

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
129/2025/R/EEL**

**ULTERIORI MODIFICHE AL TIDE PER LA FASE DI
CONSOLIDAMENTO E MODALITÀ DI ATTUAZIONE DEL
DECRETO FER X TRANSITORIO**

Mercato di incidenza: energia elettrica

27 marzo 2025

Premessa

Il presente documento per la consultazione illustra le ulteriori modifiche che l'Autorità intende apportare al Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) per l'implementazione della fase di implementazione di consolidamento (dall'1 febbraio 2026) con riferimento alla remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere, in coerenza con l'estensione della remunerazione della mancata produzione a tutte le fonti rinnovabili non programmabili disposta con la deliberazione 128/2025/R/efr, e all'abilitazione delle risorse per il Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento.

Per quanto concerne gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che accedono al nuovo meccanismo di supporto di cui al decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio), è intenzione dell'Autorità prevederne l'abilitazione al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (in coerenza con quanto previsto dal decreto stesso) sulla base delle disposizioni generali previste dal TIDE, nel rispetto del principio di neutralità tecnologica che caratterizza il quadro regolatorio relativo all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali. Sono necessari solamente alcuni interventi attuativi relativi alle unità che intendono abilitarsi in modo aggregato nell'ambito di Unità Virtuali Abilitate. Tali orientamenti sono anch'essi oggetto del presente documento, unitamente alle modalità di determinazione dei pagamenti associati all'energia producibile a cura del GSE.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità le proprie osservazioni e proposte in forma scritta, compilando l'apposito modulo interattivo disponibile sul sito internet dell'Autorità o, in alternativa, all'indirizzo di posta elettronica certificata (protocollo@pec.arera.it) **entro il 22 aprile 2025**.*

Si rinvia all'Informativa sul trattamento dei dati personali contenuta nel presente documento per l'indicazione delle modalità di trattamento dei dati personali.

Le osservazioni pervenute potranno essere pubblicate sul sito internet dell'Autorità al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per motivate esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o della documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti sono da considerare riservate e non possono essere divulgate, evidenziando in apposite appendici le parti che si intendono sottrarre alla pubblicazione. In tale caso i soggetti interessati dovranno inviare su supporto informatico anche la versione priva delle parti riservate, destinata alla pubblicazione qualora la richiesta di riservatezza sia accolta dagli Uffici dell'Autorità. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata quale richiesta di pubblicazione in forma anonima o di non divulgazione dei contributi inviati.

In assenza di richieste di salvaguardia di riservatezza o segretezza e/o in caso di mancato invio delle versioni omissate le osservazioni sono pubblicate in forma integrale.

Autorità di regolazione per energia reti e ambiente
Direzione Mercati Energia
Unità Mercati all'Ingrosso e Dispacciamento Elettrico
Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano
Tel. 02-65565290
e-mail: protocollo@pec.arera.it
sito internet: www.arera.it

INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

La disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'ARERA è contenuta nella deliberazione n. 649/2014/A. Ai sensi dell'articolo 4.2 della disciplina in parola, l'ARERA non riceve contributi anonimi.

1. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Piazza Cavour 5, 20121, Milano, e-mail: info@arera.it, PEC: protocollo@pec.arera.it, centralino: +39 02655651.

Per ogni chiarimento rispetto al trattamento oggetto della presente informativa è possibile contattare il Responsabile della Protezione dei dati (RPD) all'indirizzo email rpd@arera.it, oppure scrivendo agli indirizzi del Titolare, all'attenzione del RPD. Le richieste saranno riscontrate nei termini di cui all'articolo 12 del GDPR.

2. Categorie di dati trattati, base giuridica e finalità del trattamento

Ai fini della partecipazione alla presente consultazione pubblica sono richiesti unicamente nome, cognome e indirizzo email professionale del rispondente per conto del soggetto partecipante alla procedura.

Si invita a non inserire dati personali, o informazioni che comunque consentano di rivelare l'identità del rispondente o di terzi, nel corpo del contributo inviato, ivi inclusa l'eventuale firma olografa del rappresentante legale del rispondente. L'Autorità non risponde dell'eventuale pubblicazione di tali dati, anche nell'ipotesi in cui siano contenuti nella ragione sociale o nella denominazione del partecipante alla consultazione.

Il trattamento di tali dati personali è svolto esclusivamente per lo svolgimento di compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di competenza dell'Autorità ai sensi della normativa vigente. Il trattamento è effettuato ai sensi dell'articolo 6, par. 1, lett. e), del GDPR.

3. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

I dati personali indicati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza, nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato.

4. Tempi di conservazione

I dati personali saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

5. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati personali conferiti ai fini della partecipazione alla consultazione, come individuati al precedente punto 2, non saranno diffusi o comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale non saranno oggetto di pubblicazione.

6. Diritti dell'interessato

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità agli indirizzi sopra indicati.

Gli interessati, ricorrendone i presupposti, hanno altresì il diritto di proporre reclamo al Garante per la protezione dei dati personali, quale autorità di controllo, o di adire le opportune sedi giudiziarie.

INDICE

1	<i>Organizzazione del documento</i>	6
2	<i>Il decreto FER X transitorio</i>	8
3	<i>Il quadro regolatorio definito dal TIDE</i>	10
	3.a Partecipazione al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento	10
	3.b Servizio di modulazione straordinaria a scendere	17
4	<i>Orientamenti dell’Autorità in relazione al servizio di modulazione straordinaria a scendere</i>	22
	4.a Premessa	22
	4.b Determinazione dell’energia oggetto di modulazione e conseguenti effetti sugli sbilanciamenti	22
	4.c Remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere	26
	4.d Penalizzazione per mancata erogazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere	28
5	<i>Orientamenti dell’Autorità sulla coerenza della baseline</i>	29
6	<i>Orientamenti dell’Autorità in merito alla non corretta esecuzione delle movimentazioni richieste sul MBR</i>	30
7	<i>Orientamenti dell’Autorità in relazione all’abilitazione degli impianti oggetto del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio</i>	31
	7.a Premessa	31
	7.b Modalità di abilitazione al MBR	31
	7.c Qualifica per il servizio di modulazione straordinaria a scendere	35
	7.d Identificazione delle UP in caso di potenziamento di impianti esistenti e di rifacimento	35
	7.e Applicazione dell’articolo 11, comma 6, del decreto FER X transitorio	36
8	<i>Orientamenti dell’Autorità in relazione alla determinazione dell’energia elettrica producibile</i>	41
	<i>Riepilogo delle proposte di modifiche formulate nel documento per la consultazione e relativa decorrenza</i>	43

1 Organizzazione del documento

- 1.1 Il servizio di dispacciamento elettrico, nel quale ricade la partecipazione al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (di seguito: MBR), è regolato da gennaio 2025 dal Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE), approvato dall’Autorità con la deliberazione 345/2023/R/eel e successivamente aggiornato fino ad arrivare alla versione corrente (cosiddetta versione 3), approvata con la deliberazione 539/2024/R/eel.
- 1.2 La fase transitoria di implementazione del TIDE ha preso avvio lo scorso 1 gennaio con il passaggio ad un *Imbalance Settlement Period* (di seguito: ISP) a 15 minuti, il superamento del Prezzo Unico Nazionale con applicazione di una componente compensativa e l’introduzione della piattaforma di nomina relativamente all’intero ammontare dell’energia scambiata sul Mercato del Giorno Prima (di seguito: MGP) e sul Mercato Infragiornaliero e non più solamente per l’energia scambiata sulla piattaforma XBID. L’erogazione dei servizi ancillari nazionali globali continua, invece, a seguire la prassi in essere al 31 dicembre 2024, con coincidenza dei ruoli di *Balancing Service Provider* (di seguito: BSP) e *Balance Responsible Party* (di seguito: BRP) per le unità abilitate singolarmente e l’applicazione del Regolamento UVA (sviluppato nell’ambito dei progetti pilota di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel) per le unità abilitate in modo aggregato.
- 1.3 Dall’1 febbraio 2026 prenderà avvio la fase di consolidamento del TIDE con separazione dei ruoli di BSP e BRP per tutte le unità (ad eccezione dei soli impianti essenziali per la sicurezza del sistema nei regimi ordinario e di reintegrazione dei costi) e relativo *settlement* con applicazione dei corrispettivi di mancata movimentazione e di compensazione previsti dalla Sezione 3-22 “Corrispettivi per le movimentazioni” del TIDE.
- 1.4 L’Autorità, con il documento per la consultazione 50/2025/R/eel, ha già illustrato i propri orientamenti in merito ad alcune modifiche da apportare per la fase di consolidamento del TIDE relativamente alle modalità di approvvigionamento della *Frequency Containment Reserve* (di seguito: FCR) con criteri di mercato, alla classificazione delle Unità di Produzione (di seguito: UP), alla stipula del contratto di dispacciamento in immissione, alla definizione dei servizi ancillari e ad alcuni aspetti legati all’operatività delle Unità Virtuali Abilitate (di seguito: UVA).
- 1.5 Nel presente documento per la consultazione, l’Autorità intende illustrare alcune ulteriori modifiche relative alla remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere (ipotizzate per dare continuità, nel nuovo quadro regolatorio previsto dal TIDE alla remunerazione della mancata produzione attualmente prevista dalla deliberazione ARG/elt 5/10 che, con la deliberazione 128/2025/R/efr, è stata estesa a tutte le fonti rinnovabili non programmabili), nonché fornire ulteriori precisazioni in merito alla determinazione della *baseline* e alle penalizzazioni in caso di non corretta esecuzione delle movimentazioni disposte sul MBR.

- 1.6 In aggiunta, in data 28 febbraio 2025 è entrato in vigore il decreto del Ministro dell’Ambiente e della Sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (di seguito: decreto FER X transitorio) che prevede l’obbligo di partecipazione al MBR per gli impianti, alimentati da fonti rinnovabili, di potenza superiore a 1 MW, che beneficeranno degli strumenti di supporto definiti dal medesimo decreto; la partecipazione al MBR degli impianti di potenza non superiore a 1 MW è facoltativa.
- 1.7 L’Autorità ritiene in generale che l’abilitazione al MBR degli impianti che beneficeranno degli strumenti di supporto del decreto FER X transitorio debba seguire le stesse regole generali previste dal TIDE. Sono, tuttavia, necessarie alcune modifiche relativamente alla composizione degli aggregati e alla gestione delle offerte al fine di poter dare attuazione a quanto previsto dal decreto stesso in materia di pagamenti da parte del GSE in presenza di taglio della produzione o prezzi nulli o negativi su MGP.
- 1.8 Entrando nel merito del documento:
- a) il Capitolo 2 riporta una sintesi delle disposizioni del decreto FER X transitorio rilevanti ai fini del presente documento per la consultazione;
 - b) il Capitolo 3 riporta una sintesi delle disposizioni del TIDE rilevanti ai fini del presente documento per la consultazione;
 - c) nel Capitolo 4 sono illustrati gli orientamenti dell’Autorità in relazione al servizio di modulazione straordinaria a scendere;
 - d) nel Capitolo 5 sono illustrati gli orientamenti dell’Autorità in relazione alla coerenza della *baseline* per le UVA;
 - e) nel Capitolo 6 sono illustrati gli orientamenti dell’Autorità in relazione alla sospensione dell’abilitazione in caso di non corretta esecuzione delle movimentazioni di cui al MBR;
 - f) nel Capitolo 7 sono illustrati gli orientamenti dell’Autorità in tema di abilitazione degli impianti che beneficiano degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio;
 - g) nel Capitolo 8 sono illustrati gli orientamenti dell’Autorità in relazione alla determinazione dell’energia elettrica producibile dagli impianti che beneficiano degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio.
- 1.9 Come chiarito nel seguito del documento, alcune proposte saranno immediatamente applicabili, mentre altre potranno decorrere solamente dall’avvio della fase di consolidamento del TIDE (1 febbraio 2026). Tutte le modifiche, incluse quelle derivanti dal documento per la consultazione 50/2025/R/eel, saranno comunque approvate con un unico provvedimento al fine da un lato di fornire un quadro regolatorio completo delle disposizioni inerenti al servizio di dispacciamento per la fase di consolidamento e dall’altro di consentire ai produttori che intendono accedere agli strumenti di supporto previsti dal decreto FER X transitorio di avere tutte le informazioni necessarie per l’abilitazione dei propri impianti al MBR.

2 Il decreto FER X transitorio

- 2.1 Il decreto FER X transitorio, in attuazione delle disposizioni di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/2021, definisce un meccanismo di supporto per la produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività del mercato (solari fotovoltaici, eolici, idroelettrici, e di trattamento di gas residuati dai processi di depurazione) per l'anno 2025.
- 2.2 Il decreto si applica anche agli interventi di rifacimento integrale e parziale e di potenziamento di impianti esistenti, fermo restando che, per questi ultimi, l'accesso al meccanismo di supporto è consentito limitatamente alla nuova sezione di impianto ascrivibile al potenziamento.
- 2.3 Gli impianti ammessi al meccanismo di supporto:
- a) nel caso di potenza nominale fino a 200 kW, ricevono il prezzo di aggiudicazione, in forma di tariffa onnicomprensiva, da applicarsi all'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (*feed in tariff*); per questi impianti l'energia netta immessa in rete è ritirata direttamente dal GSE (che agisce in qualità di BRP); è data facoltà ai produttori di optare in alternativa per il regime di cui alla successiva lettera b);
 - b) nel caso di potenza nominale superiore a 200 kW, ricevono o versano un corrispettivo, per l'energia elettrica prodotta netta immessa in rete (che resta nella disponibilità del produttore), pari alla differenza, rispettivamente positiva o negativa, tra il prezzo di aggiudicazione e il prezzo di riferimento individuato nel prezzo del MGP determinato nel periodo rilevanti delle transazioni e nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato (*feed in premium* variabile a due vie); per questi impianti l'energia prodotta rimane nella disponibilità del produttore che provvede autonomamente alla valorizzazione sul mercato (operando direttamente come BRP e operatore di mercato o avvalendosi di soggetti terzi).
- Nel caso di impianti aventi potenza nominale superiore o uguale a 1 MW, il prezzo di aggiudicazione viene stabilito in esito a procedure competitive bandite dal GSE, mentre nel caso di impianti con potenza nominale inferiore a 1 MW il prezzo di aggiudicazione è definito dall'Autorità.
- 2.4 Il decreto prevede, tra l'altro, l'obbligo di partecipazione al MBR per gli impianti di potenza superiore ad 1 MW (cfr. articolo 3, comma 2, lettera d)); la partecipazione al MBR per gli impianti di potenza non superiore a 1 MW, invece, è facoltativa (cfr. articolo 11, comma 5).
- 2.5 Inoltre, l'articolo 11, comma 6, prevede che il GSE calcoli l'ammontare dei pagamenti, anziché sulla base dell'energia elettrica prodotta immessa in rete:
- a) sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di:

- i. impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti, anche al di fuori del MBR, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai gestori stessi;
- ii. impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini di dispacciamento disposti da Terna sul MB e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento mediante l'accettazione di offerte a scendere che detti impianti sono obbligati a presentare a prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di dover procedere al taglio della produzione da impianti oggetto del decreto medesimo per garantire la sicurezza del sistema, come comunicati con adeguato anticipo da Terna;

in tali casi, per impianti che accedono per il tramite di procedure competitive, l'ammontare dei pagamenti include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine, limitatamente ai volumi oggetto di taglio e secondo le modalità e le disposizioni disciplinate all'interno delle regole operative definite dal GSE ai sensi dell'articolo 12 del decreto. Per gli impianti di cui al punto ii. il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine si applica nei limiti di quanto non già coperto dai corrispettivi riconosciuti per la selezione delle offerte a scendere;

- b) sulla base del minimo tra l'energia producibile e la somma del programma in entrata nel MB e della potenza offerta a prezzo nullo, o negativo, a salire sul MB, nei casi di prezzi zionali nulli o negativi sul MGP; in tali casi, per gli impianti che accedono al meccanismo di supporto definito dal decreto per il tramite di procedure competitive, l'ammontare dei pagamenti, include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie d'origine, secondo le modalità e le disposizioni disciplinate all'interno delle regole operative definite dal GSE ai sensi all'articolo 12 del decreto, nei limiti della differenza se positiva tra l'energia producibile e il programma in esito al MB.

2.6 A tal fine, l'articolo 11, comma 9, prevede che, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto (i.e. entro il 29 maggio 2025), l'Autorità definisca la regolazione tecnica e le modalità procedurali da applicare ai fini dei pagamenti sulla base delle precedentemente citate disposizioni, con particolare riferimento a:

- a) le modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto;
- b) le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti al MBR, nonché i criteri per l'attuazione e la verifica dell'assolvimento dei relativi obblighi di offerta.

2.7 Inoltre, l'articolo 11, comma 7, prevede che, per gli impianti non soggetti all'obbligo di partecipazione al MBR (cioè gli impianti di potenza fino a 1 MW) e

che non partecipano volontariamente allo stesso MBR, si applicano esclusivamente le previsioni di cui alla lettera a), punto i) del punto 2.5. Inoltre, nel caso in cui gli impianti non soggetti all'obbligo di partecipazione al MBR abbiano una potenza uguale o superiore a 200 kW e fino a 1 MW, l'erogazione dei prezzi di aggiudicazione è sospesa nei periodi rilevanti in cui si registrino sul MGP prezzi pari a zero o negativi.

- 2.8 Infine, l'articolo 11, comma 8, prevede che, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, i diritti e gli obblighi previsti dal medesimo decreto si applichino limitatamente al 95 per cento dell'energia prodotta dagli impianti, mentre il 5 per cento dell'energia prodotta rimane nella disponibilità del produttore senza alcun vincolo o obbligo, ma anche senza alcun meccanismo di supporto.

3 Il quadro regolatorio definito dal TIDE

3.a Partecipazione al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento

3.1 Il MBR racchiude:

- a) l'*Integrated Scheduling Process* (a sua volta articolato nella fase MSD, suddivisa in più sottofasi eseguite prima del periodo di consegna, e la fase MB, eseguita in prossimità del tempo reale), sviluppato a livello nazionale e in cui Terna, in coerenza con il modello *Central Dispatch*, provvede all'attivazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari nazionali globali e per il ridispacciamento in modo co-ottimizzato;
- b) le piattaforme europee per lo scambio dei prodotti di bilanciamento, sviluppate a livello UE che Terna è tenuta ad utilizzare in via prioritaria per garantire il bilanciamento in tempo reale del sistema¹.

- 3.2 Al MBR possono partecipare le UP, le Unità di Consumo (di seguito: UC), le Unità di Importazione (di seguito: UI) e le Unità di Esportazione (di seguito: UE) singolarmente (in qualità di Unità Abilitate Singolarmente, di seguito: UAS) o tramite aggregato (in qualità di UVA). Il perimetro di aggregazione può essere nodale (e, in tal caso, le UVA prendono il nome di UVA Nodali, di seguito: UVAN) o zonale (in questo caso le UVA prendono il nome di UVA Zonali, di seguito: UVAZ). Le UVAZ possono presentare offerte esclusivamente con riferimento ai prodotti standard scambiati sulle piattaforme europee di bilanciamento, mentre le UAS e le UVAN partecipano anche all'*Integrated Scheduling Process* in quanto il

¹ Si ricorda che attualmente Terna non partecipa operativamente ad alcuna piattaforma in quanto la partecipazione alla piattaforma PICASSO è momentaneamente sospesa ai sensi della deliberazione 60/2024/R/eel e non è stata ancora avviata la partecipazione alla piattaforma MARI (il cui piano di lavoro è stato approvato con la deliberazione 174/2024/R/eel). La partecipazione operativa di Terna alla piattaforma TERRE, invece, è stata definitivamente sospesa con la deliberazione 449/2024/R/eel.

perimetro nodale permette di fornire anche il ridispacciamento (la cui fornitura è obbligatoria per partecipare in tale contesto). L'abilitazione può essere richiesta anche solo per un servizio ancillare nazionale globale eventualmente in modo asimmetrico (solo a salire, solo a scendere oppure sia a salire che a scendere ma con semibande con valore assoluto diverso).

- 3.3 I requisiti tecnici per l'abilitazione e la fornitura di ciascun servizio ancillare nazionale globale e del ridispacciamento sono definiti da Terna nel Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (di seguito: Codice di rete). Come ulteriore vincolo, inoltre, la versione del Codice di rete positivamente verificata con la deliberazione 499/2024/R/eel prevede che 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.
- 3.4 L'effettiva esecuzione delle movimentazioni disposte sul MBR è verificata a partire dalla relativa *baseline*: Quest'ultima:
- a) in caso di UAS, è pari alla nomina (relativa al programma di immissione o di prelievo), effettuata dal BSP, più recente disponibile sulla piattaforma di nomina di GME;
 - b) in caso di UVAN, è pari alla sommatoria delle nomine, effettuate dal BSP², delle Unità Virtuali Nodali (di seguito: UVN) che costituiscono l'UVAN;
 - c) in caso di UVAZ, è definita da Terna a partire dalle misure in tempo reale per le UP, UC, UI ed UE incluse nell'UVAZ stessa, secondo le modalità riportate nel Codice di rete; in questo caso, infatti, non esiste una nomina direttamente utilizzabile, in quanto le Unità Virtuali Zonali (di seguito: UVZ), le Unità Virtuali di Importazione (di seguito: UVI) e le Unità Virtuali di Esportazione (di seguito: UVE) a cui appartengono le UP, UC, UI e UE incluse nell'UVAZ comprendono anche risorse non abilitate; nel documento per la consultazione 50/2025/R/eel l'Autorità ha, tuttavia, proposto un approccio ibrido per la *baseline* delle UVAZ in cui il calcolo di Terna possa essere integrativo di una prima comunicazione effettuata dal BSP.
- 3.5 Le offerte sul MBR sono presentate dai BSP responsabili delle proprie UAS e/o UVA e rappresentano la disponibilità dei BSP a modificare le immissioni e prelievi delle unità nella loro responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali o del ridispacciamento. Tali offerte sono attivate direttamente sull'*Integrated Scheduling Process* (UAS o UVAN) o convertite in offerte da attivare sulle piattaforme di bilanciamento (UAS, UVAN e UVAZ). Qualora accettate da Terna, le offerte vengono valorizzate secondo il meccanismo *pay-as-bid* se attivate sull'*Integrated Scheduling Process* o a prezzo marginale se attivate sulle piattaforme di bilanciamento, concorrendo, di conseguenza, a formare il

² Per le UAS e le UVN, le nomine sono effettuate dai BSP (e non dai BRP) in quanto esse costituiscono la base per le movimentazioni disposte sul MBR.

programma di movimentazione di ciascuna unità (il quale rappresenta l'impegno assunto dal BSP con riferimento al MBR).

- 3.6 In caso di offerta accettata, Terna determina la movimentazione eseguita per ciascuna UAS e UVA confrontando l'energia scambiata dalla rete³ con la *baseline*. In caso di UVA, la movimentazione eseguita deve essere ripartita dal BSP sulle unità sottostanti (UVN in caso di UVAN e UVZ/UVI/UE che hanno almeno una UP, UC, UI o UE in comune con l'UVAZ in caso di UVAZ) secondo i criteri definiti dal TIDE.
- 3.7 La movimentazione eseguita (o la conseguente ripartizione in caso di UVA) è utilizzata per aggiustare lo sbilanciamento nella responsabilità del BRP e dà luogo a una compensazione (a prezzo zonale per le UP, UI e UE e a PUN Index GME per le UC) tra BSP e BRP per il tramite di Terna finalizzata a rendere il BRP neutrale rispetto all'energia movimentata dal BSP sul MBR. Più nel dettaglio, in caso di movimentazione eseguita a salire, il BSP riconosce al BRP, per il tramite di Terna, il prodotto tra l'energia movimentata e il prezzo zonale (o PUN Index GME); viceversa nel caso di movimentazione eseguita a scendere.
- 3.8 In caso di movimentazione eseguita solo parzialmente, la mancata movimentazione, pari alla differenza tra l'energia movimentata e il programma di movimentazione, è valorizzata al prezzo di sbilanciamento. Inoltre, qualora la mancata movimentazione possa comportare un vantaggio economico per il BSP⁴, il BSP è tenuto al pagamento del corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento il cui valore unitario è legato alla differenza fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo di valorizzazione marginale (più alto nel caso di offerte accettate a salire, più basso nel caso di offerte accettate a scendere) delle offerte accettate presentate dal BSP sul MBR per tutte le unità nella sua titolarità localizzate nella medesima macrozona di sbilanciamento.
- 3.9 In altri termini, per le UAS la richiesta di una movimentazione a scendere comporta che l'UP debba ridurre la propria immissione (o analogamente l'UC debba incrementare il proprio prelievo) rispettando il programma finale risultante dal programma base (pari alla nomina del BSP e che costituisce la *baseline* della UAS) e del programma di movimentazione (negativo, risultante dall'accettazione di un'offerta a scendere). Come evidenziato nella Figura 1 (che riguarda il caso di una UP), immissioni inferiori (o prelievi superiori) al programma finale rappresentano uno sbilanciamento negativo posto in capo al BRP; immissioni (o prelievi)

³ L'energia scambiata viene contabilizzata al netto dell'energia sottesa alla fornitura dei servizi di modulazione straordinaria, della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza che sono approvvigionati fuori dal perimetro del MBR.

⁴ Ciò si verifica nel caso di:

- mancata movimentazione a salire con prezzo di sbilanciamento inferiore al prezzo di vendita dell'offerta a salire accettata sul MBR relativa alla movimentazione non eseguita;
- mancata movimentazione a scendere con prezzo di sbilanciamento superiore al prezzo di acquisto dell'offerta a scendere accettata sul MBR relativa alla movimentazione non eseguita.

comprese fra il programma finale e il programma base rappresentano una mancata movimentazione positiva⁵ in capo al BSP con eventuale applicazione, laddove necessario, del corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento; immissioni superiori (o prelievi inferiori) al programma base comportano sia una mancata movimentazione in capo al BSP sia uno sbilanciamento positivo in capo al BRP.

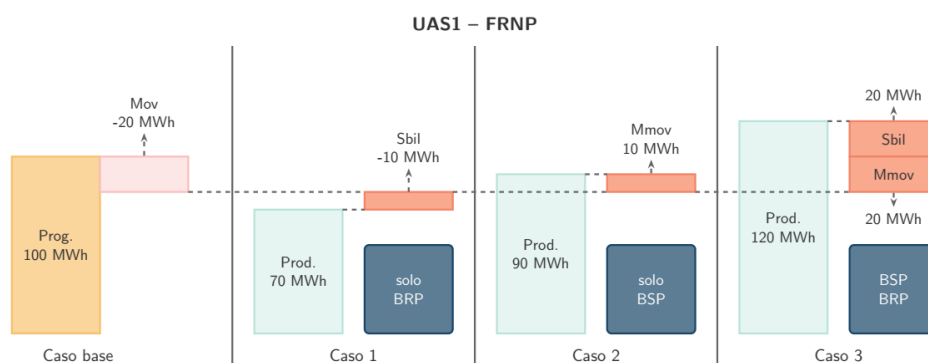


Figura 1 – UAS con movimentazione a scendere

3.10 Per comprendere meglio quanto sopra riportato si consideri una UP qualificata come UAS con un programma base pari a 100 MWh e una movimentazione a scendere richiesta da Terna pari a -20 MWh. L'UP è tenuta a immettere in tempo reale 80 MWh. Di conseguenza:

- se l'UP immette in rete 80 MWh (caso base della Figura 1), non vi sono sbilanciamenti o mancate movimentazioni; a titolo di compensazione il BRP restituisce a Terna il prezzo zonale sui 20 MWh effettivamente movimentati a scendere, mentre il BSP incassa il prezzo zonale sul medesimo volume; nel complesso, assumendo che il BRP abbia ricavato sui mercati dell'energia esattamente il prezzo zonale⁶, esso incassa il prezzo zonale su 100 MWh (programma base), restituisce il prezzo zonale su 20 MWh e, quindi, chiude la propria posizione con il prezzo zonale applicato ai 80 MWh (immissione effettiva); il BSP, di contro, corrisponde a Terna il controvalore dell'offerta a scendere sui 20 MWh accettati da Terna, incassa il prezzo zonale a titolo di compensazione sugli stessi 20 MWh in quanto correttamente movimentati e,

⁵ L'unica possibile per movimentazioni richieste a scendere.

