’energia coincidano con gli estremi del periodo di *settlement* degli sbilanciamenti;
 - all’articolo 62(4), un TSO possa richiedere alla propria autorità di regolazione una deroga al termine per l’applicazione dell’ISP a 15 minuti, di cui all’articolo 53(1); tale deroga, ai sensi dell’articolo 62(9), può essere concessa fino all’1 gennaio 2025;
- tenuto conto delle previsioni sul passaggio all’ISP di cui al Regolamento *Balancing* e al Regolamento 2019/943 e del fatto che, in coerenza con tali previsioni, la *Market Time Unit* (di seguito: MTU) sarà pari a 15 minuti:
 - la decisione 37-2020 di ACER, come emendata dalla decisione 13-2024, prevede che lo SDAC supporti prodotti a 15 minuti (1 MTU), 30 minuti (2 MTU) e 60 minuti (4 MTU) con obbligo di rendere disponibili in ciascuna zona d’offerta prodotti di durata almeno pari all’ISP applicato in tale zona;
 - la decisione 5-2020 di ACER prevede che il SIDC supporti prodotti a 15, 30 e 60 minuti;
- sullo SDAC l’introduzione di prodotti a 15 minuti è al momento attesa per marzo 2025; fino al *go-live* di tali prodotti, continueranno a essere offerti solamente prodotti orari;
- sul SIDC, allo stato attuale, sulle *Intraday Auctions* è possibile adottare a livello di singola zona d’offerta solo una tipologia di prodotti (a 15, 30 o 60 minuti), mentre la possibilità di compresenza di più prodotti è in fase di sviluppo e sarà rilasciata

successivamente; sulla contrattazione continua sulla piattaforma XBID sono già, invece, disponibili tutte e tre le tipologie di prodotti a 15, 30 e 60 minuti.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALL'ADOZIONE DEL TIDE E ALLA SUA IMPLEMENTAZIONE:

- con la deliberazione 393/2015/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla riforma organica della regolazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e alla redazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE); il procedimento è finalizzato a raccordare in una disciplina organica la regolazione del dispacciamento, assicurando la compatibilità tra il disegno di riforma del dispacciamento elettrico nazionale e i regolamenti europei, promuovendo l'integrazione nel mercato delle risorse distribuite sia singolarmente sia aggregate e garantendo la stabilità nel tempo del nuovo quadro regolatorio;
- nell'ambito del procedimento di cui al punto precedente, con la deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha previsto una prima apertura del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) alle unità precedentemente non ammesse; ciò è avvenuto tramite progetti pilota, al fine da un lato di rendere disponibili nuove risorse di dispacciamento e dall'altro di acquisire elementi utili per la definizione delle regole di regime da inserire nel TIDE;
- nell'ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, l'Autorità:
 - con la deliberazione 383/2018/R/eel, ha approvato il progetto pilota per la partecipazione al MSD delle Unità di Produzione Rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria (di seguito: UPR);
 - con la deliberazione 200/2020/R/eel, ha approvato il progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza;
 - con la deliberazione 321/2021/R/eel, ha approvato il progetto pilota per l'adeguamento di impianti esistenti ai sensi del Regolamento RfG connessi alla rete di trasmissione nazionale affinché possano erogare il servizio di regolazione di tensione;
 - con la deliberazione 366/2023/R/eel, ha approvato l'aggiornamento del regolamento del progetto pilota per le Unità Virtuali Abilitate Miste (di seguito: UVAM);
 - con la deliberazione 484/2023/R/eel, ha approvato le modalità di coordinamento dinamico tra TSO e DSO per la gestione delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione;
- con la deliberazione 474/2020/R/eel, l'Autorità ha approvato la richiesta di deroga dall'applicazione dell'ISP a 15 minuti presentata da Terna ai sensi dell'articolo 62(4) del Regolamento *Balancing*, fissando la decorrenza di tale ISP dall'ultima data utile prevista dal Regolamento *Balancing*, ossia dall'1 gennaio 2025;
- con la deliberazione 523/2021/R/eel, l'Autorità ha riformato la disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo di cui al Regolamento

Balancing; tra le principali innovazioni vi sono l'estensione, a partire dal 1 aprile 2022, del meccanismo *single pricing* per la valorizzazione degli sbilanciamenti per tutte le unità, senza distinzioni in base alle loro caratteristiche, l'introduzione di ulteriori corrispettivi per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per le unità abilitate e, previa apposite valutazioni di Terna e la redazione di una metodologia *ad hoc*, l'identificazione dinamica delle macrozone di sbilanciamento come aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento libere da congestioni di rete;

- con la deliberazione 345/2023/R/eel, tenuto conto delle disposizioni di cui alla deliberazione 474/2020/R/eel in materia di ISP a 15 minuti e di cui alla deliberazione 523/2021/R/eel in materia di regolazione economica degli sbilanciamenti, nonché dell'esperienza maturata con i progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, l'Autorità ha approvato il TIDE recante il nuovo quadro regolatorio delle disposizioni in materia di articolazione dei mercati, classificazione e approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali, partecipazione delle risorse al servizio di dispacciamento singolarmente e tramite aggregato, separazione dei ruoli fra BSP e BRP e *settlement* del servizio di dispacciamento in sostituzione del quadro regolatorio di cui alla deliberazione 111/06;
- più nel dettaglio, in particolare e per quanto rileva ai fini del presente provvedimento, il TIDE:
 - rivede la classificazione delle unità, superando la soglia di rilevanza per la fornitura dei servizi ancillari nazionali globali (fissata a 10 MVA), con mandato a Terna sia di definire nuovi criteri per l'abilitazione obbligatoria, sia di identificare le unità non abilitate per le quali è necessaria la definizione di un programma a cura del BRP;
 - in coerenza con il quadro regolatorio europeo, definisce il ruolo del BRP, soggetto che gestisce le unità, anche aggregate, per acquistare e vendere l'energia sui mercati dell'energia, e del BSP, soggetto che raccoglie le risorse, anche aggregate, da offrire sul Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR);
 - ipotizza il passaggio sui mercati a pronti da offerte di tipo *unit bidding* ad offerte di tipo *portfolio bidding* aggregate per tecnologia, mantenendo comunque la possibilità, per il GME, di costituire un portafoglio zonale fisico per ciascuna unità di competenza del BRP in assenza di comunicazione da parte del BRP responsabile;
 - prevede che la Piattaforma di Nomina, sviluppata dal GME per l'avvio della partecipazione dell'Italia alla contrattazione continua su XBID, diventi il luogo per la programmazione complessiva delle immissioni e dei prelievi, attuata in modo indipendente dagli esiti dei mercati dell'energia con il solo vincolo del rispetto della "posizione commerciale netta in immissione" e della "posizione commerciale netta in prelievo" di ciascun BRP in ciascuna zona d'offerta;
 - rivede la classificazione dei servizi ancillari nazionali globali in coerenza con la nomenclatura adottata dal Regolamento SOGL e dal Regolamento 943/2019, ridefinendone i perimetri di erogazione (su base nodale, zonale o multizonale);

- ridefinisce lo scopo del MSD come MBR in coerenza con quanto riportato nel Regolamento 2019/943; tale mercato racchiude l'*Integrated Scheduling Process*, in cui Terna, in coerenza con il modello *Central Dispatch*, provvede all'attivazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari e per il ridispacciamento in modo co-ottimizzato, e le piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento, che Terna è tenuta ad utilizzare in via prioritaria per garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema;
- il TIDE produce effetti dall'1 gennaio 2025;
- con la deliberazione 304/2024/R/eel, l'Autorità, tenendo conto delle esigenze manifestate da Terna e da alcuni operatori, ha definito un percorso graduale ai fini dell'applicazione completa del TIDE, ferma restando la data dell'1 gennaio 2025 da cui il TIDE inizia a produrre effetti;
- più nel dettaglio, la Sezione 2-28.1 "Entrata in vigore del TIDE" del TIDE prevede che l'implementazione avvenga secondo le seguenti fasi:
 - fase transitoria (di cui alla Sezione 2-28.3 "Fase transitoria di implementazione del TIDE") dall'1 gennaio 2025 fino al 31 gennaio 2026: implementazione del TIDE in modo semplificato al fine di assicurare una transizione graduale rispetto a quanto previsto fino al 31 dicembre 2024 dalla deliberazione 111/06, garantendo comunque l'entrata in vigore delle disposizioni finalizzate all'introduzione dell'ISP di 15 minuti e dei prodotti quartorari sui mercati dell'energia a livello europeo, nonché della piattaforma di nomina con separazione fra programmi e posizione commerciale delle singole unità;
 - fase di consolidamento (di cui alla Sezione 2-28.4 "Fase di implementazione del TIDE di consolidamento") dall'1 febbraio 2026: implementazione quasi completa del TIDE ad eccezione dell'approvvigionamento a mercato della *Frequency Containment Reserve* (il quale è avviato a titolo sperimentale contestualmente all'avvio della fase di consolidamento con un transitorio fino ad agosto 2028) e della separazione fra BSP e BRP per gli impianti essenziali per i quali il BRP assume la qualifica di BSP fino a fine 2026;
 - fase di regime (di cui alla Sezione "2-28.5 "Fase di implementazione del TIDE di regime") da una data che verrà individuata da Terna in un successivo momento: completa implementazione del TIDE.
- più nel dettaglio, la fase transitoria di cui al precedente punto, prevede che:
 - i contratti per il servizio di dispacciamento stipulati ai sensi della deliberazione 111/06 rimangano validi fino al termine della fase transitoria stessa;
 - Terna gestisca il MBR secondo le stesse regole e modalità in essere fino al 31 dicembre 2024 per il MSD;
 - i servizi ancillari nazionali globali possano essere erogati solamente da Unità Abilitate Singolarmente (di seguito: UAS) e Unità Virtuali Abilitate Zonali (di seguito: UVAZ); a tal fine, Terna abilita automaticamente come UAS tutte le Unità di Produzione (di seguito: UP) abilitate ai sensi della deliberazione 111/06 e nell'ambito del progetto pilota UPR, e come UVAZ, con perimetro di aggregazione zonale, tutte le UVAM; è facoltà del BSP richiedere il mantenimento del perimetro di aggregazione originario dell'UVAM: in tal caso,

- l'unità rientra nelle Unità Virtuali Abilitate Transitorie (di seguito: UVAT); possono comunque essere abilitate ulteriori UP come UAS e ulteriori UVAZ e UVAT, nonché può essere aggiornato l'elenco delle UP e delle Unità di Consumo (di seguito: UC) incluse nelle UVAZ e nelle UVAT; non sono, invece, previste le Unità Virtuali Abilitate Nodali (di seguito: UVAN);
- per le UAS il BRP svolga anche il ruolo di BSP, senza applicazione dei corrispettivi per le movimentazioni di cui alla Sezione 2-22 “Corrispettivi per le movimentazioni” del TIDE;
 - le UVAZ partecipino solamente al bilanciamento (non sono, pertanto, tenute a presentare offerte sull'*Integrated Scheduling Process*), mentre le UVAT erogano tutti i servizi ancillari nazionali globali per cui erano abilitate nell'ambito del progetto pilota UVAM (essenzialmente il bilanciamento); la regolazione economica per le UVAZ e le UVAT avviene secondo quanto previsto nel progetto pilota UVAM, ad eccezione delle procedure di approvvigionamento a termine che non trovano più applicazione dal 2025;
 - tutte le UP rilevanti non abilitate, come identificate ai sensi della deliberazione 111/06 e della versione del Codice di Rete in essere al 31 dicembre 2024, siano automaticamente identificate come Unità non Abilitate da Programmare (di seguito: UnAP) di immissione; non siano previste UnAP di prelievo;
 - le UC siano caratterizzate da una capacità infinita di prelievo (e non limitata sulla base della potenza caricata sul Sistema Informativo Integrato come previsto dal TIDE) e, pertanto, non siano previste le Unità Commerciali di Prelievo (di seguito: UCP), introdotte dal TIDE per consentire arbitraggi senza limiti di potenza fra i prezzi dei mercati dell'energia e i prezzi di sbilanciamento;
 - non si applichi la curva di modulazione per la determinazione della capacità di immissione per le UP alimentate a fonte solare;
 - al fine di minimizzare l'impatto sugli operatori legato alle nuove classificazioni delle unità introdotta dal TIDE, rimanga inalterata la codifica relativa alle unità di produzione utilizzata per le offerte sui mercati dell'energia e sul MBR;
 - il servizio di modulazione straordinaria, nel quale confluiscono, tra l'altro, il servizio di interrompibilità (ora modulazione straordinaria istantanea a salire), il distacco degli impianti di produzione (ora modulazione straordinaria istantanea o lenta a scendere), sia approvvigionato in continuità con le prassi in essere al 31 dicembre 2024;
- al fine di implementare le disposizioni del TIDE, secondo il percorso graduale precedentemente descritto, la Sezione 2-28.2 “Aggiornamenti a cura di Terna e GME” del TIDE prevede, tra l'altro e per quanto qui rileva, che entro il 15 novembre 2024, Terna trasmetta:
 - all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica un documento di raccordo fra la versione del Codice di rete attualmente in vigore e le disposizioni relative alla sopra descritta fase transitoria;
 - all'Autorità e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica una proposta di modifica del Codice di rete finalizzata all'implementazione della fase di consolidamento; Terna può comunque rinviare alcuni aspetti e proposte purché

essi siano trasmessi ai medesimi soggetti almeno 8 mesi prima dell'avvio della fase di consolidamento;

- all'Autorità la proposta di modifica del Regolamento del progetto pilota UVAM da utilizzarsi nella fase transitoria.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE, CON RIFERIMENTO ALL'AGGIORNAMENTO DEL CODICE DI RETE FUNZIONALE ALL'IMPLEMENTAZIONE DEL TIDE:

- Terna, in data 20 maggio 2024, ha posto in consultazione degli operatori interessati una proposta di aggiornamento dei seguenti documenti:
 - Capitolo 4 “Regole per il dispacciamento”;
 - Capitolo 7 “Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione”;
 - Allegato A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”;
 - Allegato A.22 “Procedura per la selezione delle risorse su MSD”;
 - Allegato A.23 “Procedura per la selezione delle risorse per MB”;
 - Glossario dei termini;
- Terna, in data 16 luglio 2024, ha posto in consultazione degli operatori interessati una proposta di aggiornamento dei seguenti documenti:
 - Capitolo 3 “Gestione, esercizio e manutenzione della rete”;
 - Capitolo 4, in versione *mark up* rispetto alla versione pubblicata nell'ambito della consultazione avviata il 20 maggio 2024, al fine di includere le previsioni in materia dei servizi di modulazione straordinaria,
 - Capitolo 7, in versione *mark up* rispetto alla versione pubblicata nell'ambito della consultazione avviata il 20 maggio 2024, al fine di includere le previsioni in materia dei servizi di modulazione straordinaria;
 - Capitolo 10 “Salvaguardia della sicurezza”;
 - Allegato A.24 “Individuazione zone di offerta della rete rilevante”;
 - Allegato A.60 “Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del Mercato elettrico”;
 - Allegato A.77 “Procedura per la selezione delle Risorse per la fase preliminare al mercato del giorno prima”;
 - Glossario dei termini, in versione *mark up* rispetto alla versione pubblicata nell'ambito della consultazione avviata il 20 maggio 2024 per tenere conto delle nuove previsioni poste in consultazione;
- Terna, in data 6 agosto 2024, ha posto in consultazione degli operatori interessati una proposta di aggiornamento dell'Allegato A.25 “Condizioni e modalità di raccordo dei Programmi RR delle UAS e UVAN tra ISP contigui”, nonché ha proposto di abrogare:
 - dall'1 gennaio 2025, l'Allegato A.32 “Gestione del Registro Unità di Produzione” e l'Allegato A.35 “Gestione del Registro delle Unità di Consumo”, in quanto relativi a sistemi informatici superati dall'evoluzione del quadro regolatorio;

- dall’1 febbraio 2026 (cioè dall’inizio della fase di consolidamento del TIDE) l’Allegato A.33 “Sistema Comandi Web: Variazioni Dati Tecnici GAUDI” in quanto si tratta di un manuale operativo del sistema SCWEB che verrà aggiornato per tener conto delle novità introdotte nel Codice di rete e che sarà reso disponibile sul sito internet di Terna;
- Terna, in data 27 settembre 2024, dando seguito a quanto disposto dall’Autorità per l’entrata in vigore della fase transitoria del TIDE con la deliberazione 304/2024/R/eel, ha posto in consultazione degli operatori interessati:
 - una proposta di aggiornamento dell’Allegato A.26 “Schema di contratto di dispacciamento ai sensi del TIDE” (in immissione e in prelievo);
 - una proposta di aggiornamento del Capitolo 7 per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE;
 - un documento di raccordo che riporta, per ciascun Capitolo e Allegato al Codice di rete impattato dall’implementazione del TIDE (ad eccezione del Capitolo 7 e dell’Allegato A.26, per i quali si applicherebbero le versioni appositamente consultate e di cui ai precedenti alinea), le eccezioni cui fare riferimento nella fase transitoria, con le opportune precisazioni;
- con la comunicazione 15 novembre 2024, Terna, tenendo conto delle osservazioni degli operatori pervenute nelle varie consultazioni sopra riportate, ha trasmesso all’Autorità:
 - una proposta di aggiornamento dei seguenti documenti, già redatti in funzione della fase di consolidamento del TIDE:
 - Capitolo 3 “Gestione, esercizio e manutenzione della rete”;
 - Capitolo 4 “Regole per il dispacciamento”;
 - Capitolo 10 “Salvaguardia della sicurezza”;
 - Allegato A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”;
 - Allegato A.22 “Procedura per la selezione delle risorse su MSD”;
 - Allegato A.23 “Procedura per la selezione delle risorse per MB”;
 - Allegato A.24 “Individuazione zone di offerta della rete rilevante”;
 - Allegato A.25 “Condizioni e modalità di raccordo dei Programmi RR delle UAS e UVAN tra ISP contigui”;
 - Allegato A.60 “Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del Mercato elettrico”;
 - Allegato A.77 “Procedura per la selezione delle Risorse per la fase preliminare al mercato del giorno prima”;
 - Glossario dei termini;
 - una proposta di aggiornamento dei seguenti documenti specifica per la fase transitoria del TIDE:
 - Capitolo 7 “Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione”;
 - Allegato A.26 “Schema di contratto di dispacciamento ai sensi del TIDE” (in immissione e in prelievo);
 - Allegato A.61 “Regolamento del sistema di garanzie”;

- Regolamento del progetto pilota UVAM (rinominato “Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione di Unità Virtuali Abilitate (UVA) al Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento”, di seguito: Regolamento UVA);
- una presentazione di sintesi delle principali osservazioni pervenute nel corso della consultazione e delle relative proposte di Terna;
- le osservazioni presentate dagli operatori interessati nell’ambito della consultazione;
- in estrema sintesi, Terna ha proposto di:
 - specificare, per ciascun Capitolo e Allegato redatto in funzione della fase di consolidamento del TIDE, le eccezioni relative alla fase transitoria; più nel dettaglio, in tutti i documenti:
 - le disposizioni relative alle UVAN, UVAZ, UVN di immissione e prelievo, UAS di prelievo e UnAP di prelievo, alle UCS e alle UCP non trovano applicazione;
 - per le UVAZ, trovano applicazione le disposizioni contenute nel Regolamento UVA;
 - i riferimenti al BRP e al BSP sono da intendersi come riferimenti all’utente del dispacciamento, cioè il soggetto che ha stipulato con Terna il contratto per il servizio di dispacciamento di cui all’Allegato A.26 del Codice di Rete (nella versione vigente o nella versione specificatamente redatta per la fase transitoria del TIDE); per le UAS, il ruolo del BSP è svolto dall’utente del dispacciamento;
 - con riferimento al Capitolo 3 “Gestione, esercizio e manutenzione della rete”:
 - aggiornare la programmazione delle indisponibilità sulla base dei nuovi aggregati anagrafici e della ripartizione di responsabilità tra BRP e BSP, precisando che, ai fini della comunicazione delle indisponibilità, con il termine “modulazione straordinaria” si fa riferimento esclusivamente al servizio di modulazione fornito tramite asservimento obbligatorio che non prevede il coinvolgimento di un BSP; pertanto, gli obblighi di comunicazione delle indisponibilità di tale servizio sono posti in capo al BRP; gli obblighi informativi validi per il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire, l’unico approvvigionato tramite meccanismi a termine, sono invece disciplinati nel relativo contratto stipulato con il soggetto assegnatario secondo il modello contrattuale di cui all’Allegato A.62 del Codice di rete, come già approvato dall’Autorità con la deliberazione 483/2024/R/eel;
 - specificare che, per la fase transitoria del TIDE:
 - le UC significative ai fini della programmazione sono le UC con potenza non inferiore a 100 MW;
 - il BRP non è tenuto ad adempiere agli obblighi previsti per le indisponibilità dell’apparato UPDM previsto per l’erogazione del servizio di modulazione straordinaria ai fini delle verifiche previsionali di funzionamento del sistema elettrico nazionale, in quanto le modalità di

- comunicazione di tale indisponibilità dell'apparato UPDM verranno rese disponibili dall'inizio della fase consolidamento del TIDE;
- con riferimento al Capitolo 4 “Regole per il dispacciamento”:
 - definire i requisiti di solvibilità per la stipula del contratto di dispacciamento;
 - aggiornare l’anagrafica delle UP e delle UC e i relativi aggregati rilevanti ai fini del diritto di immettere e prelevare e ai fini della fornitura dei servizi ancillari nazionali globali, proponendo che:
 - siano considerate significative per la programmazione le UP con potenza efficiente netta non inferiore a 10 MW e le UC con potenza disponibile in prelievo non inferiore a 100 MW;
 - in relazione ai requisiti per l’abilitazione, siano obbligatoriamente abilitate le UP significative ai fini della programmazione, classificate in una delle tipologie di cui alle lettere b), c), d), e) o g) della Sezione 2-2.4.3 “Tipologie delle UP” del TIDE (cioè le tipologie programmabili) e che rispettano i requisiti tecnici definiti da Terna; in alternativa alla creazione di una UAS obbligatoriamente abilitata, il BSP abbia la facoltà di chiedere l’abilitazione dell’UP all’interno di una UVAN, a condizione che l’UVAN così costituita sia in grado di fornire i medesimi servizi e le medesime capacità di modulazione che verrebbero forniti se l’UP venisse abilitata come UAS; inoltre, il BSP possa aggregare in una singola UVAZ risorse che siano in grado di modulare, come aggregato, la potenza attiva per una quantità, in valore assoluto, non superiore a 30 MW;
 - sia possibile abilitare UP e UC in forma aggregata in UVAN e/o UVAZ purché l’aggregato abbia una taglia minima di 1 MW;
 - non sia consentita al momento, l’abilitazione di Unità di Importazione (di seguito: UI) e Unità di Esportazione (di seguito: UE) alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali prevista dal TIDE;
 - identificare i servizi ancillari nazionali globali e il ridispacciamento in coerenza con la nomenclatura prevista dal TIDE, secondo la seguente articolazione:
 - i servizi ancillari per il bilanciamento forniti da UAS, UVAN e UVAZ e distinti tra: riserva per il contenimento della frequenza (*Frequency Containment Reserve*, di seguito: FCR), riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione automatica (*automatic Frequency Restoration Reserve*, di seguito: aFRR), riserva per il ripristino della frequenza ad attivazione manuale (*manual Frequency Restoration Reserve*, di seguito: mFRR) e la riserva di sostituzione (*Replacement Reserve*, di seguito: RR);
 - i servizi ancillari non relativi alla frequenza, forniti da UP e UC e distinti tra: controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito: RTN), fornitura di potenza di corto circuito, mantenimento dell’inerzia per la stabilità della rete locale, mitigazione delle oscillazioni dinamiche, rifiuto del carico, *black start* o funzionamento in isola, e servizio misto prelievo-immissione

- (quest'ultimo di nuova introduzione per assicurare la presenza in servizio di risorse in grado di fornire regolazione di tensione e inerzia);
- i servizi di modulazione straordinaria forniti da UP e UC;
 - prevedere l'abilitazione anche per un solo servizio ancillare per il bilanciamento e/o per il ridispacciamento (quest'ultimo solo per UAS e UVAN);
 - definire i requisiti tecnici e la procedura per l'abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali per il bilanciamento e al ridispacciamento e per la qualifica ai servizi ancillari nazionali non relativi alla frequenza e ai servizi di modulazione straordinaria (fatta eccezione per la modulazione straordinaria istantanea a salire i cui requisiti tecnici, redatti in continuità con quanto applicato nel 2024, sono stati inviati da Terna con comunicazione separata unitamente al relativo regolamento di approvvigionamento; su tali proposte l'Autorità si è espressa positivamente con la deliberazione 483/2024/R/eel); in particolare, Terna ha proposto che:
 - per il ridispacciamento e per i servizi mFRR e RR, il tempo di risposta sia pari a 1,5 minuti;
 - per il ridispacciamento e per il servizio mFRR, le unità debbano essere in grado di variare l'immissione o il prelievo con un gradiente variabile in funzione della quantità attivata e della durata del comando;
 - per il servizio aFRR, le semibande a salire e a scendere debbano essere non inferiori a 3 MW (soglia legata al processo di conversione delle offerte per la piattaforma PICASSO, basato su tre blocchi di potenza di almeno 1 MW ciascuno, come approvato dall'Autorità con la deliberazione 115/2023/R/eel);
 - il servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN sia articolato in: riserva reattiva per la regolazione primaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni, riserva reattiva per la regolazione secondaria di tensione tramite gruppi di generazione sincroni, riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite impianti inverter-based, e riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC; in relazione a quest'ultimo, le UC dotate di un sistema di compensazione che consente una regolazione continua della tensione di taglia superiore a 30 MVA e tali per cui la taglia del sistema di compensazione sia tale da compensare il 50° percentile degli scambi di reattiva tra l'UC e la RTN, sono considerate idonee alla fornitura e, pertanto, i relativi BSP hanno l'obbligo di fornire tali risorse per la riserva di potenza reattiva per la regolazione primaria di tensione;
 - chiarire che, in coerenza con quanto riportato nel TIDE, l'*Integrated Scheduling Process* è articolato in una fase di programmazione ex-ante (di seguito: fase MSD), attuata in distinte sottofasi (di seguito: sottofasi MSD), e in una fase di bilanciamento (di seguito: fase MB); quest'ultima fase riguarda

- sia il bilanciamento in tempo reale sia l'ottimizzazione del sistema per gli intervalli di tempo successivi non oggetto di una ulteriore sottofase MSD;
- definire il perimetro e le modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali e l'articolazione delle offerte che possono essere presentate dagli operatori; in particolare, Terna ha proposto:
 - che le UVAN non possano formulare offerte di Minimo, Spegnimento e Accensione;
 - che le UVAZ siano tenute a formulare offerte anche per la fase MSD dell'*Integrated Scheduling Process* e non solo nella forma dei prodotti standard per le piattaforme di bilanciamento; tali offerte presentate per la fase MSD rilevano solo a fini della stima del contributo delle UVAZ per i servizi ancillari di bilanciamento approvvigionati sulle piattaforme di bilanciamento; a tal fine, il soddisfacimento dei fabbisogni di mFRR e RR sul MSD viene effettuato da Terna al netto del contributo atteso delle UVAZ;
 - che le UVAZ non possano fornire il servizio di aFRR in quanto la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è attualmente sospesa e non sono state completate le opportune analisi e modifiche per stimarne la loro disponibilità (e, quindi, procederne all'asservimento al relativo regolatore);
 - sia approvvigionato a mercato il solo servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire, secondo il relativo regolamento, mentre tutti gli altri servizi di modulazione straordinaria siano garantiti tramite asservimento obbligatorio con obblighi di fornitura posti in capo ai BRP in continuità con quanto oggi attuato;
 - prevedere la possibilità, per Terna, di integrare, nell'ambito della fase MB, intervalli di fattibilità per UAS e UVAN definiti per la fase MSD, entro i cui estremi dovranno essere ricomprese le nomine presentate dagli operatori sulla piattaforma di nomina del GME successivamente alla comunicazione di tali intervalli; tali intervalli di fattibilità si riferiscono esclusivamente ad intervalli di tempo successivi non coperti da ulteriori sottofasi MSD, per i quali Terna ritiene opportuno vincolare ulteriormente le nomine;
 - specificare che per la fase transitoria, oltre a quanto già disposto dal TIDE sulle tipologie delle UP, sulla determinazione della capacità di immissione (senza applicazione della curva di modulazione per le UP alimentate da fonte solare) e prelievo (senza limitazioni legate alla potenza caricata sul Sistema Informativo Integrato per le UC) e sulla significatività delle UC (assenza di UnAP di prelievo, quindi UC tutte non significative):
 - in relazione ai requisiti per l'abilitazione di una UAS, le tipologie di UP che rilevano ai fini della classificazione dell'UP come UAS obbligatoriamente abilitata sono tutte le tipologie di UP previste al comma 8.1 della deliberazione 111/06 fatta eccezione per le tipologie di cui alle lettere d) g), h), i) e j); inoltre, le UP aventi i requisiti per l'abilitazione

- obbligatoria vengono classificate come UAS anche se fanno parte di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo;
- in relazione alla definizione dei requisiti tecnici, l'applicazione del tempo di risposta pari a 1,5 minuti (previsto per le movimentazioni per il ridispacciamento e per i servizi mFRR e RR) troverà applicazione dall'1 giugno 2025 (fino a tal data, il tempo di risposta rimarrà pari a 5 minuti), mentre non sarà richiesto il gradiente variabile (anch'esso previsto per le movimentazioni per il ridispacciamento per il servizio mFRR) che entrerà in vigore dall'1 febbraio 2026 con la fase di implementazione di consolidamento del TIDE;
 - il valore minimo delle semibande di aFRR a salire e a scendere pari a 3 MW troverà applicazione solo dalla data di ripristino della partecipazione operativa di Terna alla piattaforma PICASSO; pertanto, fino a tale data, si applicheranno le attuali semibande (il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 15\%$ della potenza massima dell'assetto per UAS costituite da una UP idroelettrica, il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima dell'assetto per UAS costituite da una UP termoelettrica, il maggiore tra ± 1 MW e il $\pm 15\%$ della potenza massima dell'unità per UAS costituite da un accumulo elettrochimico, ± 1 MW per le UAS costituite da altri tipi UP);
 - in relazione al servizio di controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla RTN, non si applicano le disposizioni relative alla riserva reattiva per la regolazione di tensione e potenza reattiva tramite sistemi di compensazione delle UC;
 - il termine "ordine di modulazione", utilizzato da Terna per richiedere una modulazione per il servizio di modulazione straordinaria, è sostituito dal termine "ordine di dispacciamento" attualmente utilizzato;
 - la definizione degli intervalli di fattibilità in esito alla fase MB non trova applicazione, venendo rinviata all'1 febbraio 2026 con l'avvio della fase di consolidamento del TIDE;
- con riferimento al Capitolo 7 "Regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento e al servizio di trasmissione", valido per la sola fase transitoria del TIDE:
- aggiornare la nomenclatura delle partite economiche in coerenza con il TIDE; tutte le partite economiche, coerentemente con la versione del TIDE approvata con la deliberazione 304/2024/R/eel, sono gestite tra Terna e il BRP senza applicazione dei corrispettivi di compensazione (le modifiche relative alla separazione fra BSP e BRP sono, infatti, rinviate alla fase di consolidamento del TIDE);
 - introdurre una remunerazione a prezzo zonale MGP per il servizio di modulazione straordinaria a scendere per le UP che non rientrano nel meccanismo di remunerazione della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 o in un altro analogo meccanismo di remunerazione o compensazione; più nel dettaglio, tale corrispettivo è

- finalizzato a ristorare la mancata produzione dovuta all’attivazione del servizio basandosi su una stima della producibilità effettuata da Terna;
- introdurre, limitatamente alle UP, un corrispettivo forfettario per la copertura delle perdite di energia attiva dovute all’erogazione del servizio di regolazione di tensione;
 - con riferimento al Capitolo 10 “Salvaguardia della sicurezza”, considerare la nuova nomenclatura delle unità e dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento, nonché il nuovo livello di connessione a 36 kV;
 - con riferimento all’Allegato A.15 “Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza”:
 - estendere le previsioni contenute nell’Allegato anche alle tipologie di UP inverter-based;
 - allineare la nomenclatura a quanto previsto in ambito europeo;
 - aggiornare i requisiti in materia di erogazione della regolazione primaria di frequenza, esplicitando le modalità *Frequency Sensitive Mode* (FSM) e *Limited-Frequency Sensitive Mode* (LFSM); in particolare, Terna propone che le UAS costituite da soli sistemi di accumulo elettrochimici siano in grado di regolare il margine minimo di energia per riserva primaria in ogni momento (anche quando operano a potenza nulla);
 - prevedere, a partire dalla data di riconnessione alla piattaforma PICASSO, ulteriori requisiti in materia di erogazione della regolazione secondaria di frequenza, proponendo l’introduzione di ulteriori due valori di semi-banda (uno positivo e uno negativo) con tempo di attivazione pari a 300s, in aggiunta agli attuali due valori di semi-banda con tempo di attivazione pari a 100s; è obbligatoria la prova relativa alla semi-banda a 100s, mentre per la semi-banda a 300s la prova è facoltativa (in assenza della prova Terna assume la semi-banda a 300s uguale a quella a 100s);
 - prevedere, con riferimento agli impianti per i quali la funzionalità regolazione integrale locale di frequenza (di seguito: ILF) è già implementata, l’attivazione del flusso dati in tempo reale per il telecontrollo della medesima funzionalità:
 - entro la data di prima attivazione sulle UP costituite da gruppi/sezioni entrati in esercizio a valle dell’entrata in vigore della nuova versione dell’Allegato A.15 proposta da Terna; per le UP costituite da gruppi/sezioni che entrano in esercizio entro 12 mesi da tale data, il requisito può essere soddisfatto nel corso della durata dell’*Interim Operational Notification*;
 - entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore della nuova versione dell’Allegato A.15 proposta da Terna, sulle UP derivate da impianti facenti parte del Piano di Riaccensione e sulle UP di taglia pari o maggiore a 100 MW esistenti alla data di entrata in vigore della medesima versione dell’Allegato A.15;
 - modificare gli Allegati A.22 “Procedura per la selezione delle risorse su MSD” e A.23 “Procedura per la selezione delle risorse per MB” al fine di considerare le nuove tipologie di unità abilitate e il nuovo assetto del MBR, in coerenza con

- quanto proposto per il Capitolo 4 e le relative eccezioni per la fase transitoria di implementazione del TIDE;
- con riferimento all’Allegato A.24 “Individuazione zone di offerta della rete rilevante”, aggiornare la nomenclatura prevista dal TIDE per le zone di offerta;
 - con riferimento all’Allegato A.25 “Condizioni e modalità di raccordo dei Programmi di riferimento per il bilanciamento delle UAS e UVAN tra ISP contigui”:
 - aggiornare le tempistiche relative all’intervallo di rampa, prevedendo che la rampa debba essere eseguita tra gli ultimi 5 minuti dell’ISP precedente e i primi 5 minuti dell’ISP in corso;
 - applicare il vincolo di rampa (ad oggi previsto solo per le unità termoelettriche abilitate, ai sensi della deliberazione 202/2020/R/eel) a tutte le tipologie di UAS e UVAN;
 - nel caso in cui siano presenti semibande aFRR approvvigionate in uno dei due ISP considerati, prevedere un monitoraggio tecnico, senza eseguire la verifica (cioè senza applicare l’eventuale corrispettivo di mancato rispetto del vincolo di rampa), del rispetto del profilo in potenza atteso considerando un valore di potenza calcolato scorporando dal valore di potenza attiva, calcolato a partire dalle telemisure acquisite da Terna, il contributo delle eventuali attivazioni di aFRR;
 - ampliare la banda di tolleranza all’8% (incrementale fino ad un massimo del 12% in base al valore dell’errore di frequenza);
 - definire la ripartizione tra BRP e BSP dell’obbligo di rispetto del vincolo di rampa e la sterilizzazione degli sbilanciamenti del BRP e delle mancate movimentazioni del BSP indotti dal vincolo di rampa;
 - specificare che, per la fase transitoria di implementazione del TIDE:
 - le disposizioni relative alla verifica del profilo in potenza ed applicazione del vincolo di rampa troveranno applicazione dall’1 gennaio 2025 per le UAS costituite da UP termoelettriche, dall’1 aprile 2025 per le UAS costituite da sistemi di accumulo elettrochimici, e dall’1 settembre 2025 per le UAS costituite da UP idroelettriche di sola produzione o da UP idroelettriche di produzione e pompaggio; in ogni caso, dall’1 gennaio 2025 la predetta verifica sarà comunque oggetto di monitoraggio tecnico da parte di Terna per tutte le tipologie di UAS;
 - non trova applicazione il criterio di ripartizione tra BSP e BRP dell’obbligo di rispetto del profilo in potenza atteso;
 - la sterilizzazione degli sbilanciamenti del BRP in presenza di ordini di dispacciamento viene effettuata senza ripartire la variazione di energia tra il BSP e il BRP;
 - con riferimento al nuovo schema del contratto di dispacciamento di cui all’Allegato A.26 “Schema di contratto di dispacciamento ai sensi del TIDE” (in immissione e in prelievo), che troverà applicazione solo per eventuali contratti di dispacciamento da stipularsi nel corso della fase transitoria (come previsto dal TIDE, infatti, i contratti di dispacciamento stipulati ai sensi della deliberazione

111/06 restano validi fino alla fine della fase transitoria e i relativi utenti del dispacciamento acquisiscono automaticamente la qualifica di BRP, insieme ai relativi diritti e obblighi, svolgendo anche il ruolo di BSP):

- aggiornare la nomenclatura prevista dal TIDE;
- mantenere in essere i riferimenti alle previsioni di cui alla deliberazione 111/06 in quanto tale contratto rappresenterà il riferimento per la determinazione delle partite economiche derivanti dalle rettifiche di *settlement* e tardive relative ai periodi rilevanti fino al 31 dicembre 2024;
- con riferimento all’Allegato A.60 “Dati tecnici delle UAS, UVAZ, UVAN e UnAP valevoli ai fini del Mercato elettrico”:
 - specificare le responsabilità della comunicazione dei dati, ripartendole fra BSP e BRP;
 - aggiornare il set di dati tecnici delle unità abilitate (includendo le UVAN e le UVAZ) e significative per la programmazione (UnAP) ai fini della registrazione nel sistema GAUDÌ e dello svolgimento del mercato;
 - aggiornare le modalità di comunicazione di variazione temporanea dei dati tecnici e di indisponibilità delle unità;
 - prevedere per le UVAZ e UVAN in via generale un unico assetto di funzionamento ma con più fasce di funzionamento; nel caso in cui l’UVAN sia costituita da UP obbligatoriamente abilitabili come UAS, prevedere che essa possa essere caratterizzata da più assetti di funzionamento e più fasce di funzionamento e che i dati tecnici da dichiarare siano equiparabili a quelli delle UAS;
 - prevedere che le UnAP costituite da UP obbligatoriamente qualificate alla fornitura di risorse per il servizio di modulazione straordinaria lenta a salire e/o a scendere siano tenute a dichiarare anche i valori del profilo quartorario normalizzato di rampa;
 - aggiornare i dati tecnici richiesti alle UAS e UVAN costituite da un (o includono almeno un) sistema di accumulo;
 - specificare che, per la fase transitoria del TIDE:
 - le parole “indisponibilità al servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire e a scendere” sono sostituite dalle parole “indisponibilità dell’UPDM delle UP non contrattualizzate a termine per l’erogazione del servizio di modulazione istantanea”;
 - le previsioni relative alla definizione degli assetti delle UAS o UnAP costituite da un sistema di accumulo e da un’ulteriore fonte trovano applicazione durante la fase transitoria a partire da una data che verrà comunicata da Terna agli operatori con congruo anticipo;
 - le previsioni relative alla comunicazione dei dati tecnici riferiti alla Capacità energetica utile del sistema di accumulo, alla potenza massima di immissione del solo sistema di accumulo e alla potenza massima di prelievo del solo sistema di accumulo trovano applicazione durante la fase transitoria a partire da una data che verrà comunicata da Terna agli operatori con congruo anticipo;

- con riferimento all’Allegato A.61 “Regolamento del sistema di garanzie”, valido per la sola fase transitoria del TIDE, specificare che:
 - esso rimane pressoché inalterato rispetto alla versione attualmente vigente;
 - i riferimenti all’articolo 49 della deliberazione 111/06 sono da intendersi come riferimenti alla Sezione 2-26.2 “Sistema di garanzie predisposto da Terna” del TIDE;
 - la parola “oraria” è sostituita con la parola “quartoraria”;
 - i calcoli e le stime vengono effettuate su base quartoraria, ivi inclusa l’energia sottesa agli oneri di sbilanciamento in prelievo e immissione e i relativi prezzi di sbilanciamento;
 - il calcolo degli oneri di sbilanciamento è effettuato secondo le modalità previste nel Capitolo 7 valido per la fase transitoria;
 - le UC sono da intendersi come UVZ di prelievo;
 - le UP rilevanti sono da intendersi come UAS o UnAP di immissione;
 - le UP non rilevanti sono da intendersi come UVZ di immissione;
 - il riferimento al prezzo di sbilanciamento previsto dall’articolo 40 della deliberazione 111/06 è sostituito con il riferimento alla Sezione 2-21.5 “Prezzi di sbilanciamento” del TIDE;
 - i corrispettivi di dispacciamento in prelievo sono da intendersi come riferiti ai corrispettivi applicati ai BRP in prelievo previsti dal Capitolo 7 valido per la fase transitoria;
 - gli oneri di dispacciamento in immissione sono da intendersi come riferiti a tutte le partite economiche dovute dal BRP in immissione previste dal Capitolo 7 valido per la fase transitoria;
 - il riferimento all’articolo 39bis della deliberazione 111/06 è sostituito dal riferimento alla Sezione 2-23.2 “Corrispettivi di sbilanciamento a programma” del TIDE;
 - il riferimento all’articolo 28 della deliberazione 111/06 è sostituito dal riferimento alla Sezione 2-13.4.5 “Saldo del Conto Energia” del TIDE;
- in relazione all’Allegato A.77 “Procedura per la selezione delle Risorse per la fase preliminare al mercato del giorno prima”, allineare la nomenclatura delle unità ammesse alla procedura oggetto del medesimo Allegato con la nuova anagrafica derivante dal TIDE in materia di UAS e UVAN;
- in relazione al Glossario dei termini, aggiornare le definizioni ivi presenti in coerenza con le modifiche apportate agli altri documenti;
- con riferimento al Regolamento UVA valido per la fase transitoria:
 - allineare la nomenclatura e il passaggio al trattamento quartorario previsti dal TIDE, in coerenza con i documenti del Codice di rete;
 - prevedere, a partire dalla data di ripristino della partecipazione operativa di Terna alla piattaforma PICASSO, che il valore di semibanda aFRR a salire o a scendere sia non inferiore a 3 MW, in coerenza con quanto già proposto nel Capitolo 4;
 - prevedere che le UVAZ abilitate a fornire servizi di riserva di sostituzione e/o mFRR abbiano un valore di Potenza Massima Abilitata e di Potenza Minima

- Abilitata non superiore a 30 MW (in valore assoluto), in coerenza con quanto proposto al Capitolo 4;
- prevedere che solo le UVAT possano fornire il servizio di aFRR e il ridispacciamento; le UVAZ, invece, possono richiedere l’abilitazione solo per mFRR (analogamente a quanto proposto per il Capitolo 4);
 - con la comunicazione 15 novembre 2024 Terna ha altresì:
 - confermato l’intenzione di abrogare dall’1 gennaio 2025 l’Allegato A.32 “Gestione del Registro Unità di Produzione” e l’Allegato A.35 “Gestione del Registro delle Unità di Consumo”;
 - proposto di anticipare all’1 gennaio 2025 l’abrogazione dell’Allegato A.33 “Sistema Comandi Web: Variazioni Dati Tecnici GAUDI”.
 - Terna, con la comunicazione del 15 novembre 2024, ha infine evidenziato:
 - di aver accolto parzialmente le richieste degli operatori in merito al tempo di risposta per il ridispacciamento e i servizi mFRR e RR pari a 1,5 minuti, confermando tale requisito, ma prevedendone una entrata in vigore graduale rispetto a quanto inizialmente consultato; tale requisito, ridotto rispetto al tempo di risposta attualmente previsto nel Codice di Rete, è, infatti, necessario per permettere l’invio di un ordine di dispacciamento con conseguente attivazione all’interno dello stesso quarto d’ora, nonché per poter correggere gli esiti della piattaforma MARI (con prodotto standard caratterizzato da un tempo di risposta di 2,5 minuti) quando l’Italia si conetterà a tale piattaforma;
 - di aver parzialmente accolto le osservazioni degli operatori in merito all’applicazione del vincolo di rampa, rilassando alcuni parametri e dilatando le tempistiche di implementazione per alcune tipologie di UAS rispetto a quanto originariamente consultato;
 - di non aver accolto le osservazioni degli operatori in merito alla ridefinizione dei criteri di aggregazione, sia con riferimento alla facoltà di aggregare sezioni di taglia superiore ai 50 MW, in quanto vincolo già presente nella versione attualmente vigente e applicato solo nel caso di sezioni autonome e distinte, sia con riferimento all’utilizzo del criterio di potenza per l’identificazione delle UnAP e delle UAS obbligatoriamente abilitate, in quanto ritenuti opportuni almeno in una prima fase di implementazione del TIDE, sia con riferimento alla soglia massima di 30 MW prevista per le UVAZ, in quanto necessario per garantire una corretta gestione dei flussi veicolati verso i nodi della RTN;
 - di non aver accolto le osservazioni degli operatori in merito alle difficoltà per le UC nel soddisfare i requisiti tecnici di gradiente in MW/min per l’abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali, in quanto le esigenze di sistema richiedono una risposta il più lineare possibile per non ingenerare disturbi indesiderati;
 - di non aver accolto le osservazioni degli operatori in merito alla remunerazione e alla compensazione previsti per la modulazione straordinaria che suggerivano l’applicazione di un prezzo marginale MBR al posto del prezzo zonale MGP e l’introduzione di ulteriori remunerazioni per ogni evento di modulazione in quanto il prezzo di compensazione per il BRP è definito dal TIDE e non si ritiene

siano presenti oneri significativi che giustifichino ulteriori corrispettivi rispetto a quelli già consultati;

- di non aver accolto le osservazioni degli operatori in merito all'introduzione di una remunerazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza in quanto tali servizi debbano essere in generale approvvigionati e forniti a livello nodale e che la restrizione geografica di tale approvvigionamento/fornitura sia poco compatibile con l'istituzione di un mercato con un adeguato livello di concorrenza;
- di aver riconosciuto maggior tempo per l'adeguamento degli impianti alla funzionalità ILF rispetto a quanto inizialmente consultato; la presenza del telecontrollo è comunque necessaria per impartire i comandi per abilitare/disabilitare la funzionalità da remoto e far fronte a condizioni di esercizio anomale;
- di aver chiarito il raccordo fra le disposizioni dell'Allegato A.15 e dell'Allegato A.79 al Codice di rete sui quali gli operatori avevano ravvisato delle difformità;
- di aver confermato l'erogazione della FCR da parte dei sistemi di accumulo elettrochimico anche a programma nullo in quanto già prevista dalla versione vigente del capitolo 4 del Codice di Rete; gli eventuali extra costi possono trovare compensazione nel meccanismo di valorizzazione dell'energia fornita a titolo di FCR a cui tutte le unità che erogano FCR possono aderire come previsto dal TIDE;
- di rinviare alle valutazioni dell'Autorità in merito all'introduzione di forme di remunerazione degli intervalli di fattibilità (che saranno comunque applicati sia alle UAS sia alle UVAN affinché l'approvvigionamento dei servizi effettuato sulla fase MSD non sia vanificato da successive negoziazioni degli operatori sui mercati dell'energia) e a meccanismi premiali per l'adeguamento della funzionalità ILF alle disposizioni sul telecontrollo per gli impianti esistenti.

CONSIDERATO CHE, CON RIFERIMENTO ALLA PARTECIPAZIONE DI TERNA ALLE PIATTAFORME DI BILANCIAMENTO:

- il 13 gennaio 2021 Terna ha avviato la partecipazione alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da RR di cui all'articolo 19 del Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma TERRE);
- l'introduzione, a partire dal 1° gennaio 2025, dei prodotti quartorari sul Mercato Infragiornaliero a negoziazione continua con conseguente presenza di 96 *gate closure* (una per ciascun quarto d'ora) risulta incompatibile con la frequenza oraria di esecuzione della piattaforma TERRE, in quanto gli operatori avrebbero la possibilità di modificare il programma degli ultimi tre quarti d'ora di ciascuna ora *h* anche successivamente all'esecuzione della piattaforma RR per l'ora *h* stessa;
- con la deliberazione 449/2024/R/eel, l'Autorità ha, pertanto, disposto la sospensione della partecipazione operativa di Terna alla piattaforma TERRE, dall'1 gennaio 2025, dando mandato a Terna di aggiornare il Codice di rete sopprimendo i relativi contenuti;

- il 19 luglio 2023 Terna ha avviato la partecipazione alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da aFRR di cui all'articolo 21 del Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma PICASSO);
- con la deliberazione 60/2024/R/eel, l'Autorità, in esito ad una istruttoria conoscitiva sugli esiti della piattaforma PICASSO che ha evidenziato come lo sviluppo di piattaforme di bilanciamento fra loro indipendenti non consenta il rispetto dei principi di sostituibilità e complementarità tra riserve previsti dal Regolamento SOGL comportando il rischio di picchi prezzi sia a salire che a scendere, ha richiesto a Terna di sospendere, non appena tecnicamente possibile e comunque entro il 15 marzo 2024, la partecipazione operativa a tale piattaforma;
- Terna ha ottemperato a tale richiesta in data 15 marzo 2024; da tale momento la regolazione secondaria di frequenza è attuata secondo le procedure in essere prima della connessione alla piattaforma PICASSO, con asservimento al relativo regolatore delle risorse riservate ex-ante; la riconnessione alla piattaforma sarà valutata non appena Terna sarà in grado di sfruttare i correttivi adottati dai TSO europei al funzionamento della piattaforma PICASSO, fra cui la possibilità di inserire un fabbisogno elastico, che dovrebbero mitigare il rischio di picchi di prezzo;
- la documentazione inviata da Terna con la comunicazione 15 novembre 2024:
 - non contiene più alcun riferimento alla partecipazione di Terna alla piattaforma TERRE e al relativo processo di conversione delle offerte;
 - conferma le regole per la partecipazione di Terna alla piattaforma PICASSO come approvate dall'Autorità con la deliberazione 115/2023/R/eel; tali regole torneranno a essere applicate non appena Terna provvederà alla riconnessione della piattaforma (come eventualmente modificate ai sensi della deliberazione 60/2024/R/eel);
- con la deliberazione 174/2024/R/eel l'Autorità ha approvato il piano di lavoro predisposto da Terna per la partecipazione alla piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da mFRR di cui all'articolo 20 del Regolamento *Balancing* (di seguito: piattaforma MARI), dando mandato a Terna di avviare tale partecipazione nel più breve tempo possibile nel rispetto delle attività propedeutiche tra cui, in particolare, la consultazione degli operatori per la definizione del modello di coordinamento tra MBR e la piattaforma, nonché l'analisi quantitativa dei potenziali impatti negativi derivanti dalla piattaforma.

RITENUTO CHE:

- le proposte di Terna, relative ai criteri di significatività per la programmazione (utilizzo della taglia, 10 MW per le UP e 100 MW per le UC, anziché di un'analisi relativa alla significatività dei nodi della rete), e ai requisiti per l'abilitazione di UAS (obbligo di abilitazione definito considerando la taglia delle UP e delle UC) e UVAZ (limite di 30 MW per l'aggregazione) debbano essere supportate da opportune analisi tecniche che ne giustificano l'introduzione in funzione della taglia oppure il passaggio verso criteri differenziati per ciascun nodo della rete in base alle criticità sulla RTN; tali proposte possano, pertanto, essere accolte in via temporanea;

- la proposta di Terna di confermare anche nel contesto del TIDE i criteri per l'individuazione delle UP costituite da sezioni alimentate da fonti non rinnovabili (con particolare riferimento all'impossibilità di aggregare sezioni con potenza efficiente netta complessiva superiore a 50 MW, anche se alimentate da un'unica fonte primaria e aventi un unico punto di immissione) debba essere anch'essa oggetto di adeguata analisi tecnica che ne giustifichi l'eventuale mantenimento;
- l'esclusione delle UVAZ dalla fornitura di aFRR possa essere accolta nella sola fase transitoria del TIDE, in coerenza con le disposizioni del regolamento UVA che prevedono, ai fini dell'asservimento al relativo regolatore, la riserva della capacità per la regolazione secondaria nella fase MSD, a cui le UVAZ non possono partecipare; per la fase di consolidamento del TIDE, Terna debba prevedere la piena partecipazione delle UVAZ al MBR, in coerenza con quanto previsto dal TIDE, tenendo anche conto di eventuali revisioni del processo di conversione delle offerte alla piattaforma PICASSO (in coerenza con il mandato di approfondimento dato dall'Autorità con la deliberazione 115/2023/R/eel e ribadito con la deliberazione 60/2024/R/eel) e della riconnessione alla medesima piattaforma nonché dell'avvio della partecipazione di Terna alla piattaforma MARI;
- l'utilizzo del termine "regolazione secondaria" debba essere limitato a caratterizzare le offerte presentate sull'*Integrated Scheduling Process* ai fini dell'allocazione delle semibande di aFRR sulle UAS e sulle UVAN in esito alla fase MSD e ai fini della remunerazione dell'aFRR in caso di mancata connessione alla piattaforma PICASSO;
- la possibilità di mantenere il servizio RR fra i servizi ancillari debba essere valutata alla luce delle discussioni in corso nell'ambito dei gruppi di lavoro europei, come indicato nelle premesse alla deliberazione 449/2024/R/eel;
- la proposta di non consentire alle UVAN di esprimere offerte di Accensione, Minimo e Spegnimento, qualora non costituite da UP sistemi di accumulo o idroelettriche possa essere accolta in via temporanea, rimandando il tema a successive valutazioni, da completare preferibilmente entro l'avvio della fase di consolidamento del TIDE;
- l'assenza, nelle proposte di Terna, dell'approvvigionamento della FCR a mercato possa essere accolta per la sola fase transitoria del TIDE, in quanto essa non prevede tale approvvigionamento;
- i requisiti tecnici per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali debbano essere definiti secondo le esigenze del sistema elettrico e non in funzione delle potenzialità delle diverse tecnologie; sia quindi condivisibile la posizione di Terna di non tenere conto delle difficoltà delle UC nel soddisfare i vincoli in termine di gradiente in MW/min;
- la proposta di Terna, relativa all'introduzione di una remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere per le UP che non rientrano nel meccanismo di remunerazione della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10, debba essere oggetto di ulteriori analisi da parte dell'Autorità, anche al fine di assicurare la coerenza con le disposizioni in materia di producibilità che saranno applicate agli impianti che accederanno ai nuovi meccanismi incentivanti, qualora venissero confermate le previsioni attualmente contenute negli schemi di decreto di attuazione degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/21;

- sia opportuno valutare l'applicazione del corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per l'erogazione del servizio di regolazione di tensione anche alle UC che erogano tale servizio per il tramite di sistemi di compensazione;
- le altre modifiche proposte da Terna al Codice di Rete risultino conformi alle disposizioni previste dal TIDE;
- sia pertanto opportuno verificare positivamente i documenti inviati da Terna con la comunicazione 15 novembre 2024, nei termini di cui ai punti precedenti, prevedendo che:
 - non trovi applicazione la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere con compensazione della mancata produzione, in attesa di ulteriori approfondimenti da parte dell'Autorità;
 - il Capitolo 4 del Codice di Rete e gli Allegati A.15, A.22, A.23 e A.60 al medesimo Codice, pur se già redatti in funzione della fase di consolidamento del TIDE, debbano essere rivisti prima dell'avvio di tale fase al fine di chiarire il ruolo delle UVAZ nel MBR e definire i criteri per l'approvvigionamento a mercato della FCR; in tale sede Terna valuti, altresì, se l'utilizzo del termine "regolazione secondaria" sia limitato alla sola caratterizzazione delle offerte presentate sull'*Integrated Scheduling Process* e se la configurazione del servizio RR sia compatibile con quanto discusso nell'ambito dei gruppi di lavoro europei, apportando, in caso contrario, le necessarie modifiche;
 - il Capitolo 4 del Codice di Rete debba essere ulteriormente rivisto al fine di rivalutare i criteri di individuazione delle UP costituite da sezioni alimentate da fonti non rinnovabili, i criteri di significatività per la programmazione e i criteri di abilitazione per le UAS e le UVAZ sulla base di adeguate analisi tecniche, nonché di rivalutare la facoltà per le UVAN di esprimere offerte di Accensione, Minimo e Spegnimento, qualora non costituite da UP sistemi di accumulo o idroelettriche, secondo quanto meglio esplicitato nei punti precedenti;
 - le versioni del Capitolo 7 del Codice di Rete, degli Allegati A.26 e A.61 al medesimo Codice e del Regolamento UVA trovino applicazione nella sola fase transitoria del TIDE, come specificato dalla stessa Terna nella comunicazione 15 novembre 2024;
 - in fase di predisposizione della versione del Capitolo 7 del Codice di Rete per la fase di consolidamento del TIDE, Terna valuti l'estensione alle UC del corrispettivo forfettario a copertura delle perdite di energia attiva per l'erogazione del servizio di regolazione di tensione;
- sia altresì opportuno precisare che le proposte di aggiornamento del Codice di Rete per la fase di consolidamento del TIDE (recanti almeno la revisione del Capitolo 4 e degli Allegati A.15, A.22, A.23 e A.60 secondo quanto sopra riportato, nonché la definizione di una nuova proposta per il Capitolo 7 e per gli Allegati A.26 e A.61 specifica per la fase di consolidamento del TIDE) dovranno essere inviate da Terna con un anticipo di almeno 8 mesi rispetto all'avvio della fase di consolidamento, come previsto dal TIDE

DELIBERA

1. di verificare positivamente i Capitoli 3, 4, 10 del Codice di rete, gli Allegati A.15, A.22, A.23, A.24, A.25, A.60 e A.77 al medesimo Codice e il Glossario dei Termini, inviati da Terna con la comunicazione 15 novembre 2024 e già redatti in funzione della fase di consolidamento del TIDE, ferma restando la necessità di apportare le revisioni evidenziate in premessa entro l'avvio della medesima fase di consolidamento;
2. di verificare positivamente il Capitolo 7 del Codice di rete, gli Allegati A.26, A.61 al medesimo Codice e il Regolamento UVA, inviati da Terna con la comunicazione 15 novembre 2024 con validità limitata alla sola fase transitoria del TIDE;
3. di verificare positivamente l'abrogazione a partire dall'1 gennaio 2025 degli Allegati A.32, A.33 e A.35 al Codice di Rete;
4. di dare mandato a Terna di aggiornare il Codice di Rete e i relativi Allegati ai fini della fase di consolidamento del TIDE, nei termini e nelle modalità indicati in premessa;
5. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A. e al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica;
6. di pubblicare il presente provvedimento sul sito internet dell'Autorità www.arera.it.

26 novembre 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini