

DELIBERAZIONE 25 MAGGIO 2021

218/2021/R/EEL

**DISPOSIZIONI PER L'ATTUAZIONE DEL COUPLING UNICO DEL MERCATO ELETTRICO
INFRAGIORNALIERO**

L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

Nella 1159^a riunione del 25 maggio 2021

VISTI:

- il Regolamento (UE) 942/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (di seguito: ACER);
- il Regolamento (UE) 943/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la direttiva 2019/944/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019;
- il Regolamento (CE) 714/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009 (di seguito: regolamento 714/2009);
- il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015, che stabilisce linee guida per l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (di seguito: Regolamento CACM);
- il Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e successive modifiche e integrazioni;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo 79/99);
- il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06 (di seguito: deliberazione 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2011, ARG/elt 181/11 (di seguito: deliberazione ARG/elt 181/11);
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2015, 33/2015/R/eel (di seguito: deliberazione 33/2015/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 12 febbraio 2015, 45/2015/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2015, 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 23 ottobre 2018, 535/2018/R/eel (di seguito: deliberazione 535/2018/R/eel);

- la deliberazione dell’Autorità 26 febbraio 2019, 69/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 69/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 9 aprile 2019, 134/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 134/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 7 maggio 2019, 174/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 174/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 28 maggio 2019, 210/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 210/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 30 luglio 2019, 350/2019/R/eel (di seguito: deliberazione 350/2019/R/eel);
- la deliberazione dell’Autorità 24 marzo 2020, 91/2020/R/eel (di seguito: deliberazione 91/2020/R/eel);
- il documento per la consultazione 23 luglio 2019, 322/2019/R/eel (di seguito: consultazione TIDE);
- la decisione 04/2017 di ACER del 14 novembre 2017 recante *Decision on the Nominated Electricity Market Operators’ proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling* (di seguito: decisione 04/2017);
- la decisione 05/2017 di ACER del 14 novembre 2017 recante *Decision on the Nominated Electricity Market Operators’ proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling* (di seguito: decisione 05/2017);
- la decisione 01/2019 di ACER del 24 gennaio 2019, recante la metodologia per la valorizzazione della capacità infragiornaliera tra zone (di seguito: decisione 01/2019);
- il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, approvato con il decreto 19 dicembre 2003 del Ministro delle Attività Produttive, come successivamente integrato e modificato (di seguito: TIDME);
- il 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 sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (di seguito: TAR Lombardia), Sezione III, 11 settembre 2014, n. 2347 (di seguito: sentenza 2347/14);
- la sentenza della Sezione VI del Consiglio di Stato, 13 aprile 2017, n. 5007 (di seguito: sentenza 5007/2017);
- la lettera del Ministero dello Sviluppo Economico “*Designation of NEMO for Italian bidding zones*” (prot. Ministero dello Sviluppo Economico 21294 del 15 settembre 2016), inviata alla Commissione Europea il 15 settembre 2016, in cui si designa la società Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (di seguito: GME) quale *Nominated Electricity Market Operator* (di seguito: NEMO) per l’Italia, ai sensi degli articoli 4, 5 e 6 del Regolamento CACM (di seguito: lettera di designazione del NEMO);
- la lettera della società Terna S.p.a. (di seguito: Terna) del 3 agosto 2018, prot. Autorità 23295 del 3 agosto 2018 (di seguito: lettera 3 agosto 2018);
- la lettera di Terna del 18 maggio 2021, prot. Autorità 21692 del 18 maggio 2021 (di seguito: lettera 18 maggio 2021);

- la comunicazione del Ministero della Transizione Ecologica del 19 aprile 2021, prot. Autorità 17700 del 19 aprile 2021 (di seguito: comunicazione del Ministero della Transizione Ecologica del 19 aprile 2021).

CONSIDERATO CHE:

- il consolidato disegno del mercato europeo è fondato su un modello zonale e come tale prevede, sia per il Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) che per quello infragiornaliero (di seguito: MI), una rappresentazione fortemente semplificata dei vincoli di rete;
- relativamente alla definizione del disegno del Mercato Infragiornaliero europeo, il Regolamento CACM prevede:
 - la negoziazione dell’energia in contrattazione continua, con la contestuale allocazione della capacità interzonale disponibile (art. 51);
 - la chiusura delle contrattazioni al massimo un’ora prima dell’inizio del corrispondente periodo di consegna (di seguito: H-1) (art. 59);
 - la determinazione di un prezzo per la capacità interzonale che viene allocata nell’orizzonte infragiornaliero (art. 55);
 - la possibilità di introdurre – su base regionale - delle aste complementari alla contrattazione continua (art. 63);
- l’attuale organizzazione del MI italiano prevede l’esecuzione di 7 aste implicite in sequenza, con la contestuale allocazione della capacità interzonale disponibile;
- l’allocazione implicita della capacità interzonale verso l’estero nell’orizzonte infragiornaliero è attualmente limitata alle frontiere Zona Nord-Slovenia e Zona Nord-Svizzera, attraverso un processo di *coupling* infragiornaliero che include le due zone estere nella seconda e nella sesta sessione di asta implicita (MI2 e MI6); sulle frontiere Zona Nord-Austria e Zona Nord-Francia la capacità di trasporto a livello infragiornaliero è invece allocata per mezzo di due aste esplicite; il progetto *Cross Border Intraday* (di seguito: XBID) – cui partecipa un partenariato di gestori di mercato e gestori di rete europei – è la soluzione implementativa adottata per realizzare il MI europeo a negoziazione continua;
- il progetto XBID prevede una piattaforma di negoziazione in contrattazione continua, con la contestuale allocazione della capacità interzonale disponibile, secondo una logica *first-come first-served* sulla base dell’ordine con cui sono concluse le transazioni;
- con le deliberazioni 174/2019/R/eel e 210/2019/R/eel l’Autorità ha ratificato la decisione dei regolatori di Italia, Francia, Austria, Slovenia e Grecia di approvare la proposta di implementazione di aste complementari regionali infragiornaliere predisposta congiuntamente dai rispettivi gestori di rete e di mercato, ai sensi dell’articolo 63 del Regolamento CACM;
- con la decisione 01/2019, ACER ha stabilito le modalità per la determinazione del prezzo della capacità interzonale che viene allocata nell’orizzonte infragiornaliero, ai sensi dell’articolo 55 del Regolamento CACM. Tale decisione prevede, a livello