⁶ Il controvalore effettivo dell'energia venduta sui mercati dipende dai mercati sui quali il BRP ha operato direttamente o per il tramite di un operatore di mercato terzo. In prima approssimazione si può considerare tale controvalore pari al prezzo zonale del MGP in quanto su tale mercato avviene la maggioranza delle transazioni. Se il BRP ha negoziato l'energia effettivamente movimentata a scendere esclusivamente su tale mercato, l'applicazione della compensazione bilancia perfettamente i ricavi della vendita di energia (quindi per il BRP è come se non avesse mai venduto l'energia movimentata a scendere). In caso di transazioni su altri mercati, il BRP trattiene i margini (o è esposto alle perdite) derivanti dalla differenza fra il prezzo a cui è stata effettivamente eseguita la transazione e il prezzo zonale sul MGP.

quindi, chiude la propria posizione con il controvalore del servizio (pari alla differenza fra prezzo zonale e il prezzo dell'offerta a scendere) applicato alla movimentazione richiesta e correttamente eseguita;

- b) se l'UP immette in rete 70 MWh (caso 1 della Figura 1), il BSP si ritrova nella stessa situazione del caso a), con movimentazione a scendere correttamente eseguita e posizione economica complessiva pari al controvalore del servizio a scendere; il BRP, invece, incorre in uno sbilanciamento negativo (-10 MWh); di conseguenza il BRP incassa il prezzo zonale sul programma base (100 MWh), restituisce il prezzo zonale sulla movimentazione a scendere correttamente eseguita (-20 MWh), ricompra l'energia sottesa allo sbilanciamento negativo (-10 MWh) al prezzo di sbilanciamento e, quindi, chiude la propria posizione con il prezzo zonale applicato ai 70 MWh effettivamente immessi, rimanendo esposto alla differenza fra prezzo di sbilanciamento e prezzo zonale sullo sbilanciamento negativo (-10 MWh); questa differenza può essere favorevole al BRP (in caso di prezzo di sbilanciamento inferiore al prezzo zonale, tipico di macrozone di sbilanciamento lunghe) o sfavorevole (in caso di prezzo di sbilanciamento superiore al prezzo zonale, tipico di macrozone di sbilanciamento corte);
- c) se l'UP immette in rete 90 MWh (caso 2 della Figura 1), la movimentazione effettivamente eseguita è di -10 MWh e si verifica una mancata movimentazione (10 MWh) in capo al BSP; il BRP, invece, non incorre in alcuno sbilanciamento; di conseguenza il BRP incassa il prezzo zonale sul programma base (100 MWh), restituisce il prezzo zonale sulla movimentazione a scendere correttamente eseguita (-10 MWh), e, quindi, chiude la propria posizione con il prezzo zonale applicato ai 90 MWh effettivamente immessi; il BSP, di contro, corrisponde a Terna il controvalore dell'offerta a scendere sui 20 MWh accettati da Terna, incassa il prezzo zonale a titolo di compensazione sui 10 MWh effettivamente eseguiti, riceve il prezzo di sbilanciamento sulla mancata movimentazione (10 MWh) e, nel caso in cui tale prezzo di sbilanciamento sia superiore al valore dell'offerta a scendere⁷, corrisponde il corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per sterilizzare ogni eventuale vantaggio economico derivante dalla mancata movimentazione; in sostanza, quindi, il BSP chiude la propria posizione con il controvalore del servizio (pari alla differenza fra prezzo zonale e offerta a scendere) applicato alla movimentazione correttamente eseguita, rimanendo esposto alla differenza, se negativa, fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo dell'offerta a scendere⁸;

⁷ Per completezza e precisione, come chiarito al punto 3.8, si dovrebbe considerare l'offerta a scendere più bassa presentata dal BSP, ma per semplicità di trattazione nel seguito si fa riferimento direttamente all'offerta a scendere sottesa alla mancata movimentazione.

⁸ L'eventuale differenza positiva, ossia con prezzo di sbilanciamento superiore all'offerta a scendere, è sterilizzata dal corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

d) se l'UP immette in rete 120 MWh (caso 3 della Figura 1), la movimentazione effettivamente eseguita è nulla e si verifica una mancata movimentazione (20 MWh) in capo al BSP; il BRP, invece, incorre in uno sbilanciamento positivo (20 MWh); di conseguenza il BRP incassa il prezzo zonale sul programma base (100 MWh), non è soggetto ad alcuna compensazione (nessuna movimentazione è stata correttamente eseguita), vende l'energia sottesa allo sbilanciamento positivo (20 MWh) al prezzo di sbilanciamento e, quindi, chiude la propria posizione con il prezzo zonale applicato ai 120 MWh effettivamente immessi, rimanendo esposto alla differenza fra prezzo di sbilanciamento e prezzo zonale sullo sbilanciamento positivo (20 MWh); questa differenza può essere favorevole al BRP (in caso di prezzo di sbilanciamento superiore al prezzo zonale o sfavorevole in caso di prezzo di sbilanciamento inferiore al prezzo zonale); il BSP, di contro, corrisponde a Terna il controvalore dell'offerta a scendere sui 20 MWh accettati da Terna, non incassa alcuna compensazione, riceve il prezzo di sbilanciamento sulla mancata movimentazione (20 MWh) e nel caso in cui tale prezzo di sbilanciamento sia superiore al valore dell'offerta a scendere, corrisponde il corrispettivo aggiuntivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento per sterilizzare ogni eventuale vantaggio economico derivante dalla mancata movimentazione; in sostanza, quindi, il BSP chiude la propria posizione, rimanendo esposto alla differenza, se negativa, fra prezzo di sbilanciamento e prezzo dell'offerta a scendere.

3.11 In altri termini, il BRP risulta neutralizzato rispetto alle azioni del BSP sul MBR, mentre il BSP è incentivato a massimizzare il controvalore del servizio (pari alla differenza fra il prezzo zonale e il prezzo relativo all'offerta a scendere), ossia a presentare offerte a scendere al valore minimo possibile (comunque non inferiore a zero, in quanto i prezzi negativi sul MBR non sono consentiti). Inoltre, il BSP risulta incentivato ad una corretta movimentazione solamente nel caso in cui il prezzo di sbilanciamento sia sfavorevole, ossia inferiore al prezzo dell'offerta a scendere. Ciò si verifica sostanzialmente in due situazioni:

- a) offerta a scendere a prezzo superiore a zero e prezzo di sbilanciamento inferiore al valore di tale offerta; ciò presuppone che il BSP per poter essere selezionato ha rinunciato a massimizzare il controvalore del servizio a scendere;
- b) offerta a scendere a prezzo nullo e prezzo di sbilanciamento negativo; ciò presuppone che il prezzo zonale sia negativo o che si formi un prezzo negativo sulle piattaforme di bilanciamento.

3.12 In conclusione, per le offerte a scendere il controvalore del servizio può essere variabile fra zero (offerte a scendere presentate ad un prezzo pari al prezzo zonale) e il prezzo zonale (offerte a scendere presentate a prezzo nullo), mentre un segnale economico sulla mancata movimentazione si verifica solamente per prezzi di sbilanciamento inferiori al prezzo dell'offerta a scendere.

- 3.13 Analoghe considerazioni valgono anche per le movimentazioni a salire in cui il BSP trattiene il controvalore del servizio pari alla differenza fra il prezzo dell'offerta a salire (incassato dal BSP) e il prezzo zonale (corrisposto a titolo di compensazione) ed è esposto, in caso di mancata movimentazione, alla differenza, se positiva⁹, fra il prezzo di sbilanciamento (a cui ricompra la mancata movimentazione) e il prezzo dell'offerta a salire (a cui ha venduto il servizio su MBR).
- 3.14 Per le UVAN la movimentazione a scendere si intende correttamente eseguita nel momento in cui le risorse incluse nella UVAN portano ad una immissione complessiva non superiore (o a un prelievo complessivo non inferiore) al livello di riferimento dato dalla somma algebrica fra la *baseline* (pari alla somma delle nomine delle UVN sottese alla UVAN) e il programma di movimentazione richiesto a scendere da Terna. Immissioni (o prelievi) comprese fra il suddetto livello di riferimento e la *baseline* corrispondono ad una movimentazione parzialmente eseguita, mentre immissioni superiori (o prelievi inferiori) alla *baseline* corrispondono ad una movimentazione completamente non eseguita. La ripartizione effettivamente eseguita è ripartita dal BSP fra le varie UVN e lo sbilanciamento in capo al BRP è determinato confrontando le immissioni (o i prelievi) effettivi di ciascuna UVN, come corretti per tenere conto delle movimentazioni eseguite¹⁰, con il relativo programma base (ossia con la nomina presentata dal BSP relativamente a ciascuna UVN).
- 3.15 Per incentivare il BSP a effettuare una nomina coerente con lo stato effettivo delle risorse incluse in ciascuna UVN, Terna verifica la coerenza della *baseline* determinata per le UVAN (pari alla somma delle nomine delle UVN sottese) con la *baseline* che sarebbe determinata sulla base dei dati di misura in tempo reale e può prevedere appositi corrispettivi a carico dei BSP per disincentivare eventuali incoerenze (cfr. Sezione 3-30.6 “Ordini di dispacciamento e baseline per le UVN” del TIDE).
- 3.16 Considerazioni simili alle UVAN valgono anche per le UVAZ. L'unica differenza riguarda la già richiamata determinazione della *baseline* rispetto alla quale viene verificato il rispetto del programma di movimentazione (*vids.* punto 3.4): pertanto in questo caso non vi sono nemmeno corrispettivi specifici per la coerenza della *baseline* in quanto tale *baseline* è determinata da Terna a partire dalle misure in tempo reale. Tali corrispettivi non sono comunque stati ritenuti necessari neanche con l'approccio ibrido proposto nel documento per la consultazione 50/2025/R/eel in cui il calcolo della *baseline* a cura di Terna si affianca ad una comunicazione effettuata dal BSP. In tale caso, infatti, sarebbe comunque prevista una forma di

⁹ In caso contrario si applica il corrispettivo di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento che sterilizza ogni possibile vantaggio economico per il BSP riportandolo in una situazione di neutralità economica.

¹⁰ L'aggiustamento dello sbilanciamento per movimentazioni a scendere rappresenta un termine correttivo additivo applicato alle immissioni (o ai prelievi) effettivi in modo tale da riportarli alla situazione che si avrebbe avuta in assenza di movimentazioni.

correzione, operata da Terna, della *baseline* comunicata dal BSP, in funzione delle immissioni e dei prelievi risultanti negli ISP immediatamente antecedenti la richiesta di movimentazione.

- 3.17 Quanto sopra riportato vale a partire dalla fase di consolidamento del TIDE (1 febbraio 2026) che vedrà l'effettiva separazione dei ruoli di BSP e BRP.
- 3.18 Nella fase transitoria (fino al 31 gennaio 2026), invece, per le UAS il ruolo di BSP è svolto direttamente dal BRP: le movimentazioni rappresentano una modifica del programma finale dell'unità, con sbilanciamenti determinati come differenza fra quanto immesso o prelevato dall'unità e il relativo programma finale e inclusivi, pertanto, anche delle mancate movimentazioni. Anche in questo caso il controvalore del servizio a scendere è pari alla differenza fra il prezzo zonale (considerato come prezzo di riferimento a cui è venduta l'energia sui mercati del giorno prima e infragiornaliero) e il prezzo dell'offerta a scendere (corrisposto dal BRP sul MBR).
- 3.19 Le UVAN nella fase transitoria non sono ancora attive, mentre le UVAZ continuano a essere disciplinate dal Regolamento UVA utilizzato per il progetto pilota UVAM di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel. In particolare, per questi aggregati è prevista la separazione fra BSP e BRP con applicazione di una compensazione analoga a quella prevista a regime dal TIDE. Il perimetro di aggregazione può essere zonale (in tal caso, le UVA sono denominate "UVAZ") oppure pari al perimetro definito nell'ambito del progetto pilota UVAM (in tal caso, le UVA sono denominate "UVAT"). Infine, fino al termine della fase transitoria, le UVAZ potranno essere movimentate anche sull'*Integrated Scheduling Process* anche qualora abilitate ai soli servizi di bilanciamento secondo quanto disposto dal Regolamento UVA.

3.b Servizio di modulazione straordinaria a scendere

- 3.20 Il servizio di modulazione straordinaria, di cui alla omonima Sezione 3-6.4 del TIDE, è finalizzato a modificare istantaneamente o con preavviso i profili di generazione e carico delle risorse qualificate; esso è distinto in modulazione straordinaria istantanea a salire/a scendere, modulazione straordinaria lenta senza preavviso a salire/a scendere, modulazione straordinaria lenta con preavviso a salire/a scendere. Questo servizio ha carattere emergenziale e può essere attivato da Terna quando tutte le risorse disponibili sul MBR sono state selezionate o quando l'attivazione delle risorse sul MBR avverrebbe con tempistiche e prestazioni incompatibili con il mantenimento in sicurezza del sistema.
- 3.21 Di interesse ai fini del presente documento per la consultazione è il servizio di modulazione straordinaria a scendere (istantanea e lenta con e senza preavviso). Esso include i servizi storicamente denominati telescatto (modulazione straordinaria istantanea a scendere), modulazione della produzione eolica

(modulazione straordinaria lenta a scendere con e senza preavviso) e distacco della produzione rinnovabile distribuita con procedura RIGEDI di cui all'Allegato A.72 al Codice di Rete (modulazione straordinaria lenta a scendere con e senza preavviso).

- 3.22 Tale servizio è erogato dalle singole UP qualificate; tali unità non devono necessariamente essere abilitate all'erogazione di altri servizi ancillari nazionali globali o al ridispacciamento¹¹. Analogamente agli altri servizi ancillari, il TIDE dà mandato a Terna per la definizione dei relativi requisiti tecnici e delle caratteristiche degli eventuali dispositivi automatici di modulazione. In particolare, secondo la versione attualmente¹² vigente del Codice di rete, il servizio prevede l'asservimento obbligatorio per tutte le UP che rispettano i requisiti definiti da Terna e che, pertanto, si considerano qualificate al servizio stesso, mentre l'attivazione dello stesso si configura come una limitazione alla quantità di energia che può essere immessa in rete.
- 3.23 Per la fase transitoria di implementazione del TIDE, la Sezione 3-29 del medesimo TIDE prevede che il servizio di modulazione straordinaria a scendere sia approvvigionato in continuità con le prassi in essere al 31 dicembre 2024. In particolare (vedasi la versione del Codice di Rete approvata con la deliberazione 499/2024/R/eel), l'ordine di modulazione si configura come un limite massimo di energia che può essere immesso in rete da parte dell'UP, a cui è rivolto. Più nel dettaglio l'ordine di modulazione è assimilato:
- a) in caso di unità abilitate (sostanzialmente solamente le UAS in quanto le UVAN non sono presenti nella fase transitoria), a un ordine di dispacciamento che viene valorizzato al prezzo dell'offerta a scendere presentata sul MB; ciò si traduce in un programma di movimentazione che confluisce nel programma finale dell'unità, rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento;
 - b) in caso di unità non abilitate (Unità non Abilitata da Programmare – di seguito: UnAP – e UVZ nella fase transitoria), a una modifica del programma finale dell'unità, per un quantitativo di energia pari all'energia sottesa all'ordine di modulazione stesso; tale energia è calcolata come differenza tra la *baseline* e il limite massimo di energia che può essere immessa in rete a seguito dell'ordine; la *baseline* è determinata da Terna a partire dal programma base per le UnAP e dall'energia immessa in rete nell'ISP precedente dall'UP oggetto di richiesta di

¹¹ È comunque possibile che tali unità vengano abilitate singolarmente come UAS o in aggregato all'interno di UVAN o UVAZ.

¹² La Sezione 3-15.3 del TIDE prevede che il servizio di modulazione straordinaria (a scendere/a salire) sia approvvigionato da Terna da unità selezionate tramite procedure di mercato oppure da unità assoggettate a un obbligo. Attualmente, stante la versione del Codice di rete di Terna verificata positivamente con la deliberazione 499/2024/R/eel, solamente il servizio di modulazione straordinaria istantanea a salire (già servizio di interrompibilità) è approvvigionato tramite procedure concorsuali con remunerazione di tipo *system marginal price*, mentre per tutti gli altri servizi di modulazione straordinaria vi è un obbligo di fornitura per le risorse qualificate.

modulazione in caso di UP incluse in una UVZ; la modifica del programma finale dell'unità evita l'insorgere di sbilanciamenti in capo al BRP; contestualmente, il BRP eroga a Terna un corrispettivo (il cosiddetto "corrispettivo non abi"), pari al prodotto fra il prezzo zonale formatosi sul MGP¹³, e l'energia sottesa all'ordine di modulazione impartito da Terna (è la stessa energia relativa alla modifica del programma); in questo modo il BRP ricompra a prezzo zonale l'energia inizialmente venduta sui mercati dell'energia e non immessa in quanto oggetto dell'ordine di modulazione.

In entrambi i casi, quindi, l'UP (o il relativo aggregato) è tenuta a rispettare un programma che presuppone la completa erogazione del servizio di modulazione: eventuali immissioni in violazione dell'ordine di modulazione comportano uno sbilanciamento positivo¹⁴.

- 3.24 Infine, per gli impianti di produzione da fonte eolica, ai sensi della deliberazione ARG/elt 5/10 è previsto il riconoscimento del prezzo zonale occorso sul MGP alla mancata produzione, ossia alla differenza fra l'energia producibile e l'energia effettivamente immessa in rete. Il combinato di questa remunerazione con il corrispettivo non abi porta alla medesima valorizzazione economica (prezzo zonale) di un servizio a scendere per un volume pari alla mancata produzione offerto sul MB a prezzo nullo.
- 3.25 La remunerazione della mancata produzione è in generale corretta secondo un apposito indice di affidabilità IA che tiene conto dell'effettiva erogazione del servizio di modulazione da parte della singola UP. Il calcolo della remunerazione spettante viene effettuato dal GSE, mentre l'erogazione degli importi spettanti viene effettuata da Terna. L'indice IA assume, tuttavia, valore unitario in caso di ordine di modulazione disposto da Terna tramite dispositivi UPDM (teledistacco).
- 3.26 Con la deliberazione 128/2025/R/efr l'Autorità ha esteso la remunerazione della mancata produzione a tutte le fonti rinnovabili non programmabili con decorrenza 1 aprile 2025, con determinazione dell'energia producibile a cura di GSE con modalità da definirsi a cura del medesimo. In questo modo, per tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili il servizio di modulazione

¹³ Il BRP ricompra, quindi, l'energia che aveva inizialmente venduto sui mercati dell'energia e che non può essere immessa in tempo reale per effetto della modulazione straordinaria.

¹⁴ In sostanza, il BRP è esposto al prezzo di sbilanciamento sull'energia immessa in più rispetto al relativo programma finale. Solo nel caso di modulazione straordinaria istantanea a scendere, qualora un'UP qualificata comunichi la sopraggiunta indisponibilità alla fornitura del servizio successivamente ai termini temporali previsti dal Capitolo 4 del Codice di rete e non attui il servizio, è previsto un ulteriore corrispettivo a carico del BRP. Nel caso di indisponibilità attribuibile al BRP questo corrispettivo è valorizzato al prezzo di sbilanciamento, al fine di recuperare il controvalore dello sbilanciamento positivo maturato dal BRP (in sostanza tutti i ricavi del BRP per l'energia immessa in violazione dell'ordine di modulazione sono neutralizzati). Negli altri casi, invece, il corrispettivo è valorizzato a prezzo zonale, lasciando al BRP la differenza fra prezzo di sbilanciamento e prezzo zonale.

straordinaria a scendere risulta dal punto di vista economico equivalente ad una movimentazione a scendere attivata sul MB a prezzo nullo.

- 3.27 Per gli altri impianti oggetto di modulazione straordinaria non è, invece, prevista alcuna remunerazione per la mancata produzione. Per essi, quindi, il controvalore del servizio di modulazione straordinaria risulta pari a zero, in quanto il prezzo zonale ricavato dai mercati viene restituito per il tramite del corrispettivo non abi.
- 3.28 Per la fase di consolidamento del TIDE troveranno, invece, applicazione le modalità di approvvigionamento e attivazione del servizio previste dal TIDE stesso. In particolare, il TIDE prevede che sia Terna a proporre nel Codice di rete le modalità per la determinazione dell'energia di modulazione a scendere E_u^{mod} che rappresenta concettualmente l'energia effettivamente modulata dalla risorsa u nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria: essa, pertanto, può essere inferiore all'energia oggetto di ordine di modulazione in caso di erogazione parziale del servizio (ossia in caso di immissioni superiori al quantitativo massimo consentito).
- 3.29 L'energia E_u^{mod} sarà utilizzata per sterilizzare il BRP responsabile dell'UP dagli effetti della modulazione. Più nel dettaglio, lo sbilanciamento dell'UAS o dell'UnAP o della UVN o della UVZ in cui è inserita l'UP oggetto di modulazione sarà calcolato al netto dell'energia E_u^{mod} (tale energia non darà quindi luogo a sbilanciamenti) e il BRP sarà tenuto a corrispondere, a titolo di compensazione, un importo pari al prodotto tra E_u^{mod} e il prezzo zonale formatosi sul MGP (in altri termini, il BRP ricomprerà a prezzo zonale l'energia elettrica che avrà inizialmente venduto sui mercati dell'energia e che non verrà tuttavia prodotta in tempo reale per effetto della modulazione¹⁵; si tratta, in sostanza, della stessa logica prevista alla base del corrispettivo non abi in essere nella fase transitoria, con la differenza che la compensazione si applicherà solamente all'energia effettivamente modulata, mentre il corrispettivo non abi si applica all'energia per la quale è stata richiesta la modulazione, indipendentemente che tale modulazione sia o meno eseguita correttamente). In questo modo il BRP sarà neutralizzato rispetto all'effettivo comportamento delle UP ai fini della modulazione.
- 3.30 Il TIDE prevede altresì che Terna possa proporre nel Codice di rete una remunerazione del servizio di modulazione straordinaria nonché penali per una non corretta erogazione del servizio. Più nel dettaglio, al fine di evitare che Terna debba interfacciarsi con i gestori di ciascuna risorsa, il TIDE ha disposto che, in caso di asservimento obbligatorio al servizio di modulazione straordinaria, Terna possa regolare le eventuali penali direttamente con i BRP¹⁶. In questo caso, quindi, il BRP viene ad assumere un duplice di ruolo di responsabile degli sbilanciamenti e di responsabile per la corretta esecuzione del servizio (come rappresentante del

¹⁵ Valgono le stesse considerazioni relative al controvalore dell'energia e al valore della compensazione relative alle movimentazioni a scendere.

¹⁶ In caso di approvvigionamento tramite meccanismi di mercato, le penali sono regolate nell'ambito del contratto per l'erogazione del servizio direttamente con gli assegnatari del servizio.

titolare della risorsa). L'eventuale mancata modulazione dovrà, pertanto, essere distinta dalla compensazione.

- 3.31 Terna, a luglio 2024, aveva posto in consultazione le modalità per la determinazione dell'energia E_u^{mod} ipotizzando di calcolarla con riferimento alla *baseline* dell'unità. In tale sede, Terna aveva altresì proposto di introdurre una remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere basata sul riconoscimento del prezzo zonale alla mancata produzione corretta con l'indice di affidabilità IA calcolato con le stesse modalità della deliberazione ARG/elt 5/10. La mancata produzione sarebbe stata determinata sulla base del minimo fra la *baseline* dell'unità e l'energia producibile determinata forfettariamente a partire dalla media degli ultimi 8 ISP antecedenti l'ordine di modulazione. Tale ulteriore remunerazione sarebbe stata applicata a tutte le fonti rinnovabili e ai sistemi di accumulo, risultando concettualmente analoga al riconoscimento della mancata produzione eolica di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10. Sarebbero state comunque escluse dalla remunerazione le UP alimentate dalla fonte eolica che avrebbero continuato a beneficiare del meccanismo già previsto da tale deliberazione.
- 3.32 In aggiunta Terna aveva altresì ipotizzato un corrispettivo di mancata erogazione della modulazione straordinaria, valorizzato a prezzo zonale, in caso di non corretta modulazione.
- 3.33 Come tempistiche di implementazione, Terna aveva ipotizzato l'applicazione della remunerazione e della penale per non corretta modulazione già nella fase transitoria di implementazione del TIDE (cioè dall'1 gennaio 2025), limitatamente alle UP non abilitate, al fine di assicurare parità di trattamento fra la fonte eolica (che beneficia della mancata produzione di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10) e le altre fonti (che erano escluse dal riconoscimento della mancata produzione). In altri termini, Terna aveva proposto l'estensione della remunerazione della mancata produzione di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 a tutte le fonti rinnovabili e ai sistemi di accumulo, prevedendo un calcolo semplificato dell'energia producibile sulla base del programma base dell'unità o dell'energia immessa negli ISP antecedenti l'ordine di modulazione.
- 3.34 In sede di verifica positiva del Codice di rete per la fase transitoria, con la deliberazione 499/2024/R/eel l'Autorità ha comunque ritenuto opportuno non approvare le proposte di Terna, in attesa di ulteriori analisi in merito, anche al fine di assicurare la coerenza con le disposizioni in materia di taglio della produzione contenute nelle previsioni degli allora schemi di decreto di attuazione degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 199/21 (oggi decreto FER X transitorio). L'estensione, come già riportato al paragrafo 3.24, è stata poi effettivamente disposta dall'Autorità con la deliberazione 128/2025/R/efr solamente per le fonti rinnovabili non programmabili, con decorrenza 1 aprile 2025.
- 3.35 La deliberazione 128/2025/R/efr ha altresì previsto che anche i costi per la remunerazione della mancata produzione per le fonti rinnovabili non

programmabili diverse da quella eolica siano contabilizzati nel costo del dispacciamento rilevante per il sistema di incentivazione di Terna di cui alla deliberazione 326/2024/R/eel (oltre a quelli attinenti alla mancata produzione eolica che erano già contabilizzati nel meccanismo). Tale previsione avrà validità per tutta la durata del suddetto sistema di incentivazione.

4 Orientamenti dell’Autorità in relazione al servizio di modulazione straordinaria a scendere

4.a Premessa

- 4.1 Tenendo conto dell’estensione della remunerazione della mancata produzione a tutte le fonti rinnovabili non programmabili attuata con la deliberazione 128/2025/R/efr, l’Autorità intende apportare alcune modifiche relativamente al servizio di modulazione straordinaria a scendere in caso di approvvigionamento del servizio tramite asservimento obbligatorio, in modo da incorporare nel TIDE la sopracitata remunerazione.
- 4.2 Tali modifiche troverebbero applicazione esclusivamente a partire dalla fase di consolidamento del TIDE (1 febbraio 2026), in quanto nella fase transitoria il servizio di modulazione straordinaria è remunerato in continuità con le prassi in essere fino al 31 dicembre 2024, come evidenziato al paragrafo 3.b.

4.b Determinazione dell’energia oggetto di modulazione e conseguenti effetti sugli sbilanciamenti

- 4.3 Per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, si ritiene che l’energia oggetto di modulazione E_u^{mod} possa essere determinata alternativamente a partire da una *baseline* pari a:
- il programma base dell’UP nel caso di UP coincidente con una UAS o una UnAP (per le quali è definito un programma univoco) oppure dall’energia immessa nell’ISP immediatamente precedente l’ordine di modulazione impartito da Terna nel caso di UP incluse in un aggregato ai fini del diritto e dell’impegno a immettere (UVN o UVZ);
 - l’energia producibile calcolata da un soggetto terzo (il GSE).
- 4.4 Con la prima opzione (lettera a) del punto 4.3) si avrebbe, per ogni ISP t :
- nel caso di UP coincidenti con una UAS o una UnAP (per le quali è definito un programma univoco):

$$E_u^{mod,t} = E_{UP}^{mod,t} = \max\{0; \text{Prg}_{base_u}^t - \max\{E_{immessa_{UP}}^t; E_{limitata_{UP}}^t\}\}$$

- ii. nel caso di UP incluse in una UVN o UVZ (per le quali, quindi, non è disponibile un programma univoco):

$$E_{UP}^{mod,t} = \max\{0; E_{immessaUP}^{t-1} - \max\{E_{immessaUP}^t; E_{limitataUP}^t\}\}$$

dove:

- Prg_{baseu}^t è il programma base dell'unità nell'ISP t considerato;
- $E_{immessaUP}^{t-1}$ è l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'UP nell'ISP $t-1$ precedente a quello in cui è impartito l'ordine di modulazione;
- $E_{immessaUP}^t$ è l'energia elettrica effettivamente immessa in rete dall'UP nell'ISP t considerato;
- $E_{limitataUP}^t$ l'energia elettrica massima che l'UP avrebbe dovuto immettere in rete nell'ISP t per effetto dell'ordine di modulazione a scendere impartito da Terna.

- 4.5 In alternativa (opzione di cui alla lettera b) del punto 4.3) si potrebbe utilizzare come riferimento l'energia producibile calcolata ai sensi e per le finalità di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 (come modificata dalla deliberazione 128/2025/R/efr). In termini applicativi, per tutte le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, indipendentemente dal fatto che costituiscano UAS o UnAP ovvero siano incluse in una UVN o UVZ, l'energia E_u^{mod} sarebbe pari a:

$$E_u^{mod,t} = E_{UP}^{mod,t} = \max\{0; E_{producibileUP}^t - \max\{E_{immessaUP}^t; E_{limitataUP}^t\}\}$$

dove:

- $E_{producibileUP}^t$ è l'energia elettrica producibile dall'UP calcolata dal GSE secondo i criteri di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 nell'ISP t considerato.

- 4.6 Con quest'ultima opzione (a differenza della prima), in particolare, si avrebbero segnali di prezzo specifici che valorizzano la coerenza della nomina con l'effettivo stato di funzionamento degli impianti. Conseguentemente, si otterrebbe il medesimo sbilanciamento che l'unità avrebbe se non fosse stata soggetta alla modulazione straordinaria a scendere.

- 4.7 Per esempio, si consideri il caso di un'UP alimentata da fonti rinnovabili non programmabili per la quale esiste un programma base univoco (cioè, una UAS o una UnAP) con energia producibile pari a 50 MWh, limitazione massima a 20 MWh e immissione effettiva pari a 20 MWh (pari al quantitativo massimo consentito): l'energia E_u^{mod} sarebbe pari a -30 MWh (il segno negativo indica una modulazione a scendere). Di conseguenza:

- a) in caso di nomina coerente con l'energia producibile (50 MWh), l'energia E_u^{mod} sarebbe esattamente pari alla differenza fra programma base (50 MWh) e

immissione effettiva (20 MWh), neutralizzando qualsiasi sbilanciamento (con il criterio vigente nella fase transitoria si otterrebbe il medesimo risultato);

- b) in caso di nomina superiore all'energia producibile (ad esempio 60 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 20 MWh (immissione effettiva) – 60 MWh (programma base) - (-30 MWh) (E_u^{mod}) = -10 MWh; in altri termini, il segnale di prezzo legato allo sbilanciamento negativo che si sarebbe avuto in assenza di modulazione rimane preservato (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento nullo poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -40 MWh, cioè pari alla differenza tra l'energia massima immettibile e il programma base);
- c) in caso di nomina inferiore all'energia producibile (ad esempio 40 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 20 MWh (immissione effettiva) – 40 MWh (programma base) - (-30 MWh) (E_u^{mod}) = 10 MWh; in altri termini il segnale di prezzo legato allo sbilanciamento positivo che si sarebbe avuto in assenza di modulazione rimane preservato (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento nullo poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -20 MWh).

4.8 In caso di immissioni inferiori al quantitativo massimo la modulazione si intenderebbe comunque correttamente eseguita, ma si determinerebbe uno sbilanciamento negativo (legato ad una immissione inferiore al limite massimo consentito) che andrebbe a sommarsi agli eventuali errori sulle nomine. Tornando agli esempi di cui sopra, ipotizzando un'immissione di 15 MWh invece del quantitativo massimo di 20 MWh si avrebbe:

- a) in caso di nomina coerente con l'energia producibile (50 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 15 MWh (immissione effettiva) – 50 MWh (programma base) - (-30 MWh) (E_u^{mod}) = -5 MWh; in altri termini, rimarrebbe il solo sbilanciamento negativo legato all'immissione inferiore al massimo consentito (con il criterio vigente nella fase transitoria si otterrebbe il medesimo risultato);
- b) in caso di nomina superiore all'energia producibile (ad esempio 60 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 15 MWh (immissione effettiva) – 60 MWh (programma base) - (-30 MWh) (E_u^{mod}) = -15 MWh; in altri termini, lo sbilanciamento negativo legato all'immissione inferiore al massimo consentito è incrementato dello sbilanciamento negativo dovuto alla nomina in eccesso (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento pari a -5 MWh poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -40 MWh);
- c) in caso di nomina inferiore all'energia producibile (ad esempio 40 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 15 MWh (immissione effettiva) – 40 MWh (programma base) - (-30 MWh) (E_u^{mod}) = 5 MWh; in altri termini, lo sbilanciamento negativo legato all'immissione inferiore al massimo consentito

sarebbe mitigato (in questo caso sovracompensato) dallo sbilanciamento positivo legato alla nomina in difetto (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento pari a -5 MWh, poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -20 MWh).

- 4.9 In caso di immissioni superiori al quantitativo massimo, la modulazione si intenderebbe non correttamente eseguita, con riduzione dell'energia E_u^{mod} . Tornando agli esempi di cui sopra, ipotizzando una immissione di 25 MWh invece del quantitativo massimo di 20 MWh, l'energia E_u^{mod} risulterebbe pari a -25 MWh e, di conseguenza:
- in caso di nomina coerente con l'energia producibile (50 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 25 MWh (immissione effettiva) - 50 MWh (programma base) - (-25 MWh) (E_u^{mod}) = 0 MWh (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento pari a +5 MWh);
 - in caso di nomina superiore all'energia producibile (ad esempio 60 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 25 MWh (immissione effettiva) - 60 MWh (programma base) - (-25 MWh) (E_u^{mod}) = -10 MWh (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento pari a +5 MWh, poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -40 MWh);
 - in caso di nomina inferiore all'energia producibile (ad esempio 40 MWh), lo sbilanciamento sarebbe pari a: 25 MWh (immissione effettiva) - 40 MWh (programma base) - (-25 MWh) (E_u^{mod}) = 10 MWh (con il criterio vigente nella fase transitoria, invece, si otterrebbe uno sbilanciamento pari a +5 MWh, poiché la correzione del programma verrebbe posta pari a -20 MWh).

Le immissioni eccedenti il quantitativo massimo non darebbero, quindi, luogo ad alcun ulteriore sbilanciamento, a differenza di quanto, invece, previsto con il criterio vigente nella fase transitoria. Tuttavia, esse comporterebbero una mancata modulazione, per il cui trattamento si rimanda al paragrafo 4.d.

- 4.10 In caso di aggregati (UVN o UVZ), indipendentemente dall'opzione prescelta, per il calcolo di E_u^{mod} , Terna dovrà sommare i contributi E_{UP}^{mod} delle singole UP oggetto di ordine di modulazione incluse nell'aggregato stesso:

$$E_u^{mod} = \sum_{UP \in u} E_{UP}^{mod}$$

- 4.11 Ai fini della determinazione dell'energia E_u^{mod} , il GSE dovrà quindi trasmettere a Terna le informazioni sull'energia producibile delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili interessate dall'ordine di modulazione.
- 4.12 Entrambe le opzioni sopra illustrate presentano dei pro e dei contro. La prima opzione (per la quale la *baseline* viene determinata come nella regolazione attualmente vigente) prevederebbe una regolazione simile a quella delle movimentazioni disposte sul MBR in quanto il riferimento per il calcolo

dell'energia di modulazione sarebbe in entrambi i casi il programma base (ove disponibile): le risorse sarebbero chiamate a seguire un programma finale coerente con gli ordini (di modulazione o di dispacciamento) inviati da Terna, senza alcun segnale su una programmazione coerente con lo stato effettivo degli impianti. Di contro, la seconda opzione preserverebbe tali segnali (con valorizzazione a sbilanciamento della differenza fra il programma base definito dal BRP o BSP sulla base delle proprie previsioni e l' $E_{producibileUP}^t$ calcolata dal GSE ex post), ma richiederebbe di determinare l'energia producibile per tutti gli eventi di modulazione con aggravio a carico del sistema e, in particolare, del GSE.

- 4.13 Per le UP diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, si può utilizzare solamente l'opzione a) di cui al punto 4.3 (cioè, considerando il programma base per le UAS e le UnAP o l'energia elettrica immessa nell'ISP precedente per le UP incluse nelle UVZ o nelle UVN), in quanto per tali unità non è definita l'energia producibile.

<p>Q.1 <i>Quale fra le opzioni ipotizzate per la determinazione della quantità E_u^{mod} per la fase di consolidamento per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili si ritiene preferibile? Motivare la risposta</i></p> <p>Q.2 <i>Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alla determinazione della quantità E_u^{mod} per la fase di consolidamento per le UP non alimentate da fonti rinnovabili non programmabili? Se no, perché? Motivare la risposta</i></p>
--

4.c Remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere

- 4.14 Per effetto della deliberazione 128/2025/R/efr, la remunerazione della mancata produzione di cui alla deliberazione ARG/elt 5/10 è stata estesa dall'1 aprile 2025 a tutte le fonti rinnovabili non programmabili. Come illustrato al paragrafo 3.b, essa rappresenta la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere.
- 4.15 Nella fase di consolidamento del TIDE, l'Autorità è orientata a incorporare le modalità di remunerazione della mancata produzione all'interno del TIDE a titolo di remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere. In particolare, si intende confermare l'applicazione di tale remunerazione limitatamente alle UP alimentate dalle fonti rinnovabili non programmabili, al fine di incentivare le UP programmabili (per le quali non ci sarebbe una esplicita remunerazione del servizio di modulazione straordinaria che continuerebbe, pertanto, in continuità con quanto previsto nella fase transitoria, ad essere erogato a titolo gratuito) ad abilitarsi al MBR, in coerenza con la finalità del TIDE di ampliare la platea delle risorse in grado di erogare i servizi ancillari nazionali globali: in altri termini, il MBR sarebbe la sede in cui le UP programmabili troverebbero la remunerazione dei servizi resi.

4.16 In caso di determinazione dell'energia di modulazione E_u^{mod} a partire dall'energia producibile (opzione b) di cui al punto 4.3, la mancata produzione coinciderà con l' E_u^{mod} e la relativa remunerazione risulterà pari, in ciascun ISP t oggetto di ordine di modulazione a scendere, a:

$$RMP_{UP}^t = IA_{UP} * E_{UP}^{mod t} * P_z^t$$

dove:

- IA_{UP} è l'indice di affidabilità dell'UP, come attualmente calcolato ai sensi della deliberazione ARG/elt 5/10, come modificata dalla deliberazione 128/2025/R/efr;
- $E_{UP}^{mod t}$ è l'energia effettivamente modulata a scendere dall'UP nell'ISP t ;
- P_z^t è il prezzo zonale formatosi sul MGP nell'ISP t nella zona di offerta in cui è ubicata l'UP.

4.17 In caso, invece, di determinazione dell'energia di modulazione E_u^{mod} secondo quanto previsto dall'opzione a) di cui al punto 4.3, la mancata produzione sarebbe pari a:

$$Mprod_{UP}^t = E_{producibile_{UP}}^t - \max\{E_{immessa_{UP}}^t; E_{limitata_{UP}}^t\}$$

Di conseguenza si avrebbe:

$$RMP_{UP}^t = IA_{UP} * Mprod_{UP}^t * P_z^t$$

La mancata produzione potrebbe, quindi, risultare inferiore rispetto all'energia di modulazione $E_u^{mod t}$ in quanto sarebbe legata all'effettivo quantitativo di energia non immesso per effetto della modulazione straordinaria e non dipenderebbe alla *baseline* comunicata dall'operatore o determinata sulla base dell'immissione dell'UP appena prima dell'avvio della modulazione.

4.18 In entrambi i casi sopra prospettati, il calcolo della mancata produzione oggetto di remunerazione sarebbe identico a quanto oggi previsto dalla deliberazione ARG/elt 5/10, come modificata dalla deliberazione 128/2025/R/efr.

4.19 Come già anticipato nella deliberazione 128/2025/R/eel, le disposizioni sulla remunerazione del servizio a scendere per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili di cui ai precedenti paragrafi saranno incluse nella Sezione 3-15.3 del TIDE "Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria", riferendosi alla deliberazione ARG/elt 5/10 (o ad analogo provvedimento equivalente) per la determinazione dell'energia producibile. Si ritiene altresì opportuno che, in vista dell'avvio della fase di consolidamento del TIDE, Terna possa fare una eventuale proposta di revisione delle modalità di calcolo dell'indice IA anche al fine di tenere conto delle specificità delle singole fonti.

4.20 Contemporaneamente all'aggiornamento del TIDE, sarà altresì resa disponibile una nuova versione del testo relativo al sistema di incentivazione del dispacciamento

(Allegato A alla deliberazione 326/2024/R/eel) in modo da recepire le disposizioni sulla contabilizzazione dei costi relativi alla remunerazione della mancata produzione da tutte le fonti rinnovabili non programmabili introdotte dalla deliberazione 128/2025/R/efr.

Q.3 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità relativi alla remunerazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili a partire dalla fase di consolidamento? Se no, perché? Motivare la risposta*

4.d Penalizzazione per mancata erogazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere

4.21 Nella fase transitoria di implementazione del TIDE le immissioni in violazione dell’ordine di modulazione sono valorizzate al prezzo di sbilanciamento che può essere favorevole (ossia superiore al prezzo zonale) o sfavorevole (ossia inferiore al prezzo zonale). Questo approccio rappresenta una forma di penalizzazione in capo al BRP solamente in caso di prezzo di sbilanciamento sfavorevole.

4.22 A partire dalla fase di consolidamento, come mostrato negli esempi di cui al paragrafo 3.b, l’energia elettrica immessa in eccesso rispetto all’ordine di modulazione non darebbe adito ad alcuno sbilanciamento, senza alcun segnale sulla non corretta erogazione del servizio. Anche con l’applicazione l’indice IA previsto per la remunerazione della mancata produzione, il segnale potrebbe essere limitato in caso di significativa e reiterata violazione da parte dell’UP in quanto tale indice verrebbe moltiplicato per una mancata produzione limitata..

4.23 Per ripristinare un corretto segnale come previsto per la fase transitoria, a partire dalla fase di consolidamento del TIDE l’Autorità è orientata a esplicitare una penale per la mancata erogazione del servizio di modulazione straordinaria direttamente nel TIDE senza rinviarne la definizione a Terna.

4.24 In particolare, si prevede, in capo al BRP titolare di UP alimentata da qualsiasi fonte, l’introduzione, in ogni ISP t oggetto di mancata modulazione, di un corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell’ordine di modulazione pari a:

$$Corr_{MOD}^t = (\max\{E_{immessa_{UP}}^t; E_{limitata_{UP}}^t\} - E_{limitata_{UP}}^t) * \min\{0; P_{sbil}^t - P_z^t\}$$

dove:

- P_{sbil}^t è il prezzo di sbilanciamento della macrozona di sbilanciamento in cui è localizzata l’unità u .

Il corrispettivo, per come è costruito, troverebbe applicazione solo nel caso di immissioni superiori rispetto all’energia massima immettibile.

4.25 Il corrispettivo risulterebbe sempre negativo (a carico del BRP) e troverebbe applicazione in tutti i casi in cui il prezzo di sbilanciamento fosse inferiore al prezzo

zonale. In altri termini, con questo corrispettivo il BRP si vedrebbe l'energia immessa in violazione dell'ordine di modulazione valorizzata al prezzo di sbilanciamento invece che al prezzo zonale, maturando una perdita (che sarebbe il valore della penale per la mancata erogazione del servizio). Tale proposta è coerente con quanto previsto per la fase transitoria del TIDE in cui il programma delle unità è corretto considerando l'intero volume oggetto di richiesta di modulazione (e non quanto effettivamente modulato) e valorizzando a sbilanciamento le immissioni in violazione dell'ordine di modulazione. A differenza di quanto previsto nella fase transitoria del TIDE, tuttavia, in caso di prezzo di sbilanciamento favorevole (superiore al prezzo zonale) il BRP riceverebbe invece il prezzo zonale (in modo tale da non maturare un guadagno economico dal prezzo di sbilanciamento).

Q.4 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi all'introduzione di un corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di modulazione per tutte le UP? Se no, perché? Motivare la risposta*

5 Orientamenti dell'Autorità sulla coerenza della *baseline*

- 5.1 L'abilitazione al MBR consente in generale ai BSP di percepire il controvalore economico del servizio a scendere nel caso in cui vengano accettate offerte a scendere. L'effettiva erogazione e remunerazione del servizio è determinata rispetto a una *baseline* indipendentemente dallo stato effettivo degli impianti: nel caso di UAS e UVN la *baseline* coincide con la nomina (o la somma delle nomine delle UVN componenti), mentre nel caso delle UVAZ la *baseline* sarà comunicata dal BSP per effetto delle modifiche prospettate dal documento per la consultazione 50/2025/R/eel, ferma restando la possibilità per Terna di apportare modifiche.
- 5.2 L'Autorità è orientata ad abrogare le disposizioni del TIDE relative all'introduzione da parte di Terna di un corrispettivo sulla coerenza della *baseline* per le UVAN rispetto allo stato delle unità componenti (in quanto tale coerenza non è prevista per le UAS), rendendo le UVAN del tutto equivalenti alle UAS.
- 5.3 La coerenza della *baseline* per le UAS e le UVAN, in quanto pari alle nomine presentate dai BSP, sarebbe comunque assicurata dai principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza posti in capo ai BSP in sede di nomina. A tal proposito si ricorda che la sezione 3-9.8.3 "Mancato rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza" del TIDE prevede che Terna segnali all'Autorità, per l'adozione dei relativi provvedimenti di competenza, significativi e reiterati scostamenti dall'applicazione dei predetti principi.
- 5.4 Per le UVAZ, invece, la coerenza della *baseline* rimarrebbe garantita dalla possibilità per Terna di correggere la comunicazione inviata dal BSP sulla base delle misure rilevate in tempo reale, qualora si implementasse quanto proposto nel documento per la consultazione 50/2025/R/eel. Inoltre, per assicurare parità di

trattamento fra tutte le forme di comunicazione della *baseline* (attraverso nomine per UAS e UVAN o direttamente per le UVAZ) l'Autorità è orientata a estendere il rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza anche alla *baseline* delle UVAZ, come comunicata dai BSP.

- 5.5 Quanto sopra riportato troverebbe applicazione dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE, in quanto nella fase transitoria le UVAN non sono attive e per le UVAZ trova applicazione il Regolamento UVA.

Q.5 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità in merito all'abrogazione del corrispettivo per la coerenza della baseline e all'applicazione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza? Se no, perché? Motivare la risposta*

6 Orientamenti dell'Autorità in merito alla non corretta esecuzione delle movimentazioni richieste sul MBR

- 6.1 Come evidenziato al paragrafo 3.a, la mancata movimentazione comporta una penalizzazione in capo ai BSP solamente in caso di prezzi di sbilanciamento sfavorevoli (ossia superiori al prezzo dell'offerta accettata a salire o inferiori al prezzo dell'offerta accettata a scendere). Negli altri casi, per effetto del corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, la posizione economica per il BSP viene neutralizzata, senza alcun vantaggio o svantaggio economico.
- 6.2 Al fine di dare un segnale sull'importanza di una corretta esecuzione delle movimentazioni, si ritiene essenziale prevedere delle penalizzazioni in capo ai BSP, titolari di UAS e UVA.
- 6.3 A tal proposito, si propone che i BSP, indipendentemente che coincidano o meno con i BRP, debbano garantire una esecuzione corretta (in termini di almeno il 95% della movimentazione richiesta) per almeno il 70% delle movimentazioni richieste nell'arco di ciascun trimestre.
- 6.4 Nel caso in cui i suddetti vincoli non siano rispettati, si ritiene opportuno che Terna preveda la sospensione dall'abilitazione al MBR. Nel caso delle UAS, il provvedimento di sospensione avrebbe validità immediata e il BSP dovrebbe procedere a riabilitare la risorsa secondo le disposizioni previste in merito dal Codice di rete; nel caso delle UVA il BSP potrebbe invece modificare il perimetro dell'unità al fine di garantire la corretta esecuzione delle movimentazioni: Terna procederebbe al monitoraggio per un ulteriore trimestre, decorso il quale, qualora i vincoli continuino a non essere rispettati, l'UVA verrebbe sospesa dal MBR con obbligo per il BSP di procedere alla riabilitazione secondo le disposizioni previste in merito dal Codice di rete.

6.5 Quanto sopra riportato troverebbe applicazione immediata.

Q.6 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in merito alla sospensione dell’abilitazione per le UAS e le UVA che non eseguono correttamente le movimentazioni richieste sul MBR? Se no, perché? Motivare la risposta*

7 Orientamenti dell’Autorità in relazione all’abilitazione degli impianti oggetto del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio

7.a Premessa

7.1 Al fine di individuare le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti sul MBR, nonché i criteri per l’attuazione e la verifica dell’assolvimento degli obblighi di offerta di cui all’articolo 11, comma 6, del decreto FER X transitorio, occorre in primo luogo inquadrare i vari casi previsti dal medesimo comma nell’ambito del quadro regolatorio definito dal TIDE, come sintetizzato al Capitolo 3.

7.2 Con riferimento alla lettera a) del punto 2.5:

- a) il punto i. presuppone l’abilitazione al ridispacciamento o la qualifica al servizio di modulazione straordinaria a scendere; il decreto si riferisce, infatti, a impianti soggetti a taglio della produzione in esito a ordini impartiti dai gestori delle reti anche al di fuori del MB e delle piattaforme europee di bilanciamento (quindi anche rientranti nella modulazione straordinaria), al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai gestori stessi (quindi non legati al bilanciamento);
- b) il punto ii. presuppone l’abilitazione ai servizi ancillari per il bilanciamento a scendere (attivati sulla fase MB dell’*Integrated Scheduling Process* e/o sulle piattaforme europee di bilanciamento).

7.3 Invece, la lettera b) del punto 2.5, nel prevedere il riferimento alla potenza offerta a salire sul MB, presuppone l’abilitazione ai servizi ancillari per il bilanciamento a salire.

7.4 Stante questa premessa, l’Autorità ritiene che l’abilitazione degli impianti oggetto del decreto FER X transitorio possa seguire la regolazione generale vigente prevista dal TIDE, salvo alcuni affinamenti come di seguito specificati.

7.b Modalità di abilitazione al MBR

7.5 Per gli impianti di taglia pari o superiore a 1 MW l’abilitazione è obbligatoria: i BSP possono scegliere se abilitare i propri impianti singolarmente (in qualità di

UAS), o in forma aggregata (tramite UVAN o UVAZ¹⁷), secondo quanto già previsto dal TIDE. Si ricorda, tuttavia, che nella fase transitoria di implementazione del TIDE (fino al 31 gennaio 2026) le UVAN non sono previste.

- 7.6 Se un impianto si abilita singolarmente come UAS, esso deve rispettare obbligatoriamente i requisiti tecnici previsti da Terna per il ridispacciamento; esso risulta poi abilitato per tutti gli altri servizi ancillari nazionali globali approvvigionati su MBR (*automatic e manual Frequency Restoration Reserve e Replacement Reserve*) per i quali rispetta i relativi requisiti tecnici, come definiti da Terna nel Codice di rete. Il rispetto può anche essere asimmetrico, ossia riguardare un servizio solamente a salire o solamente a scendere o con bande diverse a salire e a scendere. Ciò appare coerente con le finalità del decreto FER X transitorio, cioè garantire che gli impianti oggetto di supporto partecipino alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali. Gli impianti possono anche abilitarsi alla *Frequency Containment Reserve* (di seguito: FCR), ma tale abilitazione non assolve l'obbligo di abilitazione previsto dal decreto FER X transitorio, in quanto tale servizio è approvvigionato al di fuori del MBR.
- 7.7 Se l'impianto si abilita tramite UVA, i requisiti tecnici devono essere rispettati dall'UVA nel suo complesso. In caso di UVAN l'abilitazione al ridispacciamento è obbligatoria, mentre in caso di UVAZ i servizi oggetto di abilitazione saranno esclusivamente quelli di bilanciamento. Anche in questo caso l'UVA è abilitata comunque per tutti i servizi ancillari nazionali globali approvvigionati su MBR per i quali rispetta i relativi requisiti tecnici (anche in modo asimmetrico) e può abilitarsi anche alla FCR.
- 7.8 In entrambi i casi (sia abilitazione singolarmente sia abilitazione tramite aggregato), si ritiene che l'abilitazione debba riguardare l'intera potenza nominale dell'impianto, senza tenere conto del vincolo del 95% di cui all'articolo 11, comma 8, del decreto FER X transitorio, in quanto il rispetto dei requisiti tecnici non può che essere verificato che sull'intero impianto e non esclusivamente per una parte dell'energia elettrica prodotta.
- 7.9 Per gli impianti di taglia inferiore a 1 MW, il decreto FER X transitorio prevede che l'abilitazione sia facoltativa. In questo caso, il BSP può solo scegliere l'abilitazione in aggregato come UVAN o UVAZ in quanto non sarebbe in grado di soddisfare il requisito di capacità minima modulabile (pari ad almeno 1 MW, superiore alla potenza nominale dell'UP stessa) prevista da Terna nel Codice di rete per il ridispacciamento (servizio obbligatorio per configurarsi come UAS). Per il

¹⁷ Si ricorda che durante la fase transitoria del TIDE, cioè fino all'1 febbraio 2026, trovano applicazione le disposizioni contenute nel Regolamento UVA con possibilità di aggregazione come UVAZ (con perimetro zonale) o UVAT (con il perimetro definito nell'ambito del progetto pilota UVAM di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel). Per maggiori dettagli, vedasi la Sezione 3-29.3.2 "Abilitazione per i servizi ancillari nazionali globali" del TIDE.

resto, sono validi i medesimi principi previsti per gli impianti con abilitazione obbligatoria.

- 7.10 Inoltre, come chiarito nel paragrafo 7.e del presente documento, al fine di poter applicare correttamente le disposizioni dell'articolo 11, comma 6, del decreto FER X transitorio, si ritiene che, in caso di abilitazione in forma aggregata (tramite UVAN o UVAZ), l'aggregato debba essere costituito dai soli impianti che beneficino degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio. In caso contrario, l'offerta sarebbe riferita ad un aggregato composto da UP che beneficino degli strumenti di supporto di cui al decreto FER X transitorio e da altre UP e UC e dovrebbe, pertanto, essere sottoposta ad una ripartizione convenzionale ai fini della corretta erogazione dei meccanismi di supporto.
- 7.11 Ai fini dell'abilitazione, sarà, pertanto, introdotta una nuova tipologia di UP riferita alle sole UP alimentate da fonti rinnovabili che beneficino degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio (di seguito: tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate): in tale tipologia confluiranno le sole UP che beneficino di tali meccanismi di supporto abilitate (obbligatoriamente o facoltativamente) al MBR. Ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento, tali unità (anche nella responsabilità di BRP diversi) potranno essere abilitate singolarmente come UAS o aggregate in UVAN o UVAZ dedicate, gestite da un unico BSP. Le UVAZ o UVAN contenenti tali unità non potranno includere UP di altre tipologie o UC, UI o UE. Ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare, di conseguenza, le UP della tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate saranno aggregate in dedicate UVN di immissione (una UVN per ciascun BRP per ciascuna UVAN) qualora abilitate in aggregato come UVAN, o in dedicate UVZ di immissione (una UVZ per ciascun BRP per ciascuna zona) qualora abilitate in aggregato come UVAZ. Tali UVN e UVZ di immissione parteciperanno separatamente ai mercati dell'energia¹⁸ e per esse sarà richiesta la nomina esplicita da parte del BSP (per le UVN) o da parte del BRP (per le UVZ)¹⁹.
- 7.12 In questo modo, le offerte sul MBR per le unità abilitate in aggregato che beneficino degli strumenti di supporto saranno confinate a specifiche UVAN o UVAZ, evitando commistioni con altre tipologie di UP o UC ed evitando, pertanto, qualsiasi forma di ripartizione convenzionale delle offerte.
- 7.13 Giova inoltre ricordare che le UVN della tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate includeranno tutte le UP abilitate che beneficino degli strumenti di supporto del decreto FER X transitorio inserite in una data UVAN (ossia nella responsabilità di un dato BSP ai fini della partecipazione al MBR) di competenza

¹⁸ A tendere potranno essere inserite in portafogli zionali per tipologia, non appena GME implementerà tali portafogli nell'ambito della disciplina del mercato elettrico.

¹⁹ In caso di mancata nomina il GME attribuisce comunque una nomina implicita pari alla posizione commerciale assunta da tali unità sui mercati dell'energia.

di un dato BRP. Le UVZ della tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate, invece, includeranno tutte le UP della tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate di competenza di un dato BRP in una data zona: esse potranno, quindi, includere UP abilitate che beneficiano degli strumenti di supporto del decreto FER X transitorio nella responsabilità di diversi BSP ossia incluse in diverse UVAZ. A livello zonale, comunque, l'unione dei perimetri di queste UVAZ coinciderà con l'unione dei perimetri delle UVZ della tipologia fonti rinnovabili supportate e abilitate, in quanto in tali UVZ potranno confluire per costruzione solo UP abilitate al MBR in aggregato.

- 7.14 Per le UVAN, in coerenza con la regolazione prevista dal TIDE per la generalità delle UVAN, la *baseline* che rileva per il programma di movimentazione sarà data dalla somma delle nomine dei BSP relative alle UVN. Per le UVAZ, invece, in coerenza con quanto ipotizzato nel documento per la consultazione 50/2025/R/eel, la *baseline* potrebbe essere direttamente comunicata dal BSP e opportunamente corretta da Terna sulla base delle misure relative agli ISP immediatamente antecedenti la richiesta di movimentazione sul MBR oppure determinata direttamente da Terna a partire dalle sopracitate misure. L'Autorità ritiene, tuttavia, opportuno prevedere che, in deroga alla regola generale delle UVAZ, la *baseline* per le UVAZ relative alle UP che beneficiano degli strumenti di supporto del decreto FER X transitorio debba essere necessariamente comunicata dal BSP (sempre con possibilità di correzione da parte di Terna), in quanto ciò facilita la verifica degli obblighi di offerta come chiarito al paragrafo 7.e.
- 7.15 Gli impianti di taglia inferiore a 1 MW che beneficiano degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio e che non si abilitano al MBR seguiranno la regolazione prevista dal TIDE.
- 7.16 Infine, si ricorda che, ai sensi di quanto già previsto dal TIDE (e in continuità con i progetti pilota avviati ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel), il GSE non può svolgere il ruolo di BSP (non può, quindi, stipulare il contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali). Pertanto, i soggetti titolari degli impianti di produzione che beneficiano degli strumenti di supporto di cui al decreto FER X transitorio dovranno necessariamente individuare un soggetto terzo come BSP ai fini dell'abilitazione al MBR²⁰, anche nel caso in cui optassero per il ritiro dedicato ai fini della cessione dell'energia immessa.
- 7.17 Le modifiche al TIDE necessarie relative alla composizione degli aggregati e all'introduzione della nuova tipologia di UP troveranno applicazione immediata. La modalità di calcolo della *baseline* per le UVAZ con obbligo di comunicazione a

²⁰ Nella fase transitoria del TIDE per le UAS il BRP svolge anche il ruolo di BSP. Gli impianti che intendono abilitarsi singolarmente in tale fase non potranno, quindi, avvalersi del GSE come BRP. Nulla osterebbe poi a riattribuire il ruolo di BRP al GSE con l'avvio della fase di consolidamento e la conseguente separazione dei ruoli di BSP e BRP. Per gli aggregati (UVAZ e UVAT) non vi sono, invece, criticità in quanto per essi vale il Regolamento UVA che già prevede la separazione dei ruoli.

cura del BSP troveranno applicazione solamente a partire dalla fase di consolidamento in quanto nella fase transitoria continuerebbe ad applicarsi il Regolamento UVA.

- Q.7 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità relativi all’abilitazione degli impianti che accedono agli strumenti di supporto di cui al decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*
- Q.8 *Si condivide la creazione di una nuova tipologia di UP al fine di evitare commistioni fra le UP che beneficiano degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio abilitate al MBR e altre UP e UC? Se no, perché? Motivare la risposta*
- Q.9 *Si condividono gli orientamenti sulla determinazione della baseline per le UVAZ relative alle UP che beneficiano degli strumenti di supporto definiti dal decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*

7.c Qualifica per il servizio di modulazione straordinaria a scendere

7.18 Le UP che beneficiano degli strumenti di supporto di cui al decreto FER X transitorio sono automaticamente qualificate al servizio di modulazione straordinaria a scendere qualora risultino obbligatoriamente asservite a tale servizio ai sensi del Codice di rete. Non sono previsti specifici obblighi di qualifica, in quanto il decreto FER X dà indicazioni esclusivamente sull’abilitazione al MBR (e quindi non sulla qualifica al servizio di modulazione straordinaria che è approvvigionato al di fuori del MBR).

7.19 L’approccio è già coerente con il TIDE e, pertanto, non si ravvisa alcuna necessità di modifica.

- Q.10 *Si condividono gli orientamenti dell’Autorità relativi alla qualifica per il servizio di modulazione straordinaria? Se no, perché? Motivare la risposta*

7.d Identificazione delle UP in caso di potenziamento di impianti esistenti e di rifacimento

7.20 Nel caso di potenziamento di impianti esistenti, il decreto FER X transitorio trova applicazione limitatamente alla nuova sezione di impianto. Pertanto, si ritiene che tale nuova sezione debba essere necessariamente identificata come UP dedicata qualora essa sia oggetto di abilitazione (facoltativa o obbligatoria a seconda della taglia).

7.21 In caso contrario, infatti, non sarebbe possibile separare il dispacciamento della sezione che beneficia del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio (applicando quanto proposto al paragrafo 7.b) dal dispacciamento delle

altre sezioni del medesimo impianto (che, non beneficiando del predetto meccanismo di supporto, seguirebbero la regolazione generale prevista dal TIDE).

7.22 Nel caso di rifacimento (sia parziale sia integrale), il decreto trova applicazione per l'intero impianto, seppur applicando dei coefficienti di gradazione al prezzo di aggiudicazione. Pertanto, in tali casi, si ritiene che l'intero impianto debba essere considerato come unica UP ai fini dell'abilitazione al MBR e della qualifica per il servizio di modulazione straordinaria con applicazione al riguardo di quanto rappresentato ai capitoli 7.b e 7.c del presente documento per la consultazione.

7.23 Quanto sopra rappresentato troverà immediata applicazione.

Q.11 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi all'identificazione come UP delle sezioni di impianto che beneficiano del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*

Q.12 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi all'identificazione come UP dell'impianto oggetto di rifacimento integrale o parziale che beneficia del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*

7.e Applicazione dell'articolo 11, comma 6, del decreto FER X transitorio

7.e.1 Taglio della produzione per esigenze locali o di sicurezza – modulazione straordinaria

7.24 Come riportato alla lettera a), punto i) del precedente punto 2.5, il decreto FER X transitorio prevede che il GSE, per gli impianti soggetti a taglio della produzione per esigenze locali o di sicurezza (quindi non legate al bilanciamento), calcoli l'ammontare dei pagamenti di cui al punto 2.3 sulla base dell'energia producibile.

7.25 Le UP interessate da questa disposizione sono quelle qualificate al servizio di modulazione straordinaria a scendere ai sensi del Codice di rete o quelle abilitate al ridispacciamento a scendere singolarmente come UAS o in aggregato nelle UVAN. Il presente paragrafo riguarda solo le UP qualificate per il servizio di modulazione straordinaria, mentre per il ridispacciamento a scendere si rimanda al caso delle offerte a scendere attivate sul MBR di cui al paragrafo 7.e.2, in quanto concettualmente analogo.

7.26 Nella fase transitoria di implementazione del TIDE si ritiene opportuno applicare senza alcuna modifica le modalità già definite nel Codice di rete e descritte precedentemente nel presente documento per la consultazione.

7.27 Per la fase di consolidamento del TIDE, invece, troverebbe applicazione la regolazione del servizio di modulazione straordinaria, come modificata sulla base delle proposte descritte al Capitolo 4 del presente documento per la consultazione.

- 7.28 In particolare, quindi, le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che beneficiano dei meccanismi di supporto di cui al decreto FER X transitorio avrebbero diritto ad una remunerazione del servizio basata sulla mancata produzione valorizzata a prezzo zonale con applicazione dell'indice di affidabilità IA e sarebbero soggette ad una penale in caso di mancata erogazione del servizio.
- 7.29 Ai fini dell'erogazione dei pagamenti previsti dal decreto FER X transitorio, infine, si prevede che Terna informi il GSE ogni qualvolta definisca un ordine di modulazione su un'UP che beneficia del meccanismo di supporto di cui al medesimo decreto.

Q.13 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alla regolazione del servizio di modulazione straordinaria per gli impianti che beneficiano del meccanismo di supporto definito dal decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*

- 7.e.2 *Taglio della produzione - offerte a scendere sul MBR per ridispacciamento e bilanciamento*
- 7.30 Come riportato alla lettera a), punto ii), del precedente punto 2.5, il decreto FER X transitorio prevede che gli impianti che si abilitano al MBR siano obbligati a presentare offerte a scendere sul MB (convertite in prodotti standard da attivare sulle piattaforme di bilanciamento) a un prezzo non inferiore a zero nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di dover procedere al taglio della produzione per garantire la sicurezza del sistema, come comunicati con adeguato anticipo da Terna (di seguito: ISP critici).
- 7.31 L'Autorità ritiene che negli ISP critici Terna debba poter disporre sul MB la riduzione della produzione fino allo spegnimento complessivo dell'impianto.
- 7.32 Per tutte le unità ciò si traduce in un obbligo di offerta a scendere di un'energia pari al programma iniziale dell'unità rilevante ai fini del MB pari:
- a) per le UAS alla nomina come corretta per tenere conto delle eventuali movimentazioni disposte sulla fase MSD dell'*Integrated Scheduling Process*;
 - b) per le UVAN alla somma delle nomine delle UVN sottese, come corretta per tenere conto delle eventuali movimentazioni disposte sulla fase MSD dell'*Integrated Scheduling Process*;
 - c) per le UVAZ alla comunicazione specifica da parte del BSP senza bisogno di alcuna correzione, in quanto le UVAZ non sono ammesse all'*Integrated Scheduling Process*.
- 7.33 Un'offerta pari a tale programma iniziale rilevante ai fini del MB, se interamente accettata, determina un programma di movimentazione uguale e contrario alla *baseline* che, se eseguito correttamente senza alcuno sbilanciamento o mancata movimentazione, porta all'azzeramento dell'immissione dell'impianto. I BSP

dovrebbero, pertanto, essere a conoscenza del programma iniziale rilevante ai fini del MB delle proprie unità prima del termine della presentazione delle offerte sul MB (ossia 57 minuti prima dell'inizio di ciascun ISP²¹). Ciò è implicito nella regolazione prevista dal TIDE per le UAS e le UVAN per le quali il programma rilevante ai fini del MB è determinato a partire dalle nomine presentate dai BSP come corrette per le movimentazioni disposte nella fase MSD dell'*Integrated Scheduling Process*). Per le UVAZ, invece, la *baseline* potrebbe essere corretta da Terna in funzione delle misure rilevate in tempo reale e resa nota in via definitiva solamente in fase di *settlement*: in questo caso il BSP sarebbe comunque tenuto a presentare una offerta a scendere pari alla *baseline* come da lui comunicata; tale offerta a livello di *settlement* sarebbe poi corretta da Terna in funzione del valore effettivo della *baseline*.

- 7.34 La regolazione prevista dal TIDE comporta per il BSP, per ciascun MWh effettivamente movimentato a scendere, un guadagno pari alla differenza fra il prezzo zonale (incassato tramite la compensazione con il BRP) e il prezzo dell'offerta a scendere (corrisposto a Terna per l'accettazione dell'offerta a scendere).
- 7.35 In caso di mancata o parziale esecuzione della movimentazione a scendere (quindi con immissioni superiori al livello di riferimento dato dal combinato disposto della *baseline* e del relativo programma di movimentazione), la regolazione prevista dal TIDE prevede un segnale economico in capo al BSP solamente in caso di prezzo di sbilanciamento inferiore al prezzo relativo all'offerta a scendere considerata. In tutti gli altri casi (prezzo di sbilanciamento superiore al prezzo relativo all'offerta a scendere), trova, invece, applicazione il corrispettivo addizionale di mancato rispetto dell'ordine di dispacciamento che azzerava i possibili guadagni del BSP (legati alla differenza favorevole fra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo dell'offerta a scendere) senza alcuna penale aggiuntiva.
- 7.36 Terna dovrà monitorare la conformità della condotta dei BSP con i relativi obblighi di offerta negli ISP critici. In caso di comportamenti non conformi agli obblighi di offerta, si ritiene che nei corrispondenti ISP i pagamenti di cui al punto 2.3 non debbano essere erogati (né sull'energia effettivamente immessa né sull'energia producibile). In caso di partecipazione al MBR tramite UVA, la mancata erogazione dei pagamenti riguarderebbe tutte le UP incluse nell'UVA.
- 7.37 Inoltre, in caso di sospensione dell'abilitazione al MBR per non corretta esecuzione delle movimentazioni secondo quanto proposto al Capitolo 6, GSE non applicherebbe i pagamenti di cui al punto 2.3 per tutta la durata del periodo di sospensione.

²¹ Con il passaggio ad una *gate closure* del mercato infragiornaliero 30 minuti prima del tempo reale il termine di presentazione delle offerte su MB verrebbe posto pari a 27 minuti prima del tempo reale.

- 7.38 Negli ISP non inclusi negli ISP critici, i BSP non avrebbero, invece, alcun obbligo di offerta. Essi potrebbero, quindi, scegliere liberamente se presentare o meno offerte per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, consapevoli che gli strumenti di supporto previsti dal decreto FER X transitorio sarebbero in generale erogati con riferimento all'energia effettivamente immessa, fatti salvi i casi di ridispacciamento a scendere (limitatamente a UAS e UVAN) per i quali comunque varrebbe l'energia producibile.
- 7.39 Per l'applicazione di quanto previsto nei precedenti punti Terna dovrebbe trasmettere al GSE:
- a) l'elenco degli ISP critici, segnalando eventuali inadempimenti degli obblighi di offerta da parte dei BSP o eventuali sospensioni dall'abilitazione al MBR;
 - b) l'elenco delle UP che sono state oggetto di ordini di dispacciamento a scendere (sia direttamente tramite UAS, sia indirettamente poiché incluse in una UVA oggetto di ordini di dispacciamento).
- 7.40 Inoltre, appare opportuno prevedere che Terna comunichi al mercato gli ISP critici entro 30 minuti prima del termine di presentazione delle offerte sulla prima sottofase MSD dell'*Integrated Scheduling Process*, in modo tale da consentire ai BSP di formulare correttamente le proprie offerte.
- 7.41 Quanto riportato ai precedenti paragrafi è coerente sia con le disposizioni valide per la fase di consolidamento di implementazione del TIDE sia con la fase transitoria (fatta eccezione che l'offerta è presentata dal BRP che svolge anche il ruolo di BSP).

Q.14 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi agli obblighi di offerta a scendere previsti dal decreto FER X transitorio? Se no, perché? Motivare la risposta*

Q.15 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alla sospensione dei pagamenti da parte di GSE nel caso di sospensione dell'abilitazione al MBR? Se no, perché? Motivare la risposta*

Q.16 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi agli obblighi informativi in capo a Terna? Se no, perché? Motivare la risposta*

7.e.3 Offerte a salire sul MBR

- 7.42 Nel caso di prezzo nullo o negativo sul MGP, come riportato alla lettera b) del precedente punto 2.5, il decreto FER X transitorio prevede il riconoscimento del prezzo o del corrispettivo di cui al punto 2.3, per un quantitativo di energia pari al minimo tra l'energia producibile e la somma del programma in entrata nel MB e della potenza offerta a salire a prezzo nullo o negativo sul MB.
- 7.43 A tal fine, l'Autorità ritiene debbano essere considerate valide per il predetto riconoscimento del prezzo o del corrispettivo di cui al punto 2.3 le offerte a salire

presentate nella fase MB del MBR a prezzo nullo (in quanto sul MBR non sono possibili offerte a prezzi negativi) negli ISP caratterizzati da prezzi zionali nulli o negativi sul MGP.

- 7.44 Si evidenzia che la regolazione prevista dal TIDE incentiva il BSP a offrire a salire tutta la potenza effettivamente disponibile in quanto:
- a) se offrisse una quantità superiore, pari, per esempio, alla differenza tra la potenza nominale e il programma base dell'UAS (o, in caso di UVA, alla differenza tra la somma delle potenze nominali delle UP sottostanti e la *baseline*), in caso di accettazione il BSP sarebbe tenuto a regolare con Terna la mancata movimentazione a salire (legata alla mancata immissione perché l'energia producibile è inferiore ai quantitativi offerti a salire) a prezzi di sbilanciamento potenzialmente superiori rispetto al prezzo nullo offerto a salire²²;
 - b) se offrisse una quantità inferiore, in caso di accettazione il produttore delle UP incluse nell'UAS o UVA nella responsabilità del BSP riceverebbe i pagamenti di cui al punto 2.3 per una quantità inferiore di energia.
- 7.45 In caso di partecipazione al MBR singolarmente tramite UAS il programma in entrata sul MB (coincidente con il programma base come incrementato dell'eventuale programma di movimentazione disposto in esito a MSD sull'*Integrated Scheduling Process*) e le offerte a salire sono riferite alla singola unità: è quindi sufficiente, ai fini dell'erogazione dei pagamenti di cui al punto 2.3 che GSE riceva da Terna le informazioni su tale programma e sulle offerte a salire.
- 7.46 Nel caso di partecipazione tramite aggregato, occorre prevedere, invece, una ripartizione convenzionale. Si potrebbe partire dalla somma della relativa *baseline* (somma delle nomine delle UVN per le UVAN, comunicazione esplicita del BSP per le UVAZ²³), dei programmi di movimentazione in esito al MSD (questi due termini costituirebbero il programma iniziale rilevante ai fini del MB) e delle offerte a salire presentate sul MB. Le informazioni su questi valori sarebbero inviate al GSE separatamente per ciascuna UVA insieme all'elenco delle UP incluse nell'UVA stessa: GSE procederebbe, poi, a ripartire tale totale fra le varie UP in funzione dell'energia producibile di ciascuna. In questo modo si ripartirebbe l'azione del BSP fra le varie UP proporzionalmente all'energia che ciascuna avrebbe prodotto in condizioni ideali di funzionamento del sistema.

²² Il prezzo di sbilanciamento sarebbe tendenzialmente positivo in caso di macrozona di sbilanciamento corta, quindi superiore al prezzo nullo dell'offerta a salire presentata su MB. In caso, invece, di macrozona di sbilanciamento lunga il BSP potrebbe maturare un vantaggio dall'eventuale prezzo di sbilanciamento negativo, ma tale vantaggio sarebbe comunque neutralizzato dal corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

²³ Non si può fare riferimento alle nomine per le UVAZ, in quanto dette nomine sono presentate con riferimento alle UVZ (il cui perimetro potrebbe differire da quello delle UVAZ) diverse dalle UVZ aventi finalità di saldo.

7.47 Quanto sopra riportato vale per la fase di consolidamento del TIDE. Per la fase transitoria, nulla cambia per le UAS (al netto che l'offerta a salire sul MB è presentata direttamente dal BRP e non dal BSP), mentre per le UVAZ occorre tenere conto che la *baseline* comunicata dal BSP è comunque corretta da Terna in funzione delle misure rilevate in tempo reale: ai fini dell'erogazione dei pagamenti di cui al punto 2.3 appare, quindi, opportuno riferirsi a questa *baseline* corretta.

Q.17 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alle modalità di riconoscimento dei pagamenti da parte di GSE nel caso di offerta a salire? Se no, perché? Motivare la risposta*

8 Orientamenti dell'Autorità in relazione alla determinazione dell'energia elettrica producibile che rileva ai fini dei pagamenti di cui al decreto FER X transitorio

8.1 Come già specificato nella deliberazione 128/2025/R/efr, l'energia producibile netta $E_{producibileUP}$ di ciascun impianto è calcolata dal GSE secondo propri modelli previsionali.

8.2 Ai fini del calcolo dell'ammontare dei pagamenti previsti dal decreto FER X transitorio in caso di taglio della produzione, il GSE dovrà invece riferirsi all'energia producibile a scendere $E_{producibileUP}^{scendere}$, determinata per ciascuna UP secondo i seguenti passaggi:

a) calcolo dell'energia producibile $E_{producibileUP}^{FERX}$ oggetto di diritti ed obblighi derivanti dal decreto FER X transitorio pari, per gli impianti di taglia superiore a 1 MW, al prodotto tra l'energia producibile netta $E_{producibileUP}$ e 0,95 (in quanto i meccanismi di supporto riguardano solamente il 95% dell'energia prodotta dall'UP), e per gli impianti di taglia pari o inferiore a 1 MW all'energia producibile netta $E_{producibileUP}$;

b) calcolo dell'energia producibile corretta pari a:

$$E_{prodUP}^{corr} = E_{producibileUP} * I_{UP}$$

dove I_{UP} è pari a un indice, finalizzato a tenere conto dell'effettiva movimentazione a scendere erogata e dell'effettiva modulazione a scendere erogata, che verrà determinato considerando sia gli ordini di modulazione (al netto delle richieste di disconnessione dalla rete tramite UPDM) sia gli ordini di dispacciamento richiesti da Terna sul MBR. Tale indice potrà essere determinato in modo concettualmente analogo all'indice IA che rileva ai fini della remunerazione della mancata produzione;

- c) calcolo dell'energia producibile $E_{prodUCibileUP}^{scendere}$ pari al minimo tra l'energia $E_{prodUCibileUP}^{FERX}$ di cui alla precedente lettera a) e l'energia $E_{prodUCibileUP}^{corr}$ di cui alla precedente lettera b).
- 8.3 Per la fase transitoria di implementazione del TIDE l'indice I_{UP} sarà assunto pari a 1 mentre, a partire dalla fase di consolidamento, esso sarà determinato secondo modalità che saranno definite con successivo provvedimento da parte dell'Autorità, in modo che sia il più possibile analogo al già richiamato indice IA.
- 8.4 In caso di offerta a salire negli ISP di prezzi zonalmente nulli o negativi sul MGP, poiché i meccanismi di supporto previsti dal decreto FER X transitorio si applicano solamente al 95% dell'energia prodotta dall'impianto, il GSE²⁴ calcolerà l'ammontare dei pagamenti previsti dal decreto FER X transitorio di cui al punto 2.3 per il minimo tra:
- l'energia producibile $E_{prodUCibileUP}^{FERX}$
 - la somma del programma in ingresso a MB e dell'offerta a salire formulata nel MB a prezzo nullo²⁵.
- 8.5 Infine, giova evidenziare che il controvalore del servizio a scendere non può mai essere superiore al prezzo zonale; di conseguenza esso non può mai includere il prezzo medio delle garanzie di origine che dovrà quindi essere riconosciuto dal GSE in aggiunta al prezzo di aggiudicazione.
- 8.6 Quanto sopra riportato in merito alla determinazione dell'energia producibile che rileva ai fini dei pagamenti di cui al decreto FER X transitorio, al calcolo dell'indice I_{UP} e alle specificità attinenti al decreto FER X transitorio che non troveranno collocazione nel TIDE confluirà in apposito provvedimento da adottare in tempo utile per l'avvio delle procedure concorsuali di cui al medesimo decreto

²⁴ Il BSP sulla restante quota del 5% potrebbe presentare anche offerte a salire a prezzo maggiore di zero, senza alcun impatto sull'erogazione del meccanismo di supporto.

²⁵ Come eventualmente ripartita in modo convenzionale per gli aggregati.

- Q.18 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alla determinazione dell'energia producibile netta? Se no, perché? Motivare la risposta*
- Q.19 *Si ritiene che l'indice IUP possa essere analogo all'indice IA? Oppure si ritiene richieda adeguamenti e/o specifiche per fonte? Perché? Motivare la risposta*
- Q.20 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi alla determinazione dell'energia elettrica producibile ai fini del calcolo dell'ammontare dei pagamenti di cui al punto 2.5? Se no, perché? Motivare la risposta*
- Q.21 *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità relativi al riconoscimento del prezzo medio delle garanzie di origine in caso di accettazione di offerte a scendere su MB? Se no, perché? Motivare la risposta*

Riepilogo delle proposte di modifiche formulate nel documento per la consultazione e relativa decorrenza

Modifica	Perimetro di applicazione	Decorrenza
Modalità di calcolo dell'energia di modulazione	Tutte le UP coinvolte nel servizio di modulazione straordinaria a scendere	1 febbraio 2026 – contestuale all'avvio della fase di consolidamento
Inserimento nel TIDE della remunerazione del servizio di modulazione straordinaria in termini di mancata produzione per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili	UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili asservite obbligatoriamente al servizio di modulazione straordinaria a scendere	1 febbraio 2026 – contestuale all'avvio della fase di consolidamento Nella fase transitoria trova applicazione l'estensione della ARG/elt 5/10 prevista dalla deliberazione 128/2025/R/efr
Introduzione di una penalizzazione per la mancata erogazione del servizio di modulazione straordinaria	UP asservite obbligatoriamente al servizio di modulazione straordinaria a scendere	1 febbraio 2026 – contestuale all'avvio della fase di consolidamento
Abrogazione della facoltà per Terna di proporre un corrispettivo di coerenza della <i>baseline</i> per le UVAN	Tutte le UVAN	1 febbraio 2026 – contestuale all'avvio della fase di consolidamento
Estensione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza per la <i>baseline</i> delle UVAZ	Tutte le UVAZ	1 febbraio 2026 – contestuale all'avvio della fase di consolidamento
Sospensione dell'abilitazione al MBR in caso di mancata movimentazione	Tutte le UP abilitate singolarmente o in aggregato	Applicazione immediata
Composizione degli aggregati ai fini dell'attuazione del decreto FER X transitorio	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata

Modifica	Perimetro di applicazione	Decorrenza
Obbligo di comunicazione della <i>baseline</i> da parte dei BSP per le UVAZ	UVAZ composte da UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	1 febbraio 2026 – contestuale all’avvio della fase di consolidamento
Identificazione UP per potenziamento o rifacimento	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata
Definizione degli obblighi di offerta a scendere sul MB	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata con precisazioni specifiche per la fase transitoria e la fase di consolidamento
Obblighi informativi in capo a Terna e GSE relativamente a energia producibile, movimentazioni e modulazioni	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata
Ripartizione fra le UP ai fini dell’erogazione dei meccanismi di supporto in caso di offerte a salire sul MB e prezzo zonale nullo o negativo	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata con precisazioni specifiche per la fase transitoria e la fase di consolidamento
Modalità di determinazione dell’energia producibile	UP che beneficiano dei meccanismi di supporto del decreto FER X transitorio	Applicazione immediata con consultazione a cura GSE

Si riassumono i passi che porteranno all’attuazione delle disposizioni oggetto del presente documento per la consultazione o richiamate dal medesimo:

- approvazione della versione 4 del TIDE (prevista per maggio 2025) a seguito delle proposte di modifica oggetto della presente consultazione e di quella avviata con il documento per la consultazione 50/2025/R/eel; la versione 4 del TIDE specificherà quali disposizioni avranno validità immediata e quali, invece, saranno valide solo nella fase di consolidamento;
- approvazione (prevista per maggio 2025) del provvedimento di razionalizzazione, a parità di contenuto, delle modalità di determinazione dell’energia producibile per ogni finalità (sia essa la determinazione della mancata produzione derivante da modulazioni straordinarie a scendere, sia essa l’applicazione dei pagamenti di cui al

decreto FER X transitorio). Questo provvedimento, congiuntamente alla versione 4 del TIDE, consentirà l'abrogazione della deliberazione ARG/elt 5/10 con effetti dall'1 febbraio 2026;

- approvazione (prevista per maggio 2025) di un provvedimento dedicato all'applicazione del decreto FER X transitorio che includerà le parti extra TIDE oggetto di consultazione tramite il presente documento (modalità di trattamento dell'energia producibile ai fini dei pagamenti da parte del GSE, gestione dei pagamenti da parte di GSE in caso di violazione degli obblighi di offerta o sospensione dal MBR). Tale provvedimento troverà applicazione già nel corso del 2025;
- verifica positiva del Codice di Rete di Terna ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 per la fase di consolidamento del TIDE, prevista per il mese di luglio 2025.