- europeo, lo svolgimento di tre aste implicite, di cui le aste regionali descritte al precedente alinea costituiscono un'anticipazione a livello regionale;
- il disegno del MI europeo è pertanto un modello ibrido, basato sulla contrattazione continua fino all'ora che precede il tempo reale (di seguito: H-1), intervallata da tre aste implicite;
 - l'adesione del mercato italiano al progetto XBID comporta la modifica dell'organizzazione del MI nazionale in modo che si acceda alla contrattazione continua su scala europea fino all'H-1 e siano ridotte le sessioni d'asta implicita che passano da sette a tre, introducendo le aste complementari regionali. In una fase successiva, quando verrà completata l'implementazione delle aste pan-europee richieste dalla decisione 1/2019 di ACER, le aste complementari regionali verranno sostituite da queste ultime;
 - l'attuale configurazione del mercato dell'energia italiano (MGP e MI) prevede la presentazione di offerte da parte delle singole unità abilitate e non abilitate (all'erogazione di servizi ancillari), e prevede che l'esito delle varie sessioni (attualmente solo con negoziazione ad asta) costituisca di fatto un primo dispacciamento del sistema, pur semplificato e non necessariamente coerente con i vincoli tecnici delle unità di produzione e del sistema: ogni unità, sulla base degli esiti delle negoziazioni, acquisisce il diritto ad immettere/prelevare una certa quantità di energia su base oraria, assumendo al contempo il dovere di rispettare il relativo programma di immissione e prelievo. L'esito delle varie sessioni del MGP e MI rappresenta il punto di partenza per le successive sessioni del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD), tramite le quali Terna si approvvigiona di tutte le restanti risorse necessarie per il dispacciamento, selezionando l'insieme delle offerte che consenta la minimizzazione dei costi sistemici;
 - il MI a contrattazione continua (che permette di negoziare energia fino a un'ora prima del momento in cui avviene la consegna fisica dell'energia negoziata, indicato come tempo reale) non è compatibile con il successivo svolgimento di sessioni del MSD ex-ante, poiché il tempo (meno di un'ora) non sarebbe sufficiente per eseguire eventuali accensioni o cambi di assetto delle unità abilitate. Ciò implicherebbe una riduzione delle risorse a disposizione per il dispacciamento, in quanto sarebbero disponibili solo le risorse già in servizio e le poche sufficientemente flessibili con tempi di attivazione inferiori a un'ora. Di conseguenza, potrebbero non essere garantiti i margini di riserva necessari per un esercizio sicuro del sistema nel tempo reale, a meno di non "riservare" ingenti quantità di risorse e determinare così un funzionamento inefficiente del sistema, con costi significativi che si ripercuoterebbero a carico dei clienti finali;
 - l'implementazione del consolidato disegno del mercato europeo, fondato su una rappresentazione fortemente semplificata dei vincoli di rete e che richiede lo svolgimento di una sessione di mercato *intraday* in negoziazione continua fino all'H-1, rende necessario prevedere delle misure di coordinamento tra MI e MSD, che consentano la contrattazione continua fino all'H-1, garantendo al contempo la sicurezza del sistema elettrico nazionale;

- allo scopo, per la prima volta con lettera 3 agosto 2018, Terna ha proposto una serie di misure di coordinamento che consistono, sostanzialmente, nell'introdurre vincoli in MSD di cui tenere conto nelle eventuali negoziazioni su MI, in un contesto, quale quello vigente, in cui vi è identità concettuale tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate;
- con la deliberazione 535/2018/R/eel, l'Autorità ha rimandato ad una fase successiva l'adozione delle misure volte al coordinamento tra MSD e MI, nell'ambito del quadro di riforma del dispacciamento;
- con la consultazione TIDE, l'Autorità ha proposto di superare l'identità concettuale tra le negoziazioni commerciali in tutti i mercati dell'energia (MGP e MI) e la programmazione fisica delle unità abilitate e non abilitate, rispetto alla quale vengono determinati gli sbilanciamenti e a cui fanno riferimento le offerte per la partecipazione a MSD; tale separazione consentirebbe:
 - a) di superare l'attuale assetto in cui gli esiti delle sessioni del MGP e MI definiscono automaticamente i programmi di immissione e prelievo; l'attuale rigida sequenzialità dei mercati a vincoli semplificati (MGP e MI) e di quelli a vincoli reali (MSD, costituito da MSD ex-ante e dal Mercato di Bilanciamento - MB) non è strettamente necessaria ai fini della gestione del sistema da parte di Terna e non consente agli operatori di dichiarare i programmi (se diversi rispetto alle posizioni commerciali) che, anche tenendo conto dei vincoli fisici delle singole unità, intendono effettivamente mettere in atto (l'eventuale differenza tra programmi e posizione commerciale risulterebbe evidente solo dopo il tempo reale, sotto forma di sbilanciamenti effettivi), rendendo conseguentemente più difficoltosa e incerta la gestione del sistema da parte del gestore di rete;
 - b) di svolgere le sessioni del MGP e MI secondo le tempistiche previste a livello europeo, in quanto gli esiti di tali mercati definirebbero solo la posizione commerciale di un portafoglio di unità, mentre la programmazione fisica delle singole unità seguirebbe modalità diverse (sia in termini di tempistiche sia di necessità di rispettare o meno vincoli specifici) a seconda che l'unità da programmare sia o meno abilitata alla partecipazione a MSD;
- nella medesima consultazione TIDE, l'Autorità ha altresì evidenziato che le tempistiche stimabili per la piena attuazione della soluzione di regime di cui al precedente punto rendano necessario adottare un assetto che possa anticipare il recepimento parziale del modello richiamato al precedente punto e consentire l'estensione del progetto XBID alle frontiere italiane compatibilmente con i tempi della cosiddetta "Third wave".

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- il Regolamento CACM, all'articolo 9, comma 6, lettera i), nonché agli articoli 41 e 54, prevede che i NEMO presentino una proposta, previa consultazione, sui prezzi di equilibrio minimi e massimi armonizzati da applicarsi in tutte le zone di offerta che partecipano al *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero. La proposta tiene conto di una stima del valore del carico perso (*Value of Lost Load, VOLL*);

- di conseguenza ACER, con le decisioni 04/2017 e 05/2017, ha definito i prezzi minimi e massimi dei mercati dell'energia, pari a -500 €/MWh e +3000 €/MWh per il *coupling* del mercato del giorno prima e -9999 €/MWh e +9999 €/MWh per il *coupling* del mercato infragiornaliero.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- con deliberazione 350/2019/R/eel, l'Autorità ha dato mandato a Terna e al GME, per quanto di rispettiva competenza, di dare attuazione agli sviluppi e agli approvvigionamenti necessari, funzionali all'avvio del progetto XBID sulle frontiere italiane e al coordinamento tra MI e MSD, sulla base di indicazioni riportate nella parte motivazionale della medesima deliberazione;
- tra le varie indicazioni riportate nella parte motivazionale della deliberazione 350/2019/R/eel, si evidenziano le seguenti:
 1. *introduzione della negoziazione per "portafogli zonali"*: l'opportunità di prevedere che la partecipazione alla contrattazione continua nel progetto XBID possa avvenire, secondo la prassi più consolidata a livello europeo, anche sulla base di portafogli zonali, mantenendo comunque per gli operatori la facoltà di negoziazione per singola unità;
 2. *offerte bilanciate*: la possibilità di consentire nomine di segno opposto e a saldo nullo, su unità del medesimo portafoglio, al fine di mantenere la funzionalità oggi garantita in MI agli operatori per il tramite delle offerte bilanciate;
 3. *compatibilità tra volumi negoziati e disponibilità fisica*: la necessità di mantenere una correlazione tra i volumi commerciali e la disponibilità fisica del portafoglio e/o unità di ciascun operatore al fine di contenere le modifiche rispetto alle attuali modalità di gestione del *settlement* delle partite economiche nei confronti di GME e quindi favorire una più rapida implementazione; questa si deve tradurre in un limite alla negoziazione in vendita su XBID pari al margine residuo di ciascuna unità, in caso di partecipazione per unità, e alla somma dei margini residui di tutte le unità appartenenti ad un portafoglio, in caso di partecipazione per portafoglio. Il margine deve essere costantemente aggiornato a partire dalle negoziazioni su MGP e MI in asta, tenuto conto delle pre-nomine e degli intervalli di fattibilità definiti da Terna in MSD ex-ante;
 4. *compatibilità della pre-nomina con le negoziazioni concluse*: la necessità di prevedere che i volumi dichiarati in fase di pre-nomina (cioè i volumi all'ingresso delle sessioni di MSD ex-ante) debbano essere già disponibili nel portafoglio commerciale dell'operatore, in esito a negoziazioni svolte nel mercato a contrattazione continua, al fine di favorire una corretta programmazione delle unità abilitate e garantire a Terna un punto di partenza concreto per la fase di MSD ex-ante, limitando inoltre i rischi in capo agli operatori;
 5. *compatibilità della nomina con le negoziazioni concluse*: la necessità di prevedere che i volumi finali in immissione o in prelievo in esito alla nomina siano minori o uguali rispettivamente al saldo del portafoglio in vendita o in acquisto, attraverso dei vincoli nel processo di nomina, al fine di garantire una più agevole gestione

del rischio di esposizione del sistema ed evitare l'introduzione di ulteriori partite economiche verso GME;

6. *gestione del saldo commerciale*: la necessità di definire opportune modalità di gestione della possibile differenza (saldo) tra la posizione commerciale del portafoglio e le quantità nominate fisicamente sulle unità, ad esempio equiparando tale saldo agli sbilanciamenti effettivi valorizzati al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate risultante per la specifica zona a cui appartiene il portafoglio, prevedendo che la gestione del *settlement* di tale saldo sia regolata dal GME con i medesimi criteri previsti per lo sbilanciamento a programma che si genera nell'ambito della piattaforma dei conti energia;
7. *aggiornamento dell'assetto regolatorio*: l'opportunità di rinviare ad un successivo provvedimento, anche sulla base delle soluzioni implementative proposte da Terna e GME, le modifiche alla regolazione necessarie all'avvio del nuovo mercato infragiornaliero con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, alle modalità di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale e alle modalità di applicazione del corrispettivo di non arbitraggio.

CONSIDERATO, INOLTRE, CHE:

- l'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 79/99 prevede che il TIDME, predisposto dal GME, sia approvato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (ora Ministro della Transizione Ecologica), sentita l'Autorità;
- l'articolo 3, comma 3.4, del TIDME prevede che il GME elabori proposte di modifica del medesimo TIDME e le renda note, mediante pubblicazione sul proprio sito internet o altro mezzo idoneo, ai soggetti interessati, fissando un termine non inferiore a quindici giorni entro il quale gli stessi soggetti possono far pervenire eventuali osservazioni e che, tenuto conto delle osservazioni ricevute, il GME trasmetta le proposte di modifica, adeguatamente motivate, al Ministro per l'approvazione, sentita l'Autorità;
- con la comunicazione 19 aprile 2021, il Ministero della Transizione Ecologica ha richiesto all'Autorità il rilascio del parere circa le modifiche al TIDME funzionali all'implementazione del mandato di cui alla deliberazione 350/2019/R/eel sopra richiamato;
- le modifiche apportate dal GME al TIDME prevedono i seguenti elementi essenziali:
 8. *utilizzo della piattaforma comune XBID (Cross Border Intraday)*: essa è una piattaforma definita nell'ambito del progetto di cooperazione tra i gestori di mercato e i gestori di rete europei, per la gestione operativa delle sessioni dei mercati infragiornalieri a negoziazione continua;
 9. *introduzione delle CRIDA*: si tratta di un sistema di aste complementari per la valorizzazione della capacità residua rispetto alle precedenti allocazioni, ai sensi dell'articolo 63 del Regolamento (UE) 2015/1222;
 10. *introduzione del portafoglio zonale*: su XBID (non anche nelle CRIDA), nel caso di punti di dispacciamento in immissione oppure di importazione ed esportazione (cioè punti di dispacciamento per i quali l'energia elettrica è valorizzata tramite il

prezzo zonale) localizzati nella medesima zona di mercato, le negoziazioni possono avvenire tramite “portafogli” ossia tramite un’aggregazione dei richiamati punti; nel caso di unità di consumo non è previsto l’utilizzo del portafoglio zonale in quanto il punto di dispacciamento in prelievo è già riferito all’insieme dei punti di prelievo localizzati nella stessa zona di mercato; né è possibile costituire un portafoglio che include punti di dispacciamento per i quali l’energia elettrica è valorizzata in modo diverso (cioè in parte al PUN e in parte al prezzo zonale);

11. *definizione della Posizione Commerciale*: per ogni portafoglio zonale, essa è pari alla somma algebrica delle quantità di energia negoziate su XBID;
12. *introduzione della Piattaforma di Nomina (PN)*: essa consente di convertire le posizioni commerciali, risultanti dalle negoziazioni concluse dall’operatore su XBID, in corrispondenti variazioni di programmi (nomina) riferiti ai singoli punti di dispacciamento. Tali nomine, nei casi in cui non viene costituito un portafoglio, coincidono automaticamente con i risultati delle negoziazioni risultanti da XBID (nomine implicite), mentre, negli altri casi, vengono effettuate dagli operatori di mercato per ciascun punto di dispacciamento (nomine esplicite) nel rispetto dei vincoli eventualmente definiti (si veda, in particolare, il punto 17);
13. *saldo commerciale*: è definito per l’operatore di mercato, come la differenza oraria per portafoglio tra:
 - i. la somma delle nomine di cui al punto precedente delle unità afferenti al medesimo portafoglio e
 - ii. il saldo delle negoziazioni concluse sul XBID per il medesimo portafoglio;
14. *introduzione della definizione di prezzi minimi e massimi*: sono definiti i prezzi minimi e massimi dei mercati dell’energia ai sensi delle decisioni 04/2017 e 05/2017 di ACER sopra richiamate; ne consegue che sia rimossa la possibilità di formulare offerte senza indicazione di prezzo.

CONSIDERATO, ALTRESÌ, CHE:

- con lettera 18 maggio 2021, Terna, in attuazione della deliberazione 350/2019/R/eel, ha proposto di mantenere le attuali sottofasi di MSD ex ante, con pari articolazione temporale, consentendo la possibilità di modificare i propri programmi fino all’ora H-1 (cioè fino al termine del MI, quindi anche successivamente alla determinazione degli esiti di MSD ex-ante), nel rispetto di alcuni vincoli necessari per garantire la sicurezza del sistema elettrico, come di seguito specificato:
 15. *introduzione del “programma di riferimento”*: per garantire il funzionamento della fase di MSD ex-ante, che ha luogo in un periodo di tempo precedente alla chiusura del MI all’ora H-1, Terna propone un obbligo, per le unità abilitate e per le unità di produzione non abilitate connesse alla rete rilevante che compongono il portafoglio, di registrare sulla PN la variazione, in esito alle negoziazioni effettuate su XBID fino a quel momento, dei programmi risultanti dalla chiusura delle sessioni del MI in asta, in modo da presentare un programma aggiornato come punto di partenza per la fase di programmazione di MSD (cd. programma

di riferimento o programma intermedio cumulato). Nei casi in cui non venga costituito un portafoglio zonale, la variazione dei programmi risultanti dalla chiusura delle sessioni del MI in asta coincide con la posizione commerciale riferita al punto di dispacciamento e quindi il programma di riferimento è automaticamente definito;

16. *remunerazione delle offerte accettate su MSD*: Terna propone, in linea con quanto prospettato nella consultazione TIDE e in continuità con la situazione attuale, che le quantità selezionate da Terna su MSD ex-ante siano contestualmente remunerate, anziché attendere l'esito del MI (come inizialmente proposto da Terna prima della deliberazione 350/2019/R/eel);
17. *intervalli di fattibilità*: in esito a MSD, Terna, ove necessario, definisce anche i vincoli operativi per le unità abilitate, sotto forma di intervalli di fattibilità che il programma intermedio cumulato e il programma finale cumulato (cioè il programma disponibile all'ora H-1) dovranno rispettare. Tali intervalli vengono stabiliti in modo definitivo per le ore che non sono oggetto di ulteriori sottofasi di MSD ex-ante, mentre vengono formulati in via preliminare per le ore immediatamente successive (cioè quelle che saranno oggetto di una ulteriore sottofase di MSD ex-ante). Gli intervalli stabiliti in modo definitivo e gli intervalli formulati in via preliminare per le ore oggetto della sottofase di MSD ex-ante immediatamente successiva devono essere rispettati in sede di nomina.
Tali vincoli non vengono definiti per tutte le unità abilitate ma solo limitatamente ai casi e a quanto necessario per esigenze di esercizio in sicurezza del sistema elettrico; essi vengono altresì rivisti da Terna per tenere conto di subentrate avarie o disservizi dell'unità abilitata (tale revisione è operabile fin dall'avvio di XBID in relazione alle ore che saranno oggetto di una ulteriore sottofase di MSD ex-ante, mentre sarà operabile entro la fine di giugno 2022 per le ore che non sono oggetto di ulteriori sottofasi di MSD ex-ante al fine di consentire a Terna di implementare le modifiche necessarie ai propri sistemi informatici);
18. *modifica dei programmi fino all'ora H-1*: agli utenti del dispacciamento è consentito di modificare i propri programmi fino all'ora H-1, nel rispetto degli eventuali intervalli di fattibilità di cui al precedente punto; il programma risultante viene indicato con il nome di "programma finale cumulato".

CONSIDERATO, INFINE, CHE:

- il TAR Lombardia, con la sentenza 2347/14, ha annullato la deliberazione ARG/elt 181/11 nella parte in cui prevede che le unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento, ai fini del riconoscimento della priorità di dispacciamento, sono le unità di cogenerazione per le quali la grandezza E_{CHP} (cioè l'energia elettrica qualificabile come cogenerativa ad alto rendimento ai sensi della normativa vigente) risulti superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica della medesima unità di produzione. Il TAR Lombardia ha, in particolare, ritenuto che la deliberazione impugnata abbia introdotto un criterio di prevalenza non rinvenibile nelle norme e tale da determinare una limitazione agli impianti altrimenti qualificabili

come cogenerativi ad alto rendimento, sì da porsi in contrasto con la vigente disciplina;

- la sentenza 2347/14 del TAR Lombardia è stata successivamente confermata dalla Sezione VI del Consiglio di Stato, con la sentenza 5007/2017.

RITENUTO CHE:

- le modifiche alla Disciplina del TIDME siano coerenti con le previsioni contenute nella deliberazione 350/2019/R/eel sopra richiamate e sia di conseguenza opportuno esprimere, al Ministro della Transizione Ecologica, parere favorevole alle proposte di modifica di cui ai punti da 8. a 14., come predisposte dal GME;
- coerentemente con quanto previsto dall’Autorità con deliberazione 350/2019/R/eel e in linea con gli indirizzi prospettati nella consultazione TIDE, sia opportuno valorizzare il saldo commerciale al prezzo di sbilanciamento delle unità non abilitate risultante per la specifica zona a cui appartiene il portafoglio, prevedendo che la gestione del *settlement* di tale saldo sia regolata dal GME con i medesimi criteri previsti per lo sbilanciamento a programma che si genera nell’ambito della piattaforma dei conti energia;
- sia necessario prevedere che, in relazione agli intervalli di fattibilità, Terna trasmetta all’Autorità, con cadenza semestrale e fino a successive disposizioni, una rendicontazione dei vincoli introdotti e delle relative motivazioni, nonché di eventuali criticità rilevate (anche su segnalazione degli operatori) nella loro applicazione;
- sia opportuno valutare in un secondo momento, anche tenendo conto della rendicontazione di cui al precedente punto, l’opportunità di introdurre meccanismi di remunerazione dei possibili costi opportunità conseguenti ai vincoli introdotti da Terna. Tali meccanismi di remunerazione, eventualmente basati su opzioni presentate dagli operatori, potrebbero assumere rilievo nei casi in cui Terna avesse diverse alternative nell’imporre vincoli, durante le sessioni di MSD, in termini di successiva modificabilità dei programmi da parte degli operatori;
- sia necessario aggiornare la determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale, nonché i corrispettivi di non arbitraggio, affinché siano coerenti con il nuovo contesto caratterizzato dalla separazione (al momento solo su XBID) tra le negoziazioni commerciali e la programmazione fisica delle unità. Più in dettaglio, occorre tenere conto anche del saldo commerciale nel calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale e occorre estendere l’applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale anche al saldo commerciale;
- sia opportuno verificare positivamente le modifiche apportate da Terna al proprio Codice di rete, come proposte con lettera del 18 maggio 2021, in quanto coerenti con le previsioni contenute nella deliberazione 350/2019/R/eel, a condizione che siano ulteriormente aggiornate per recepire integralmente quanto disposto dal presente provvedimento e non già incluso nella proposta inviata;
- sia altresì necessario prevedere che Terna e GME definiscano, prima dell’operatività delle nuove piattaforme, le azioni di mitigazione e/o di back-up che potrebbero essere intraprese nei casi in cui, per cause imputabili ai sistemi informatici di Terna e/o del

GME e viste le tempistiche molto limitate a ridosso del tempo reale, Terna non riceva dal GME le nomine che gli operatori hanno effettuato o avrebbero dovuto effettuare sulla PN e/o i programmi cumulati finali;

- sia opportuno prevedere che, nei casi in cui si dovessero rivelare inefficaci le azioni di mitigazione e/o di back up di cui al precedente punto, vengano individuate soluzioni ultime di default definite a partire dai seguenti principi:
 - il saldo commerciale e gli sbilanciamenti effettivi siano determinati sulla base delle ultime nomine degli operatori e dei corrispondenti programmi cumulati finali ricevuti da Terna;
 - il prezzo di sbilanciamento (utilizzato per la valorizzazione sia del saldo commerciale sia degli sbilanciamenti effettivi) sia posto pari al prezzo zonale orario del mercato del giorno prima, al fine di tenere conto del fatto che le ultime nomine e programmi finali cumulati ricevuti da Terna non riflettono le nomine definitive effettuate dagli operatori;
- sia necessario emendare l'Allegato A alla deliberazione 111/06 per disciplinare gli aspetti connessi con l'introduzione del nuovo assetto del MI, con le nuove modalità di coordinamento tra MI e MSD, nonché con i nuovi limiti di prezzo; sia altresì opportuno rinviare a un successivo provvedimento l'aggiornamento del medesimo allegato derivante dal nuovo assetto del MI nelle parti afferenti alle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, al fine di consentire i necessari approfondimenti relativi ai contratti in essere;
- sia altresì opportuno aggiornare l'Allegato A alla deliberazione 111/06 tenendo conto delle ulteriori innovazioni nel frattempo subentrate, ivi incluse le sentenze intercorse

DELIBERA

1. di modificare l'Allegato A alla deliberazione 111/06 nei termini seguenti:
 - tutte le occorrenze delle parole “Gestore del mercato elettrico” oppure “GME” sono sostituite da “Gestore dei Mercati Energetici”;
 - agli Articoli 21.3, 26, 31, 49.2, inclusi i titoli, le parole “post-MA” sono sostituite dalle parole “finali cumulati”;
 - agli Articoli 38.1, lettera f, 39ter, inclusi i titoli, le parole “post-MA” sono eliminate;
 - agli Articoli 31 (incluso il titolo), 38.2, 41.2, 43.6 primo capoverso, le parole “mercato di aggiustamento” sono sostituite da “mercato infragiornaliero”;
 - agli Articoli 31.6, 43.6 lettere a) e b), le parole “mercato di aggiustamento” sono sostituite da “MI-CRIDA”;
 - all'Articolo 1:
 - la definizione di “insufficienza di offerta” è eliminata;
 - dopo la definizione di “impresa distributrice sottesca”, è inserita la seguente: **“intervallo di fattibilità** è, per una unità abilitata, l'intervallo di potenza entro cui devono essere compresi il programma intermedio cumulato di

- immissione o di prelievo e il programma finale cumulato di immissione o di prelievo della medesima unità abilitata;”;
- la definizione di “margine residuo a salire post-MA disponibile ai fini del PESSE” è sostituita dalla seguente: “**margine residuo a salire disponibile ai fini del PESSE** è per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione la differenza fra la potenza massima disponibile dell’unità di produzione ai fini del PESSE e il programma finale cumulato di immissione della medesima unità di produzione;”;
 - la definizione di “mercato elettrico” è sostituita dalla seguente: “**mercato elettrico** è l’insieme del mercato del giorno prima, del mercato di aggiustamento e del mercato per il servizio di dispacciamento; dall’1 novembre 2009, è l’insieme del mercato del giorno prima, del mercato infragiornaliero e del mercato per il servizio di dispacciamento;”;
 - la definizione di “mercato infragiornaliero” è sostituita dalla seguente: “**mercato infragiornaliero** è la sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica successiva al mercato del giorno prima. In esso si svolgono: (i) la negoziazione dell’energia in contrattazione continua, con la contestuale allocazione della capacità interzonale disponibile, ai sensi dell’articolo 51 del Regolamento (UE) 2015/1222 (di seguito: MI-XBID) (ii) aste complementari per la valorizzazione della capacità residua rispetto alle precedenti allocazioni, ai sensi dell’articolo 63 del Regolamento (UE) 2015/1222 (di seguito: MI-CRIDA);”;
 - dopo la definizione di “prelievo residuo di area” è aggiunta la seguente definizione: “**prezzo limite tecnico massimo (minimo)** è il prezzo massimo (minimo) dei mercati dell’energia come definito dalle Decisioni 04/2017 e 05/2017 adottate da ACER ai sensi dell’articolo 41 del Regolamento CACM;”;
 - dopo la definizione di “programma”, sono inserite le seguenti definizioni: “
 - **programma intermedio cumulato di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito a ciascuna delle sessioni del MI-CRIDA, alle nomine effettuate in esito al MI-XBID e, nel caso di unità abilitate, alle eventuali quantità accettate in esito all’ultima sottofase conclusa di MSD ex ante. Nel caso delle unità abilitate, il più recente programma intermedio cumulato disponibile prima dell’esecuzione di una determinata sottofase di MSD ex ante è considerato come il programma di riferimento per le offerte in quella specifica sottofase;
 - **programma intermedio cumulato di prelievo** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e per ciascun punto di dispacciamento di esportazione, il programma post-MGP cumulato di prelievo, come eventualmente modificato in esito a ciascuna delle sessioni del MI-CRIDA, alle nomine effettuate in esito al MI-XBID e,

nel caso di unità abilitate, alle eventuali quantità accettate in esito all'ultima sottofase conclusa di MSD ex ante. Nel caso delle unità abilitate, il più recente programma intermedio cumulato disponibile prima dell'esecuzione di una determinata sottofase di MSD ex ante è considerato come il programma di riferimento per le offerte in quella specifica sottofase;

- **programma finale cumulato di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito a ciascuna delle sessioni del MI-CRIDA, alle nomine finali effettuate in esito al MI-XBID e, nel caso di unità abilitate, alle eventuali quantità accettate in MSD ex ante;
- **programma finale cumulato di prelievo** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e per ciascun punto di dispacciamento di esportazione, il programma post-MGP cumulato di prelievo, come eventualmente modificato in esito a ciascuna delle sessioni del MI-CRIDA, alle nomine finali effettuate in esito al MI-XBID e, nel caso di unità abilitate, alle eventuali quantità accettate in MSD ex ante;”;
- la definizione di “programma vincolante modificato e corretto di immissione” è sostituita dalla seguente: “**programma vincolante modificato e corretto di immissione** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e per ciascun punto di dispacciamento di importazione, il programma finale cumulato di immissione, come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza;”;
- la definizione di programma vincolante modificato di prelievo” è sostituita dalla seguente: “**programma vincolante modificato di prelievo** è, per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo e per ciascun punto di dispacciamento di esportazione, il programma finale cumulato di prelievo, come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale;”;
- la definizione di “sufficienza di offerta” è eliminata;
- nella definizione di “unità di produzione di cogenerazione ad alto rendimento” le parole “e per cui la grandezza E_{CHP} , definita dai medesimi decreti, risulta superiore o pari alla metà della produzione totale lorda di energia elettrica della medesima unità di produzione” sono eliminate;
- la definizione di “VENF” è sostituita dalla seguente: “**VENF** è il valore dell'energia elettrica non fornita pari a 3.000 €/MWh;”;
- prima della definizione “decreto legislativo n. 387/03” sono aggiunte le seguenti definizioni: “**Regolamento CACM** è il Regolamento (UE) 2015/1222; **Decisione 04/2017** è la decisione n. 04/2017 di ACER del 14

novembre 2017 recante *Decision on the Nominated Electricity Market Operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single day-ahead coupling*; **Decisione 05/2017** è la decisione n. 05/2017 di ACER del 14 novembre 2017 recante *Decision on the Nominated Electricity Market Operators' proposal for harmonised maximum and minimum clearing prices for single intraday coupling*;"

- al comma 4.7 è corretto l'errore materiale (ripetizione delle parole "di cui");
- al comma 7.1, dopo la lettera e) è aggiunta la seguente: "f) i flussi informativi necessari alla registrazione, nell'ambito della Piattaforma di Nomina (PN), della variazione dei programmi di immissione e di prelievo a seguito delle negoziazioni sul MI-XBID.";
- al comma 21.1, le lettere a) e b) sono eliminate; dopo la lettera c) è aggiunta la seguente "d) i programmi vincolanti modificati e corretti in immissione e i programmi vincolanti modificati in prelievo, con segno opposto rispetto alla convenzione di cui all'Articolo 13;"
- all'Articolo 26, le parole "a seguito della chiusura del mercato di aggiustamento" sono sostituite dalle parole: "a seguito della fase di registrazione delle nomine sulla PN";
- all'Articolo 27, incluso il titolo, dopo le occorrenze delle parole "mercato per il servizio di dispacciamento" sono aggiunte le parole "e non già inclusi nei programmi finali cumulati";
- al comma 30.5 le parole "Ai fini della determinazione del valore complessivo delle offerte di acquisto e dell'accettazione delle medesime offerte, le offerte di acquisto senza indicazione di prezzo sono equiparate ad offerte con indicazione di prezzo pari a VENF. Il valore del VENF è pari a 3.000 €/MWh" sono eliminate;
- il comma 30.5bis è sostituito dal seguente: "Terna, per ciascun periodo rilevante e per ciascuna zona, presenta un'offerta virtuale di vendita nel mercato del giorno prima così strutturata:
 - la quantità offerta è pari alla somma delle quantità oggetto di offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima, al prezzo limite tecnico massimo, da unità di consumo con riferimento al medesimo periodo rilevante;
 - il prezzo offerto è pari al prezzo limite tecnico massimo.";
- al comma 30.6, lettera b), le parole "a prezzo nullo e ad offerte di acquisto senza indicazione di prezzo" sono sostituite da: "al prezzo limite tecnico minimo e ad offerte di acquisto al prezzo limite tecnico massimo previsti sul mercato del giorno prima";
- il comma 31.3 è sostituito dal seguente: "Ai fini dello svolgimento del MI-CRIDA, Terna comunica al Gestore dei Mercati Energetici, entro il termine stabilito nella Disciplina del mercato, i margini residui di scambio di energia elettrica rispetto ai limiti ammissibili di trasporto tra le zone in ciascun periodo rilevante, risultanti in esito al mercato del giorno prima, alle precedenti CRIDA o alle precedenti fasi del MI-XBID. Ai fini dello svolgimento del MI-XBID, i

- marginari residui di scambio di energia elettrica rispetto ai limiti ammissibili di trasporto tra le zone in ciascun periodo rilevante, risultanti in esito al mercato del giorno prima, alle precedenti CRIDA o alle precedenti fasi del MI- XBID, sono comunicati da TERNA ed acquisiti dal Gestore dei Mercati Energetici secondo le procedure operative del XBID.”;
- il comma 31.4 è sostituito dal seguente: “Il Gestore dei Mercati Energetici:
 - a. accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel MI-CRIDA nel rispetto dei margini residui di scambio di energia tra le zone cui al comma 31.3, con l’obiettivo di massimizzare il valore netto delle transazioni;
 - b. accetta le offerte di acquisto e di vendita presentate nel MI-XBID che risultino abbinabili tra loro sulla base della capacità infragionaliera nel rispetto dei margini residui di scambio di energia tra le zone cui al comma 31.3.”;
 - il comma 31.5 è sostituito dal seguente: “Ai fini di quanto previsto dal comma 31.4, lettera a., per valore netto delle transazioni si intende la differenza fra il valore complessivo delle offerte di acquisto e il valore complessivo delle offerte di vendita.”;
 - il comma 31.5bis è soppresso;
 - al comma 31.7 le parole “In presenza” sono sostituite da: “Nel MI-CRIDA, in presenza”;
 - dopo il comma 31.7 è aggiunto il seguente comma: “31.7bis Nel MI-XBID, in presenza di più offerte caratterizzate dallo stesso prezzo, si applica la priorità temporale di immissione dell’offerta.”;
 - al comma 31.10 le parole “offerte di vendita a prezzo nullo e offerte di acquisto senza indicazione di prezzo” sono sostituite da “offerte di vendita al prezzo limite tecnico minimo e offerte di acquisto al prezzo limite tecnico massimo”;
 - dopo il comma 31.10 è aggiunto il seguente comma “31.11 Nel corso di ciascuna fase di negoziazione del MI-XBID, nonché al termine della stessa, per ciascun operatore il Gestore dei Mercati Energetici definisce le posizioni commerciali dei relativi portafogli zonali, come somma algebrica tra le quantità di energia oggetto delle offerte abbinare in acquisto e le quantità di energia oggetto delle offerte abbinare in vendita.”;
 - dopo l’Articolo 31 è aggiunto il seguente: “

Articolo 31bis

Piattaforma di nomina

- 31bis.1 Il Gestore dei Mercati Energetici organizza una piattaforma di nomina (PN) per la nomina delle posizioni commerciali di cui al comma 31.11, ai sensi di quanto previsto dalla Disciplina del mercato.
- 31bis.2 A seguito delle negoziazioni sul MI-XBID, le nomine che concorrono alla determinazione dei programmi dei punti di dispacciamento vengono registrate sulla PN.
- 31bis.3 Il Gestore dei Mercati Energetici verifica che, per ogni punto di

dispacciamento incluso in un portafoglio, la registrazione di cui al comma 31bis.2 sia compatibile con gli intervalli di fattibilità di cui al comma 32.4. In caso contrario, il Gestore dei Mercati Energetici rettifica la variazione dei programmi al fine di garantire che il corrispondente programma intermedio cumulato nonché il corrispondente programma finale cumulato siano compresi nell'intervallo di fattibilità.

31bis.4 Il Gestore dei Mercati Energetici determina, per ciascun operatore di mercato in relazione al corrispondente portafoglio zonale, il saldo commerciale come la somma algebrica tra la somma dei programmi di cui al comma 31bis.2 e la posizione commerciale di cui al comma 31.11. Tale somma algebrica costituisce una transazione in acquisto o in vendita da parte dell'operatore titolare del portafoglio nei confronti del Gestore dei Mercati Energetici e, in particolare:

- una transazione di acquisto, qualora tale somma sia minore di zero;
- una transazione di vendita, qualora tale somma sia maggiore di zero.

31bis.5 Le transazioni in acquisto o in vendita di cui al comma 31bis.4 sono attribuite all'operatore di mercato titolare del portafoglio. Qualora le garanzie prestate dall'operatore di mercato al Gestore dei Mercati Energetici non siano congrue, tali transazioni sono attribuite a Terna.”;

- all'articolo 32, il titolo è sostituito dal seguente: “Criteri di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato per il servizio di dispacciamento”;
- il comma 32.1 è soppresso;
- al comma 32.4, dopo le parole “per il servizio di dispacciamento” sono aggiunte le parole “e gli intervalli di fattibilità”;
- al comma 32.5, le parole “i programmi post-MSD-ex-ante di immissione e di prelievo” sono sostituite da: “le offerte di acquisto e di vendita accettate nel medesimo mercato”;
- al comma 38.2 le parole “Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza” sono sostituite da: “Entro il termine stabilito dalla Convenzione tra Terna e il Gestore dei Mercati Energetici”;
- al comma 38.3 le parole “Entro il giorno dieci (10) del secondo mese successivo a quello di competenza” sono sostituite da “Entro il termine stabilito dal Regolamento C.E.T.”;
- all'Articolo 39.1 la formula è modificata come segue:

$$QSbil_h^z = - \sum_{j \in UC^z} Puc_h^{j,z} - \sum_{i \in UP^z} Pup_h^{i,z} - \sum_{k \in Z_c^z} P f_h^{z,k} + \sum_{y \in Y^z} SC_h^y$$

- all'Articolo 39.1 dopo la lettera f) sono aggiunte le seguenti “g) Y^z è l'insieme dei portafogli y , localizzati nella macrozona z ; h) SC_h^y , per ogni portafoglio $y \in$

Y^z , è la somma algebrica di cui al comma 31bis.4 associata al portafoglio y nel periodo rilevante h , nella macrozona z .”;

- dopo l’articolo 39ter, è aggiunto il seguente articolo: “

Articolo 39quater

Corrispettivo complessivo per la valorizzazione del saldo commerciale

39quater.1 Per ciascun periodo rilevante e per ciascun portafoglio di unità di produzione, qualora costituito ai fini della partecipazione a MI-XBID, l’operatore di mercato riceve dal Gestore dei Mercati Energetici, se positivo, o paga al Gestore dei Mercati Energetici, se negativo, il corrispettivo complessivo per la valorizzazione del saldo commerciale, pari al prodotto tra:

- a) il saldo commerciale di cui al comma 31bis.4, attribuito all’operatore di mercato;
- b) la somma de:
 1. il prezzo di sbilanciamento di cui al comma 40.3;
 2. il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario di cui al comma 41bis.1.

39quater.2 Il Gestore dei Mercati Energetici paga a Terna o riceve da Terna il saldo degli importi rispettivamente incassati o pagati ai sensi del comma 39quater.1.”;

- ai commi 41.1 e 41bis.1 le parole “Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza,” sono eliminate;
 - al comma 43.1 le parole “Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza,” sono sostituite da “Entro il termine definito dal Regolamento C.E.T.”;
 - al comma 52.2, lettera c), le parole “post-MSD-ex-ante” sono sostituite da “finali cumulati”;
 - al comma 53.7 le parole “ai sensi del comma 36.1 del Testo integrato della disciplina del mercato elettrico” sono sostituite da “ai sensi della Disciplina del mercato;”;
 - ai commi 55.1 e 55.2 le parole “e nel mercato di aggiustamento” sono eliminate;
2. di prevedere che, in relazione agli intervalli di fattibilità, Terna trasmetta all’Autorità, con cadenza semestrale e fino a successive disposizioni, una rendicontazione dei vincoli introdotti e delle relative motivazioni, nonché di eventuali criticità rilevate nella loro applicazione;
 3. di verificare positivamente le modifiche apportate da Terna al proprio Codice di rete, come proposte con la lettera del 18 maggio 2021, a condizione che siano ulteriormente aggiornate per recepire integralmente quanto disposto dai precedenti punti e non già incluso nella proposta inviata;
 4. di formulare, al Ministro della Transizione Ecologica, parere favorevole alle proposte di modifica del TIDME di cui alla lettera del 19 aprile 2021, predisposte dal GME;

5. di prevedere che Terna e GME, prima dell'operatività delle nuove piattaforme, definiscano azioni di mitigazione e/o di back-up che potrebbero essere intraprese nei casi in cui, per cause imputabili ai sistemi informatici di Terna e/o del GME e viste le tempistiche molto limitate a ridosso del tempo reale, Terna non riceva dal GME le nomine che gli operatori hanno effettuato o avrebbero dovuto effettuare sulla PN e/o i programmi cumulati finali;
6. di prevedere che nei casi in cui si dovessero rivelare inefficaci le azioni di mitigazione e/o di back up di cui al punto 5, vengano adottate soluzioni di default basate sui seguenti principi:
 - il saldo commerciale e gli sbilanciamenti effettivi siano determinati sulla base delle ultime nomine degli operatori e dei corrispondenti programmi cumulati finali ricevuti da Terna;
 - il prezzo di sbilanciamento sia posto pari al prezzo zonale orario del mercato del giorno prima;
7. di prevedere che il presente provvedimento abbia effetti a decorrere dall'adesione dei confini zonal italiani al *coupling* infragiornaliero europeo, come stabilita in modo coordinato dai partner del progetto XBID;
8. di trasmettere il presente provvedimento a Terna S.p.A., al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. e al Ministro della Transizione Ecologica;
9. di pubblicare il presente provvedimento, nonché il testo dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, come risultante dalle modifiche, sul sito internet dell'Autorità www.arera.it

25 maggio 2021

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini