
Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico TIDE

Accesso ed erogazione del servizio di dispacciamento,
organizzazione dei mercati

Analisi delle risposte alla consultazione

25 luglio 2023

Indice

Versione e organizzazione del TIDE		ix
Versione attuale		x
Organizzazione del documento		x
I Oggetto e definizione di elementi funzionali alla disciplina		1
1 Finalità e oggetto		2
Art. 1.1 Finalità		2
Art. 1.2 Oggetto		2
2 Immissioni e prelievi nel sistema elettrico		4
Art. 2.1 Punti di connessione		4
Art. 2.2 Immissioni e prelievi nel sistema elettrico		5
Art. 2.3 Titolarità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		5
Art. 2.4 Mappatura delle Unità di Produzione (UP)		5
Art. 2.5 Mappatura delle Unità di Consumo (UC)		8
Art. 2.6 Mappatura delle Unità di Importazione (UI) e delle Unità di Esportazione (UE)		8
Art. 2.7 Costituzione delle Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati (UIE) e delle Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati (UEE)		8
Art. 2.8 Pubblicazione dei criteri di identificazione		9
Art. 2.9 Capacità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento		9
3 Contratti		12
Art. 3.1 Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione		12

Art. 3.2	Contratto per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali	13
Art. 3.3	Contratto di adesione al mercato dell'energia elettrica	13
Art. 3.4	Contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia	14
4	Regole del mercato	15
Art. 4.1	Regole per il dispacciamento	15
Art. 4.2	Disciplina del mercato dell'energia elettrica	15
Art. 4.3	Regolamento della Piattaforma per Conti Energia	15
Art. 4.4	Convenzione tra TERNA e Gestore dei Mercati Energetici (GME) . .	16
Art. 4.5	Convenzione tra TERNA e Gestore del SII	16
5	Modello zonale della rete rilevante	18
Art. 5.1	Finalità del modello zonale	18
Art. 5.2	Aggiornamento del modello zonale	18
Art. 5.3	Analisi preliminare	18
Art. 5.4	Revisione formale	19
Art. 5.5	Approvazione del modello zonale	19
II Servizi ancillari nazionali		21
6	Servizi ancillari nazionali globali	22
Art. 6.1	Classificazione dei Servizi ancillari nazionali globali	22
Art. 6.2	Servizi ancillari per il bilanciamento	24
Art. 6.3	Servizi ancillari non relativi alla frequenza	25
Art. 6.4	Servizio di modulazione straordinaria	26
Art. 6.5	Perimetri per i servizi ancillari nazionali globali	29
Art. 6.6	Modalità di approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	31
7	Servizi ancillari nazionali locali	33
III Aggregazioni rilevanti		35
8	Aggregazioni ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	36
Art. 8.1	Erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	36
Art. 8.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS)	36
Art. 8.3	Unità Virtuali Abilitate (UVA)	37
Art. 8.4	Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento	39

Art. 8.5	Abilitazione per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento	39
Art. 8.6	Qualifica per l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza e del servizio di modulazione straordinaria	40
Art. 8.7	Verifiche a cura dei gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator) (DSO)	40
Art. 8.8	Capacità delle unità ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	41
Art. 8.9	Responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e ai fini del ridispacciamento	41
9	Aggregazioni ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	42
Art. 9.1	Tipologia di aggregati	42
Art. 9.2	Unità Abilitata Singolarmente (UAS) ai fini del diritto a immettere e prelevare	42
Art. 9.3	Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)	42
Art. 9.4	Unità Virtuali non Abilitate (UVnA)	44
Art. 9.5	Individuazione dei responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party (BRP) responsabili delle UP, UC, UI, UE aggregate in una Unità Virtuale Abilitata (UVA)	46
Art. 9.6	Capacità delle unità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare	46
Art. 9.7	Responsabilità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare	46
Art. 9.8	Diligenza, perizia, prudenza e previdenza	46
10	Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia	49
Art. 10.1	Portafogli zonali	49
Art. 10.2	Portafogli zonali fisici	49
Art. 10.3	Portafogli zonali commerciali	53
Art. 10.4	Capacità dei portafogli zonali	56
Art. 10.5	Portafogli zonali e operatori di mercato	56
IV Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale		57
11	Organizzazione e finalità del mercato dell'energia elettrica a livello nazionale	58
Art. 11.1	Organizzazione del mercato dell'energia elettrica	58
Art. 11.2	Finalità del mercato dell'energia elettrica	58
Art. 11.3	Periodi rilevanti per le transazioni sul mercato dell'energia elettrica .	58
12	Mercato Elettrico a Termine (MET)	60

Art. 12.1 Oggetto del MET	60
Art. 12.2 Piattaforma per Conti Energia (PCE)	60
Art. 12.3 Allocazione a termine della capacità di trasporto	62
13 Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	64
Art. 13.1 Oggetto del MPE	64
Art. 13.2 Ruolo del GME sul MPE	64
Art. 13.3 Mercato del Giorno Prima	64
Art. 13.4 Consegna fisica dell'energia scambiata su MET	67
Art. 13.5 Mercato Infragiornaliero	69
Art. 13.6 Posizione netta del BRP su Mercato Elettrico a Pronti (MPE)	71
Art. 13.7 Procedure di <i>back-up</i>	71
14 Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	72
Art. 14.1 Oggetto del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	72
Art. 14.2 Ruolo di TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	72
Art. 14.3 Ruolo del GME sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	72
Art. 14.4 Offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento	73
Art. 14.5 <i>Integrated Scheduling Process</i>	76
Art. 14.6 Piattaforme di bilanciamento	80
Art. 14.7 Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali	81
15 Procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali	84
Art. 15.1 Risorse approvvigionate con procedure specifiche	84
Art. 15.2 Approvvigionamento della riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR) e della riserva ultra-rapida di frequenza	84
Art. 15.3 Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria	90
Art. 15.4 Approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali	93
Art. 15.5 Corrispettivi forfettari per i servizi ancillari non relativi alla frequenza	97
16 Mercato per i servizi ancillari nazionali locali	99
V Programmazione delle unità e scambi di energia	101
17 Registrazione delle nomine	102
Art. 17.1 Convenzioni di segno	102
Art. 17.2 Piattaforma di nomina	102
18 Programmi di immissione e prelievo	108
Art. 18.1 Tipologia dei programmi	108

Art. 18.2 Programmi base	108
Art. 18.3 Programmi di movimentazione	108
Art. 18.4 Programmi finali	108
19 Scambi e movimentazioni di energia	114
Art. 19.1 Energia immessa e prelevata ai fini del settlement	114
Art. 19.2 Modulazione ai fini del settlement	114
Art. 19.3 Movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamiento	116
VI Regolazione delle partite economiche	
	121
20 Partite economiche	122
Art. 20.1 Convenzioni di segno per le partite economiche	122
Art. 20.2 Partite economiche regolate con GME	122
Art. 20.3 Partite economiche regolate con TERNA	123
Art. 20.4 Partite economiche fra TERNA e GME	124
21 Corrispettivi di sbilanciamento	125
Art. 21.1 Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento	125
Art. 21.2 Determinazione del corrispettivo di sbilanciamento	125
Art. 21.3 Sbilanciamento delle unità, UCP e UCS	125
Art. 21.4 Macrozone di sbilanciamento	127
Art. 21.5 Prezzi di sbilanciamento	128
Art. 21.6 Pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento	128
22 Corrispettivi per le movimentazioni	130
Art. 22.1 Corrispettivo di mancata movimentazione	130
Art. 22.2 Corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento	131
Art. 22.3 Corrispettivi di compensazione	132
23 Corrispettivi di neutralità	135
Art. 23.1 Finalità generale dei corrispettivi di neutralità	135
Art. 23.2 Corrispettivi di sbilanciamento a programma	135
Art. 23.3 Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto	135
Art. 23.4 Corrispettivi di non arbitraggio	135
Art. 23.5 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale	136
24 Corrispettivo di dispacciamento	137
Art. 24.1 Finalità del corrispettivo di dispacciamento	137
Art. 24.2 Determinazione del corrispettivo di dispacciamento	137

Art. 24.3	Corrispettivo <i>uplift</i> a copertura dei costi per l’approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali	140
Art. 24.4	Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema	140
Art. 24.5	Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria	140
Art. 24.6	Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di TERNA ai fini del dispacciamento	140
Art. 24.7	Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica . . .	140
Art. 24.8	Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento	141
25	Settlement in caso di inadeguatezza del sistema	143
Art. 25.1	Inadeguatezza del sistema	143
Art. 25.2	Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza	143
Art. 25.3	Movimentazioni in condizioni di inadeguatezza	143
Art. 25.4	Remunerazione dei margini a salire in condizioni di inadeguatezza . .	143
Art. 25.5	Determinazione dell’energia prelevata in condizioni di inadeguatezza	143
26	Inadempimenti e garanzie	145
Art. 26.1	Sistema di garanzie predisposto da GME	145
Art. 26.2	Sistema di garanzie predisposto da TERNA	145
VII Disposizioni transitorie e finali		147
27	Obblighi informativi	148
Art. 27.1	Obblighi informativi in capo a GME	148
Art. 27.2	Obblighi informativi in capo a TERNA	148
28	Disposizioni transitorie e finali	151
Art. 28.1	Raccordo con il Testo Integrato Monitoraggio Mercati (TIMM)	151
Art. 28.2	Raccordo con la Deliberazione 111/06 [23]	151
Art. 28.3	Raccordo con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26]	151
Art. 28.4	Approvvigionamento transitorio della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza	153
Art. 28.5	Punti di dispacciamento	155
Art. 28.6	Ordini di dispacciamento e <i>baseline</i> per le Unità Virtuale Nodale (UVN)	155
Art. 28.7	Condizioni di emergenza	155
Art. 28.8	Macrozone per i prezzi di sbilanciamento	155
Art. 28.9	Sviluppo del modello e dell’algoritmo di ottimizzazione per l’Integrated Scheduling Process	155

Art. 28.10 Fase transitoria per la programmazione	155
Art. 28.11 Entrata in vigore del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) e processo di implementazione	155
VIII Glossario, acronimi e variabili	157
Glossario	158
Acronimi	170
IX Riferimenti normativi	175
Atti e Decisioni Europee	176
Leggi e Decreti dello Stato Italiano	178
Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri	179
Atti dell’Autorità	180

Versioni e organizzazione del TIDE

Versione attuale

Il presente documento integra le premesse della deliberazione di approvazione del **TIDE** versione 1, sintetizzando le risposte pervenute durante la consultazione sulla versione 0 del **TIDE** ed evidenziando le valutazioni dell'**Autorità** in merito.

Organizzazione del documento

Il documento è organizzato secondo la medesima struttura del **TIDE** versione 1, mantenendo l'articolazione nei tre livelli di profondità:

- 1. Sezione
- 1.1 Articolo
- 1.1.1 Comma

Sono altresì riportati tutti gli spunti di consultazione presenti nella versione 0, rinumerati, se del caso, in coerenza con la numerazione della versione 1. In questo modo si preserva la coerenza fra la posizione degli spunti e il relativo argomento riportato nel **TIDE**.

Sono inoltre riportate le osservazioni presentate liberamente dagli operatori con riferimento a specifici punti del testo. In taluni casi l'osservazione è stata abbinata alla Sezione specifica cui si riferiva, ancorchè diversa dalla Sezione indicata dall'operatore nella risposta.

Non sono riportate le risposte classificate come riservate da parte degli operatori, nè le segnalazioni relative ai refusi presenti nel testo (queste sono state tutte accolte e l'**Autorità** ringrazia gli operatori per l'attenta lettura).

Convenzioni nelle risposte

Per gli spunti di consultazione aventi opzioni chiuse, le risposte sono rappresentate con la seguente convenzione:

- Opzione con il maggior numero di risposte
- Altre opzioni incluse nella consultazione
- Opzioni non incluse nella consultazione, ma comunque evidenziate da qualche operatore

Parte I

Oggetto e definizione di elementi funzionali alla disciplina

SEZIONE 1-1

Finalità e oggetto

ARTICOLO 1-1.1

Finalità

ARTICOLO 1-1.2

Oggetto

Spunti per la consultazione

Spunto 1.2.1 *Si ritiene esaustiva la descrizione di oggetti e finalità?*

- Si*
- No*
- In parte*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si* - 21 risposte
- No* - 0 risposte
- In parte* - 2 risposte

Un operatore ha raccomandato di rendere la descrizione maggiormente coerente con il Regolamento (UE) 2019/943 [1] includendo aspetti quali la responsabilizzazione dei consumatori, la promozione della gestione della domanda, dello stoccaggio e dell'efficienza energetica, l'agevolazione dell'aggregazione e la remunerazione a prezzi di mercato dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

TERNA ha evidenziato l'opportunità di mantenere separata l'attività di dispacciamento attribuita in concessione dalle attività svolte dai **DSO** per l'esercizio in sicurezza delle reti di distribuzione. In particolare andrebbe chiarito che le azioni poste in essere dai **DSO** non debbano pregiudicare l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico di cui **TERNA** è responsabile.

Valutazioni dell’Autorità

La descrizione delle finalità e oggetto del **TIDE** è volutamente generale: l’utilizzo efficiente e sostenibile delle risorse disponibili nel sistema elettrico include la domanda (con relativa responsabilizzazione dei **clienti finali**), lo stoccaggio e l’efficienza energetica nonché sottintende la possibilità di aggregare tali risorse al fine di favorirne l’utilizzo. La remunerazione a prezzi di mercato dell’elettricità prodotta da fonti rinnovabili è garantita dai principi di imparzialità e neutralità.

L’**Autorità** condivide la separazione fra attività di dispacciamento in concessione a **TERNA** e le attività svolte dai **DSO** per l’esercizio in sicurezza delle reti di distribuzione. Un chiarimento in tal senso nel **TIDE** non è tuttavia necessario, in quanto tale differenziazione è immanente nel quadro legislativo nazionale derivante dal Decreto Legislativo 79/99 [12].

Qualsiasi azione adottata da qualsivoglia operatore o gestore di rete non deve in alcun modo pregiudicare l’esercizio in sicurezza del sistema elettrico. Lato **servizi ancillari nazionali globali**, le disposizioni del **TIDE** e l’adozione di un **modello central dispatch** intestano a **TERNA** la responsabilità di individuare le movimentazioni idonee a garantire la sicurezza della **rete rilevante**. Per i **servizi ancillari nazionali locali**, invece, le movimentazioni sono individuate direttamente dai **DSO**. Al momento detti servizi sono gestiti nell’ambito dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 352/2021/R/eel [20]: l’**Autorità** in sede di approvazione di tali progetti prevedrà clausole specifiche atte a evitare che le azioni adottate dai **DSO** possano pregiudicare l’esercizio in sicurezza del sistema. Dette clausole confluiranno poi nel **TIDE** una volta che sarà approvato il quadro regolatorio di regime per i **servizi ancillari nazionali locali**.

SEZIONE 1-2

Immissioni e prelievi nel sistema elettrico

ARTICOLO 1-2.1

Punti di connessione

1-2.1.1 Punti di connessione sul territorio nazionale

1-2.1.2 Punti di interconnessione con l'estero

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA evidenzia di non differenziare fra punti di interconnessione associati al controllo degli scambi programmati e punti di interconnessione non associati al controllo degli scambi programmati.

Valutazioni dell'Autorità

Si mantiene inalterata la classificazione proposta nel TIDE in quanto le UI e le UE sono assimilabili a UP e UC mentre per i punti di interconnessione associati al controllo scambi programmati sono create UIE e UEE che non hanno alcun sottostante fisico, ma solamente valenza commerciale ai fini della contabilizzazione degli scambi.

ARTICOLO 1–2.2

Immissioni e prelievi nel sistema elettrico

ARTICOLO 1–2.3

Titolarità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento

ARTICOLO 1–2.4

Mappatura delle UP

1–2.4.1 Identificazione delle UP

1–2.4.2 Informazioni rilevanti per le UP

Spunti per la consultazione

Spunto 2.4.1 *Vi sono controindicazioni al mantenimento di UP dedicate ai prelievi per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione?*

Si

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 1 risposta

No - 14 risposte

? In parte - 4 risposte

Alcuni operatori suggeriscono di non imporre obbligatoriamente il trattamento dei prelievi per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione in una UP dedicata con immissione negativa. In continuità con la Deliberazione 109/2021/R/eel [21] dovrebbe essere lasciata al gestore della UP la facoltà di optare per una UC o una UP con immissione negativa.

TERNA evidenzia di prevedere una tipologia ad hoc per i servizi ausiliari e non di equipararli alle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Valutazioni dell'Autorità

Si accolgono entrambe le osservazioni:

- è introdotta una specifica tipologia di **UP** per il trattamento dei prelievi per l'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione**
- è lasciata facoltà al **gestore della UP** di optare per l'**UC** dedicata o l'**UP** con immissione negativa in continuità con la Deliberazione 109/2021/R/eel [21].

1-2.4.3 Tipologie delle UP

Spunti per la consultazione

Spunto 2.4.2 *Si ritiene che la classificazione per tipologie sia esaustiva dello stato dell'arte delle UP presenti sul sistema elettrico nazionale?*

- Sì
- No

Motivare la risposta e fornire i dettagli delle eventuali ulteriori tipologie che si ritiene utile introdurre.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 11 risposte
- No - 0 risposte
- ? In parte - 9 risposte

Numerosi operatori del sistema elettrico ritengono fondamentale una consultazione di **TERNA** sulle tecnologie.

Alcuni operatori preferiscono **UP** indipendenti dedicate ai prelievi per l'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione**.

Una associazione ritiene che i **sistemi di accumulo** siano classificati come alimentati da fonti rinnovabili al fine di attribuire loro una priorità di dispacciamento su **MPE** che potrebbe stimolare ulteriori investimenti nel campo.

TERNA ritiene utile effettuare uno studio sulla base dei dati a propria disposizione e suggerisce di inserire nel **TIMM** la comunicazione dei dati sull'energia prodotta non immessa in rete. Infine chiede di considerare le **UP** appartenenti alle centrali ibride di cui all'articolo 2, lettera d), del Decreto Legislativo 387/03 [13] come sottocategoria delle **UP** alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Spunti per la consultazione

Spunto 2.4.3 *Si ritiene che le UP alimentate da fonti non rinnovabili possano essere classificate esclusivamente con criteri basati sui dati raccolti nell'ambito del TIMM (rendimento e costo variabile di produzione)?*

Si

No

Motivare la risposta, fornendo gli eventuali criteri che si vogliono introdurre.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 9 risposte
- No - 5 risposte
- ? In parte - 1 risposta

Alcuni operatori hanno richiesto di utilizzare anche informazioni di carattere commerciale su specifiche forme di remunerazione e sui meccanismi di incentivazione. Alcuni operatori hanno segnalato l'opportunità di mantenere comunque separate le UP dedicate all'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione** dalle UP dedicate ai prelievi per i **sistemi di accumulo**.

Valutazioni dell'Autorità

La risposta è unica per i due spunti di consultazione. Con il mantenimento per le UAS di una offerta di tipo *unit bidding* non è più necessario identificare la tecnologia di ciascuna UP. Rimane la classificazione per tipologia ai fini della gestione della priorità di dispacciamento a parità di prezzo. In tale ottica non è accoglibile la proposta di classificare i **sistemi di accumulo** nella tipologie alimentate da fonti rinnovabili, in quanto non è dato sapere da quale fonte provenga l'energia prelevata dal sistema stesso per la successiva reimmissione in rete. In ogni caso il valore della priorità di dispacciamento non appare tale da stimolare investimenti in questi dispositivi. Più efficace risulterà il meccanismo specifico di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [22].

Di conseguenza non hanno più rilievo le richieste relative ai criteri di classificazione e alle informazioni specifiche da utilizzare per lo studio.

L'**Autorità** valuterà comunque se prevedere la messa a disposizione dei dati dell'energia prodotta nell'ambito dell'**TIMM**.

ARTICOLO 1–2.5
Mappatura delle UC

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA evidenzia un potenziale disallineamento fra la configurazione attuale basata sull'attribuzione dei prelievi al singolo POD e la proposta dell'**Autorità** di attribuire i prelievi all'**UC**. Ciò potrebbe portare impatti sui flussi informativi legati al servizio di misura.

Valutazioni dell'Autorità

In ambito **TIDE** si adotta la definizione di **UC** come applicata ai fini delle connessioni (vedasi **TIC** e **TISSPC**): l'**UC** è in particolare connessa normalmente in un unico punto coincidente con il POD. Quanto segnalato da **TERNA** non ha pertanto rilievo.

ARTICOLO 1–2.6
Mappatura delle UI e delle UE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA evidenzia come la mappatura delle **UI** e delle **UE** sia integrata nella **GAUDÌ**. Inoltre ritiene importante tenere traccia non solo del relativo **titolare**, ma anche del relativo **BRP**.

Valutazioni dell'Autorità

Si accoglie l'osservazione sulla mappatura delle **UI** e delle **UE** che è integrata in **GAUDÌ** in continuità con la prassi in essere.

L'informazione sul **BRP** è già prevista fra le informazioni minime.

1–2.6.1 Informazioni rilevanti per le UI e delle UE

ARTICOLO 1–2.7
Costituzione delle UIE e delle UEE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA suggerisce:

1. di tenere separate le **UIE** e le **UEE** in funzione dell'orizzonte temporale cui si riferisce la capacità di trasporto ad esse sottesa
2. di chiarire che la **titolarità** posta in capo a **TERNA** per gli scambi relativi al *coupling* del **mercato dell'energia elettrica** attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati** è da intendersi nel ruolo di *Shipping Agent* di cui al Regolamento (UE) 2015/1222 [2].

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità**:

1. accoglie la differenziazione delle **UIE** e delle **UEE** in funzione dell'orizzonte temporale cui si riferisce la capacità di trasporto ad esse sottesa
2. conferma quanto detto da **TERNA** con riferimento alla **titolarità** posta in capo a **TERNA** per gli scambi relativi al *coupling* del **mercato dell'energia elettrica** attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati**; non è tuttavia necessario riportare alcunchè nel **TIDE** in quanto tale ruolo è già chiarito nel quadro regolatorio europeo.

ARTICOLO 1–2.8

Pubblicazione dei criteri di identificazione

ARTICOLO 1–2.9

Capacità delle risorse connesse al sistema elettrico ai fini del dispacciamento

1–2.9.1 Criteri generali per la determinazione della capacità delle risorse

*1–2.9.2 Capacità delle **UP***

1–2.9.3 Curva di modulazione convenzionale per fonte solare

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Gli operatori richiedono di semplificare gli adempimenti burocratici a loro carico prevedendo una unica comunicazione di aggiornamento rilevante sia ai fini del Regolamento (UE) 2011/1227 [3] sia ai fini di GAUDÌ.

TERNA suggerisce di demandare la curva di modulazione solare ai singoli produttori al fine di riflettere le specificità degli impianti, in coerenza con quanto accade oggi per le unità abilitate.

Valutazioni dell'Autorità

Si raccomanda a TERNA di prevedere una comunicazione unica ai fini del Regolamento (UE) 2011/1227 [3] e di GAUDÌ.

La curva di modulazione solare ha valenza statistica: richiedere ai singoli produttori di identificarla impianto per impianto rappresenta un aggravio amministrativo in quanto significherebbe gestire una numerosità di dati di gran lunga superiore a quella oggi gestita per le unità abilitate. Si conferma quindi la determinazione a cura di TERNA e si ricorda che la curva, da intendersi come limite massimo non superabile, deve essere tale da consentire di offrire l'intera produzione anche alle unità più efficienti.

1-2.9.4 Capacità delle UC

Spunti per la consultazione

Spunto 2.9.1 *Vi sono controindicazioni alla determinazione della capacità in prelievo delle UC in funzione della potenza disponibile per la quale sono stati pagati i contributi di connessione?*

Sì

No

Motivare la risposta e in caso di controindicazioni fornire soluzioni alternative.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 8 risposte
- No - 5 risposte
- ? In parte - 5 risposte

I suggerimenti si riconducono a due tematiche principali:

1. utilizzare il dato sulla potenza disponibile presente sul **SII** invece del dato della potenza per cui sono stati pagati i corrispettivi di connessione; i due dati potrebbero non coincidere e, di norma, il dato sul **SII** riflette meglio le abitudini di consumo dei **clienti finali**
2. consentire ai **BRP** di poter aggiornare la capacità in prelievo dell'**UC** in deroga ai valori presenti sul **SII** al fine di riflettere nelle proprie offerte i prelievi effettivi dei **clienti finali**, soprattutto con riferimento ai punti di prelievo per i quali non è previsto il limitatore di potenza.

Fondamentale è comunque assicurare l'aggiornamento dei dati sul **SII**.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità:

1. accoglie la proposta di utilizzare il dato sulla potenza disponibile presente sul **SII** invece del dato della potenza per cui sono stati pagati i corrispettivi di connessione;
2. rinvia alla redazione del **Codice di Rete** l'eventuale valutazione su un aggiornamento della capacità delle **UC** in deroga ai dati presenti sul **SII**.

1-2.9.5 Capacità delle UI e delle UE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA suggerisce di tenere traccia della capacità di interconnessione e della riserva di capacità attribuita a ciascuna **UI** e a ciascuna **UE**.

Valutazioni dell'Autorità

Nulla osta a quanto suggerito da **TERNA**, ma trattasi di dettagli da includere nel **Codice di Rete**.

1-2.9.6 Capacità delle UIE e delle UEE

SEZIONE 1–3

Contratti

ARTICOLO 1–3.1

Contratto di dispacciamento e contratto di trasmissione e distribuzione

1–3.1.1 *Stipula dei contratti*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA ritiene che la **titolarità** per gli scambi relativi al *coupling* del mercato dell'energia elettrica attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati** sia da attribuire ai BRP.

Un operatore si chiede se sia il BRP o il **titolare** di ciascuna risorsa a dover stipulare i contratti.

Valutazioni dell'Autorità

La **titolarità** per gli scambi relativi al *coupling* del mercato dell'energia elettrica attraverso i **punti di interconnessione** associati al controllo degli **scambi programmati** è posta in capo a TERNA nel suo ruolo di *shipping agent* ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [2]. Per questi scambi non è necessario nominare un BRP in quanto trattasi di spostamenti delle posizioni nette delle varie zone.

Ogni risorsa connessa al sistema elettrico deve avere un contratto di dispacciamento e, se di prelievo, un contratto di trasmissione e distribuzione attivo. Spetta al BRP stipulare formalmente questi contratti per conto dei **titolari** di ciascuna risorsa per il tramite di un mandato senza rappresentanza. I passaggi sono esplicitati nel TIDE che riprende quanto già previsto in merito dalla Deliberazione 111/06 [23].

1–3.1.2 *Balance Responsible Party (BRP)*

1–3.1.3 *Interposizione di terzi*

1–3.1.4 *Obblighi di interposizione di terzi*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

In previsione del superamento del servizio di maggior tutela, **TERNA** ritiene che le **UC** associate ai **clienti finali** domestici che saranno riforniti nel servizio a tutele graduali siano automaticamente inserite nel contratto di dispacciamento dei relativi esercenti.

Valutazioni dell’Autorità

L’**Autorità** condivide quanto evidenziato da **TERNA**: non è stato tuttavia possibile introdurre tali aspetti nel **TIDE** già dalla sua prima versione in quanto i dettagli sul ruolo dell’**AU** e il funzionamento del servizio di tutele graduali per i **clienti finali** domestico sono ancora in fase di definizione a livello di quadro legislativo nazionale.

1–3.1.5 Mancata stipula dei contratti di dispacciamento e di trasporto

ARTICOLO 1–3.2

Contratto per l’erogazione dei servizi ancillari nazionali globali

1–3.2.1 Stipula del contratto

1–3.2.2 Balancing Service Provider (BSP)

1–3.2.3 Interposizione di terzi

ARTICOLO 1–3.3

Contratto di adesione al mercato dell’energia elettrica

1–3.3.1 Stipula del contratto

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME evidenzia che ai sensi dell’attuale **TIDME**, l’**AU** e il **GSE** sono ammessi di diritto al **mercato dell’energia elettrica** senza bisogno di stipulare alcun contratto di adesione o di versare le relative garanzie.

Inoltre appare opportuno preservare per **GME** il ruolo di operatore di mercato qualificato. Non appare invece opportuno estendere questo concetto ad altri operatori in quanto mai implementato nel **TIDME**.

Valutazioni dell’Autorità

Il **TIDE** è stato corretto specificando che **AU** e **GSE** sono ammessi di diritto al mercato e chiarendo il ruolo di operatore di mercato qualificato per **GME**.

Gli aspetti sull’esenzione delle garanzie per questi sono soggetti sono demandati al **TIDME**.

1-3.3.2 Operatore di mercato

1-3.3.3 Delega a terzi

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME evidenzia che non è previsto nel TIDME un mandato senza rappresentanza per la partecipazione al mercato dell'energia elettrica, ma è consentito ad un BRP di delegare operatori di mercato terzi ad operare per suo conto. Sarebbe opportuno che il TIDE preservi questa facoltà come principio generale rinviando i dettagli implementativi al TIDME e al Codice di Rete.

Analoghe considerazioni valgono per la partecipazione alla Piattaforma per Conti Energia.

Valutazioni dell'Autorità

Il TIDE è stato corretto sostituendo per l'adesione al mercato dell'energia elettrica e la partecipazione alla Piattaforma per Conti Energia l'interposizione di terzi (che era stata mutuata dai contratti di dispacciamento e di trasmissione e distribuzione) con l'istituto della delega.

ARTICOLO 1-3.4

Contratto di adesione alla Piattaforma per Conti Energia

1-3.4.1 Stipula del contratto

1-3.4.2 Operatore PCE

1-3.4.3 Delega a terzi

SEZIONE 1-4

Regole del mercato

ARTICOLO 1-4.1

Regole per il dispacciamento

1-4.1.1 Regole di dispacciamento e Codice di Rete

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA richiama la procedura di approvazione delle modifiche al **Codice di Rete** riportata nel capitolo 14 del **Codice di Rete** stesso: essa prevede un termine di 45 giorni per l'approvazione da parte dell'**Autorità** e del **Ministero** invece dei 60 giorni di cui alla Deliberazione 250/04 [24].

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** è consapevole della discordanza fra le tempistiche riportate nella Deliberazione 250/04 [24] e quanto riportato nel **Codice di Rete**. Per tale motivo nel **TIDE** è stato chiarito come il riferimento sia la procedura di approvazione di cui alla Deliberazione 250/04 [24] per come è declinata nel **Codice di Rete**: in questo continua a valere il termine dei 45 giorni e non quello di 60.

ARTICOLO 1-4.2

Disciplina del mercato dell'energia elettrica

ARTICOLO 1-4.3

Regolamento della Piattaforma per Conti Energia

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME evidenzia che applicare al Regolamento della Piattaforma per Conti Energia la medesima modalità prevista per il **Codice di Rete** (45 giorni e silenzio assenso) possa portare a criticità. Meglio mantenere in essere la modalità attuale con provvedimento di approvazione esplicito da adottarsi anche con tempistiche più celeri dei previsti 45 giorni.

Valutazioni dell’Autorità

Il **TIDE** allinea le modalità di approvazione da parte dell’**Autorità** per i vari ambiti di competenza. L’**Autorità** intende comunque esprimersi con provvedimenti di approvazione espliciti che, qualora necessario, potranno essere adottati anche anticipatamente al termine massimo dei 45 giorni.

ARTICOLO 1-4.4

Convenzione tra **TERNA** e **GME**

1-4.4.1 Contenuto della convenzione

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Per **TERNA** la convenzione con **GME** non dovrebbe disciplinare la regolazione delle partite economiche con i **BSP** (è una attività che rientra nel rapporto fra **BSP** e **TERNA**) nè i criteri di remunerazione delle attività di monitoraggio (che sono regolati direttamente dall’**Autorità**).

Valutazioni dell’Autorità

Si accoglie l’osservazione e si espungono i due punti segnalati da **TERNA**.

1-4.4.2 Approvazione della convenzione

ARTICOLO 1-4.5

Convenzione tra **TERNA** e **Gestore del SII**

1-4.5.1 Contenuto della convenzione

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Per **TERNA** la convenzione con il **Gestore del SII** dovrebbe prevedere la messa a disposizione di un set più ampio di informazioni da utilizzarsi per il monitoraggio accurato dell'esposizione dei **BRP** e dei **BSP** ai fini delle garanzie sia per la previsione del fabbisogno e la predisposizione degli scenari.

Occorre poi chiarire nel **TIDE** che la responsabilità delle anagrafiche spetta a **TERNA**, mentre il **SII** si limita a definire le misure associate a ciascuna **unità**.

Valutazioni dell'Autorità

La gestione delle informazioni messe a disposizione dal **SII** a **TERNA** richiede ulteriori approfondimenti che esulano dall'approvazione del **TIDE**. Il tema sarà quindi ripreso in un successivo provvedimento.

I chiarimenti richiesti da **TERNA** non sono necessari. Il ruolo di **TERNA** ai fini della composizione delle anagrafiche è già evidenziato nella Sezione 8, mentre il ruolo del **SII** ai fini dell'aggregazione delle misure è descritto nel **TIS**. Quest'ultimo documento sarà tuttavia rivisto nei prossimi mesi da un lato per allinearlo al **TIDE** e dall'altro per riflettere il ruolo che sarà assunto dall'**AU** a seguito del superamento del servizio di maggior tutela. In tale ambito saranno allineate le modalità di aggregazione delle misure con i diversi aggregati (**UVN**, **UVZ**) introdotti dal **TIDE**. Per ulteriori dettagli si rinvia alle consultazioni che saranno avviate in materia.

1-4.5.2 Approvazione della convenzione

SEZIONE 1–5

Modello zonale della **rete rilevante**

ARTICOLO 1–5.1

Finalità del modello zonale

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Per **TERNA** il riferimento corretto è a una congestione generica e non a una congestione fisica. In questo modo si possono tenere in considerazione anche le congestioni fra le **zone di offerta** che altrimenti, dal punto di vista fisico, non potrebbero mai concretizzarsi.

Valutazioni dell’Autorità

Si accoglie l’osservazione.

ARTICOLO 1–5.2

Aggiornamento del modello zonale

ARTICOLO 1–5.3

Analisi preliminare

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA richiede di chiarire che:

1. l’analisi preliminare debba essere propedeutica alla revisione formale delle **zone di offerta**
2. qualora l’analisi preliminare sia richiesta dall’**Autorità**, le tempistiche siano coerenti con quelle previste dal quadro regolatorio europeo per il processo di revisione formale delle **zone di offerta**.

Valutazioni dell’Autorità

Ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 [1] la revisione formale delle **zone di offerta** deve essere conclusa entro 12 mesi dal suo avvio. In questo lasso di tempo i TSO devono sviluppare gli strumenti di analisi e eseguire le relative simulazioni.

L’esperienza maturata in Italia e in Europa in materia evidenzia come completare tutte le attività sopracitate in 12 mesi sia particolarmente sfidante. Per tale motivo l’**Autorità** ha ritenuto opportuno introdurre una fase di analisi preliminare durante la quale **TERNA** può sviluppare i propri strumenti di analisi e fornire una prima valutazione sulle nuove configurazioni zonali. Tale analisi è quindi per definizione propedeutica alla revisione formale delle zone: ad essa non segue tuttavia necessariamente una revisione formale, soprattutto qualora l’analisi preliminare non identifichi alcuna configurazione con prestazioni migliori di quella corrente.

Le tempistiche dell’analisi preliminare sono volutamente meno stringenti rispetto a quelle del processo formale. In caso di richiesta da parte dell’**Autorità**, le tempistiche saranno fissate tenendo conto dei necessari sviluppi software. In ogni caso l’**Autorità** non darà avvio al processo formale prima di aver ricevuto gli esiti dell’analisi preliminare: ne consegue che le due attività non potranno mai sovrapporsi.

Infine il processo di revisione formale delle **zone di offerta** potrà beneficiare degli strumenti sviluppati durante l’analisi preliminare: ciò consente di contenere i tempi del processo che dovrebbe, in questo modo, riuscire a rimanere nei 12 mesi previsti dal Regolamento (UE) 2019/943 [1]

ARTICOLO 1–5.4

Revisione formale

ARTICOLO 1–5.5

Approvazione del modello zonale

Parte II

Servizi ancillari nazionali

SEZIONE 1–6

Servizi ancillari nazionali globali

ARTICOLO 1–6.1

Classificazione dei Servizi ancillari nazionali globali

Spunti per la consultazione

Spunto 6.1.1 *Si ritiene esaustiva la classificazione dei servizi ancillari nazionali globali? Vi sono ulteriori servizi ancillari nazionali globali non coperti dalla classificazione?*

- Si*
- No*
- In parte*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 13 risposte
- No - 0 risposte
- In parte - 6 risposte

I servizi ancillari nazionali globali dovrebbero ricomprendere anche il servizio di rifiuto del carico e il servizio di telescatto.

Il servizio di inerzia per la stabilità della rete locale dovrebbe riguardare la sola inerzia elettromeccanica e non anche l'inerzia sintetica tipica dei sistemi di accumulo che dovrebbe rientrare nella riserva ultrarapida di frequenza.

I servizi ancillari nazionali globali forniti obbligatoriamente dovrebbero essere adeguatamente remunerati. A tale scopo appare opportuno un approfondimento in merito con il confronto degli operatori, anche passando in rassegna quanto previsto all'estero e analizzando il problema del *missing money* per gli impianti CCGT che oggi sono i maggiori fornitori dei servizi ancillari nazionali globali.

Un operatore ha richiesto di confermare che per le UAS e le UVAN sarà mantenuto in essere l'approccio attuale con offerta nell'ambito dei prodotti dell'*Integrated Scheduling Process* e successiva conversione nei prodotti standard di bilanciamento. In ogni caso occorre consentire la partecipazione a tutte le risorse senza barriere all'ingresso.

Infine si è chiesto di partire fin da subito con la remunerazione dei servizi ancillari nazionali locali.

Valutazioni dell'Autorità

Il servizio di rifiuto di carico è inserito fra i servizi ancillari non relativi alla frequenza, mentre il servizio di telescatto rientra nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria.

Non è prevista una remunerazione specifica per i servizi ancillari nazionali globali erogati in modo obbligatorio. Fanno eccezione gli eventuali corrispettivi forfettari di cui alla Sezione 15.5.

I dettagli sui singoli servizi ancillari nazionali globali sono rinviati al Codice di Rete. In ogni caso l'inerzia elettromeccanica e l'inerzia sintetica rientrano nella sfera dei servizi per il bilanciamento, mentre l'inerzia per la stabilità della rete locale è legata a fenomeni di natura puntuale che devono essere adeguatamente mitigati.

La conversione delle offerte delle UAS e delle UVAN è disciplinata nella Sezione 14 e ricalca la prassi in essere. La massimizzazione delle risorse è uno dei criteri con cui TERNA dovrà definire le procedure di abilitazione delle UP: al riguardo fondamentale è identificare le caratteristiche tecniche di ciascun servizio, lasciando poi i singoli operatori di selezionare le tecnologie che meglio si prestano a erogarlo. Per i prodotti standard di bilanciamento valgono comunque gli specifici requisiti armonizzati a livello europeo.

L'erogazione dei servizi ancillari nazionali locali e la relativa remunerazione sono al momento oggetto dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 352/2021/R/eel [20]. Come evidenziato nelle Sezioni 7 e 16 l'esito di tali progetti sarà utilizzato per la definizione della regolazione di regime che confluirà nel TIDE.

Spunti per la consultazione

Spunto 6.1.2 *Si condivide l'esclusione del servizio di risoluzione delle congestioni dall'insieme dei servizi ancillari nazionali globali e la sua assimilazione al ridispacciamento ai sensi del Regolamento (UE) 2019/943 [1]?*

- Si*
 No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 17 risposte

- No - 1 risposta
- ? In parte - 1 risposta

Occorre che **TERNA** indichi per ogni quantità accettata sull'*Integrated Scheduling Process* la motivazione sottostante l'accettazione, al fine di informare gli operatori per quale servizio (**ridispacciamento** incluso) una determinata quantità sia stata accettata e, di conseguenza, fornire i corretti segnali di prezzo,

Un operatore ha richiesto che con il passaggio della risoluzione delle congestioni nell'ambito del **ridispacciamento** sia possibile stipulare contratti per la capacità di durata superiore all'anno.

TERNA chiarisce che la selezione delle risorse per il **ridispacciamento** e il **bilanciamento** avviene tramite algoritmi di coottimizzazione per cui appare complesso attribuire ad una attivazione un unico servizio, poiché solitamente l'attivazione di una risorsa è tale da soddisfare più esigenze di rete contemporaneamente. **TERNA** ritiene altresì opportuno poter definire dei requisiti tecnici per l'abilitazione al servizio di risoluzione delle congestioni come previsto nell'attuale formulazione del **Codice di Rete**, al fine di disporre di risorse sufficientemente veloci per risolvere le congestioni nei termini temporali previsti.

Valutazioni dell'Autorità

La coottimizzazione è un punto fondamentale dei sistemi basati sul **modello central dispatch** e *Integrated Scheduling Process* quali quello italiano: sono aspetti confermati nel **TIDE**.

Il tema delle motivazioni sottostanti a ciascuna attivazione è dibattuto da diversi anni: individuarle in modo univoco in un contesto di coottimizzazione richiederebbe un complesso sistema di *accounting* che esula comunque dagli scopi del **TIDE** e attiene maggiormente alle tematiche di monitoraggio di cui al **TIMM**.

La gestione dei contratti di capacità esula dagli scopi del **TIDE**.

Il non inserire la risoluzione delle congestioni all'interno dei **servizi ancillari nazionali globali** non pregiudica comunque la facoltà per **TERNA** di definire specifici requisiti per questa attività: essi rientrano fra i criteri per l'abilitazione al **ridispacciamento**.

ARTICOLO 1-6.2

Servizi ancillari per il bilanciamento

1-6.2.1 Riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve) (FCR)

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA riporta alcune precisazioni in merito alle risposte in sottofrequenza e alle modalità di erogazione del servizio da parte delle UVA che devono essere coerenti con le proprietà aggiuntive per la FCR approvate con la Deliberazione 54/2021/R/eel [25].

Un operatore si chiede se il sistema di regolazione debba essere automatico in quanto ciò potrebbe portare a problemi nella gestione degli aggregati.

Valutazioni dell'Autorità

Quanto segnalato da TERNA attiene ai dettagli sul servizio che sono competenza del Codice di Rete e esulano dagli scopi del TIDE che mantiene una valenza generale.

La regolazione per l'erogazione della FCR è automatica e basata su un segnale locale di frequenza. Per gli aggregati detto segnale può essere relativo alla singola risorsa o essere gestito dal BSP in modo centralizzato nel rispetto di quanto previsto con le proprietà aggiuntive per la FCR approvate con la Deliberazione 54/2021/R/eel [25].

1-6.2.2 *Riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve) (FRR)*

1-6.2.3 *Riserva di sostituzione (Replacement Reserve) (RR)*

1-6.2.4 *Riserva ultrarapida di frequenza*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA precisa che il servizio di riserva ultrarapida di frequenza è stato introdotto con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26] per compensare l'assenza di primaria erogata nei primi istanti del transitorio da parte degli impianti a carbone. Esso ha dinamiche più veloci rispetto alla FCR, ma comunque non comparabili con l'inerzia elettromeccanica delle masse rotanti. Non è pertanto corretto sostenere che il servizio consente implicitamente di incrementare l'inerzia del sistema.

Valutazioni dell'Autorità

Si accoglie l'osservazione: il box di descrizione è aggiornato per tenere conto di quanto suggerito.

ARTICOLO 1-6.3

Servizi ancillari non relativi alla frequenza

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA precisa che alcuni servizi quali l'inerzia e la potenza di corto circuito siano erogabili tendenzialmente da impianti di generazione sincroni, singolarmente come UAS o aggregati in UVA.

Valutazioni dell'Autorità

TERNA è libera di definire nel Codice di Rete i criteri per l'erogazione di ciascun servizio ancillare nazionale globale. Il TIDE intende mantenere una valenza generale e non entra nel merito dei singoli servizi e prestazioni che rimangono demandate al Codice di Rete.

ARTICOLO 1-6.4

Servizio di modulazione straordinaria**Spunti per la consultazione**

Spunto 6.4.1 *Vi sono controindicazioni all'introduzione del servizio di modulazione straordinaria al posto dei servizi di interrompibilità, modulazione della produzione eolica e distacco della produzione rinnovabili con procedura RIGEDI?*

- Si*
- No*
- In parte*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 3 risposte
- No - 15 risposte
- In parte - 2 risposte

Pur non ravvisando controindicazioni, molti operatori auspicano il ricorso a procedure di mercato (es. tramite procedure di selezione a termine) anche per servizi oggi offerti invece tramite l'asservimento obbligatorio degli impianti (ad esempio modulazione della produzione eolica, procedura RIGEDI, telescatto).

Un operatore ribadisce il principio della neutralità tecnologica, aprendo il servizio anche alle risorse con limitato contenuto energetico e di taglia contenuta, quali le batterie dei veicoli elettrici.

Un altro operatore ritiene che la capacità selezionata per il servizio di modulazione straordinaria non debba essere remunerata anche per i servizi di [bilanciamento](#) e [ridispacciamento](#). In caso contrario si dovrebbe rinunciare alla remunerazione della capacità per il servizio di modulazione straordinaria.

Un altro operatore evidenzia la necessità di avere a disposizione maggiori dettagli sulla remunerazione del servizio.

Un altro operatore, invece, auspica una analisi costi e benefici che identifichi l'opportunità di mantenere servizi quali l'interrompibilità invece che stimolare un mercato della capacità efficace ed aperto alla *demand response*.

Una associazione, infine, chiede di identificare le modalità con cui sarà raccordato il servizio di modulazione straordinaria con le previsioni sulla mancata produzione eolica di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [27].

I soggetti contrari al servizio di modulazione straordinaria mirano a mantenere in essere una regolazione specifica per il servizio di interrompibilità istantanea del carico in quanto prestato da soggetti altamente qualificati e affidabili e, pertanto, non compatibile con procedure di mercato aperte ad altre risorse.

[TERNA](#) suggerisce una differente classificazione del servizio di modulazione straordinaria distinguendo fra:

- modulazione istantanea senza preavviso
- modulazione lenta senza preavviso
- modulazione con preavviso.

.

Valutazioni dell'Autorità

Le valutazioni sulle procedure di approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria (se tramite procedure di mercato o con obblighi specifici di erogazione) è demandata a [TERNA](#) nel [Codice di Rete](#), analogamente ad eventuali analisi costi e benefici finalizzate a identificare l'effettivo bisogno di questo servizio. In generale, comunque, si evidenzia che la modulazione straordinaria rappresenta una misura non ordinaria, finalizzata a prevenire potenziali degradi del sistema che potrebbero evolvere in condizioni emergenziali o in disservizi diffusi. In tale ottica non appare sostituibile da un mercato della capacità aperto alla *demand response* perchè quest'ultimo mercato ha come obiettivo l'adeguatezza del sistema nel medio e lungo termine, mentre questioni di sicurezza possono emergere anche per sistemi intrinsecamente adeguati ad esempio a seguito di fuori servizio delle infrastrutture di rete.

Il raccordo con le disposizioni di cui alla Deliberazione ARG/elt 5/10 [27] è fondamentale, tuttavia non essendo dato sapere al momento come [TERNA](#) declinerà il servizio di

modulazione straordinaria, si rinviano le valutazioni in merito a valle della definizione del servizio di modulazione straordinaria nel [Codice di Rete](#).

La neutralità tecnologica è un principio cardine della regolazione europea: tutte le risorse in grado di erogare un servizio con le prestazioni richieste da [TERNA](#) devono poter partecipare alle relative procedure di approvvigionamento, senza alcuna discriminazione o specializzazione. Per questo motivo si conferma l'inclusione dell'attuale servizio di interrompibilità nell'ambito della più ampia modulazione straordinaria, al fine di promuovere la partecipazione di un sempre più elevato numero di risorse.

Si accoglie la classificazione suggerita da [TERNA](#) e si introduce la modulazione lenta senza preavviso: il servizio rimane comunque asimmetrico, distinguendo fra servizi a salire e servizi a scendere.

Spunti per la consultazione

Spunto 6.4.2 *Quali altri servizi potrebbero confluire nel servizio di modulazione straordinaria? Motivare la risposta.*

Sintesi delle risposte ricevute

Gli operatori segnalano l'opportunità di includere nell'ambito della modulazione straordinaria il servizio di telescatto, il servizio di rifiuto di carico e il servizio di distacco degli impianti idroelettrici.

Valutazioni dell'Autorità

Premesso che la modulazione straordinaria ha valenza generale e include tutte le modulazioni a salire e a scendere diverse da quelle attivate sul [mercato per il bilanciamento](#) e il [ridispacciamento](#), si precisa che il telescatto rientra nelle modulazioni istantanee e il distacco degli impianti idroelettrici nelle modulazioni lente o nelle modulazioni con preavviso a seconda della modalità di attivazione dello stesso.

Il servizio di rifiuto di carico non si configura come modulazione straordinaria, ma attiene ai [servizi ancillari non relativi alla frequenza](#).

ARTICOLO 1–6.5

Perimetri per i servizi ancillari nazionali globali

Spunti per la consultazione

Spunto 6.5.1 *Si ritiene corretta la definizione dei perimetri di erogazione nodali per i servizi ancillari non relativi alla frequenza?*

Si

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 17 risposte

No - 0 risposte

In parte - 5 risposte

Opinione generale di molti operatori è assicurare la massima trasparenza sui perimetri e i relativi fabbisogni.

Alcuni operatori hanno richiesto chiarimenti sui criteri per la definizione dei nodi relativi ai perimetri nodali e sulla possibilità di variare nel tempo la composizione di tali perimetri.

Un operatore ha segnalato come i servizi di inerzia e *black start* potrebbero riguardare più nodi e conseguentemente avere un perimetro a carattere zonale. Lo stesso operatore ha altresì evidenziato come UP e UC qualificate per i servizi ancillari non relativi alla frequenza possano abilitarsi per i servizi ancillari per il bilanciamento e quindi debbano poter essere inserite in una UVAN.

Una associazione ha auspicato che il perimetro di erogazione per la RR sia multizonale, al fine di evitare che una zona di offerta con maggiore capacità di trasporto transfrontaliera possa beneficiare di maggiori attivazioni rispetto alle altre, creando disparità.

TERNA ha chiarito che non vi sono impedimenti tecnici alla definizione di perimetri zonali per l'inerzia, mentre per la regolazione della tensione e i flussi di energia reattiva sulla rete rilevante, l'erogazione è di tipo nodale, ma occorre approfondirne i criteri e il relativo perimetro.

Valutazioni dell'Autorità

La scelta dei nodi della **rete rilevante** compete a **TERNA**. I nodi, in quanto elementi fisici della rete, hanno tendenzialmente una configurazione statica e possono essere aggiornati solamente a seguito di modifiche dell'assetto della rete di trasmissione o delle reti di distribuzione.

Assicurare la massima trasparenza è uno degli obiettivi dell'**Autorità**, tuttavia si evidenzia che il **TIDE** ha valenza generale e non entra nei dettagli implementativi (quali la definizione dei perimetri di erogazione) che sono lasciati al **Codice di Rete**.

La presenza in servizio di un numero adeguato di risorse per l'erogazione dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** è assicurata nell'ambito del **ridispacciamento** effettuato sull'**Integrated Scheduling Process**. Non appare quindi necessario identificare un perimetro specifico per questi servizi, in quanto per sua natura il **ridispacciamento** ha già valenza nodale.

Spunti per la consultazione

Spunto 6.5.2 *Si ritiene corretta la definizione dei perimetri di erogazione zonali o multizonali per i servizi ancillari per il bilanciamento?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 16 risposte
- No - 1 risposta
- ? In parte - 2 risposte

Molti operatori chiedono di chiarire se i perimetri avranno natura dinamica e, nel caso, auspicano che i relativi criteri di identificazione e modifica siano specificati da **TERNA** già in sede di approvazione del **TIDE**.

Alcuni operatori evidenziano una contraddizione fra la natura zonale o multizonale del **bilanciamento** e l'esclusione delle **UVAZ** dal mercato per il **bilanciamento** e il **ridispacciamento**.

Per un operatore la **RR** dovrebbe avere un perimetro necessariamente multizonale al fine di non creare disparità di trattamento fra risorse localizzate in **zone di offerta** con differenti capacità di scambio con le altre zone. Sulla stessa falsariga un altro operatore non comprende la distinzione fra servizi con perimetri zonali e servizi con perimetri

multizonali: in particolare i perimetri dovrebbero essere tutti multizonali per promuovere l'aggregazione delle risorse.

Un altro operatore chiede che un eventuale perimetro zonale per la aFRR debba essere adeguatamente giustificato.

Valutazioni dell'Autorità

I perimetri zonali e multizonali sono legati alla configurazione delle **zone di offerta**. I perimetri zonali possono essere modificati solamente a seguito della modifica delle **zone di offerta** stesse. Solo per i perimetri multizonali le modifiche potrebbero essere più frequenti qualora dovessero mutare le esigenze di aggregazione delle **zone di offerta** per uno specifico **servizio ancillare**.

Le **UVAZ** sono escluse solamente dall'*Integrated Scheduling Process* che ha una valenza nodale. Esse rilevano, invece, ai fini del **bilanciamento** sulle **piattaforme di bilanciamento**.

La definizione dei perimetri di erogazione per i vari **servizi ancillari nazionali globali** è competenza di **TERNA** e sarà posta all'attenzione degli operatori nell'ambito della revisione del **Codice di Rete**. Essa deve tenere conto anche della ridotta capacità di trasporto sulla **rete rilevante** e della conseguente necessità di distribuire uniformemente le risorse fra le varie **zone di offerta**.

ARTICOLO 1–6.6

Modalità di approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali**

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Vari operatori auspicano una segmentazione con un prodotto specifico per ciascun **servizio ancillare nazionale globale** o con prodotti specifici per le diverse tecnologie con indicazione ex-ante del relativo fabbisogno e pubblicazione ex-post delle offerte selezionate. Potrebbero essere ammessi aggregati di servizi simili, ma occorre superare il dualismo aFRR - altri servizi.

TERNA chiede di inserire l'elenco dei **servizi ancillari nazionali globali** erogati a titolo obbligatorio direttamente nel testo legale del **TIDE**.

Valutazioni dell'Autorità

La scelta su quali **servizi ancillari nazionali globali** far erogare a titolo obbligatorio compete a **TERNA** nell'ambito del **Codice di Rete** nel rispetto delle disposizioni del quadro regolatorio europeo e nazionale.

L'Italia adotta un modello *central dispatch* in cui l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali e il ridispacciamento avvengono secondo un approccio coottimizzato. Segmentare i vari prodotti è incompatibile con questa scelta.

SEZIONE 1–7

Servizi ancillari nazionali locali

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Una associazione ritiene fondamentale la caratterizzazione prospettica delle Sezioni dedicate ai **servizi ancillari nazionali locali** e al loro approvvigionamento. Suggerisce a tal riguardo la creazione di una piattaforma di dialogo fra **TERNA** e i **DSO** (auspicabilmente con il coinvolgimento dell'**Autorità**) al fine di valutare le esperienze dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26] sui **servizi ancillari nazionali globali** e di cui alla Deliberazione 352/2021/R/eel [20] sui **servizi ancillari nazionali locali** e valutare possibili punti di convergenza, la delimitazione delle sfere di competenza e la valutazione degli impegni a carico dei **DSO**.

Valutazioni dell'Autorità

Quanto suggerito è condivisibile, ma esula dagli scopi della prima versione del **TIDE** che, in tema di **servizi ancillari nazionali locali**, ritiene utile attendere gli esiti della sperimentazione avviata con la Deliberazione 352/2021/R/eel [20]. Sicuramente in sede di definizione del quadro di regime per l'approvvigionamento di questi servizi dovranno essere tenuti in considerazione i punti sinergici con l'approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali** e altrettanto sicuramente dovranno essere coinvolti sia **TERNA** sia i **DSO**, ma le modalità di questo dialogo saranno valutate a tempo debito.

Parte III

Aggregazioni rilevanti

SEZIONE 1–8

Aggregazioni ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

ARTICOLO 1–8.1

Erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA precisa che alcuni servizi ancillari non relativi alla frequenza, pur se erogati dalle singole UP o UC, possono essere attivati per cluster di risorse.

Valutazioni dell'Autorità

Trattasi di dettagli di competenza del Codice di Rete.

ARTICOLO 1–8.2

Unità Abilitata Singolarmente (UAS)

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA chiede di poter definire dei criteri rispettati i quali una UP o UC debba abilitarsi come UAS e non in una UVA.

Valutazioni dell'Autorità

Nel TIDE è data facoltà a TERNA di definire i criteri rispettati i quali una UP o UC debba necessariamente qualificarsi come UAS. Per il resto si è lasciata ampia flessibilità ai BSP di scegliere se abilitare una risorsa singolarmente o in aggregato.

ARTICOLO 1–8.3

Unità Virtuali Abilitate (UVA)

1–8.3.1 *Unità Virtuale Abilitata Nodale (UVAN)*

1–8.3.2 *Unità Virtuale Abilitata Zonale (UVAZ)*

Spunti per la consultazione

Spunto 8.3.1 *I criteri di aggregazione proposti sono efficaci ai fini dell’abilitazione all’erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e alle movimentazioni nell’ambito del ridispacciamento?*

- Si*
- No*
- In parte*

Motivare la risposta, eventualmente fornendo criteri alternativi di aggregazione.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 11 risposte
- No - 1 risposta
- In parte - 7 risposte

Alcuni operatori chiedono che qualora una UVAN fornisca anche un servizio ancillare nazionale globale avente un perimetro di erogazione zonale, ad essa sia consentita una aggregazione di carattere zonale.

Alcuni operatori chiedono che le UP attualmente abilitate appartenenti al medesimo impianto di produzione possano essere aggregate in UVAN al fine di permettere l’autodispacciamento tra le diverse sezioni. Per un operatore, in particolare, la segmentazione di tali UP in UAS dovrebbe essere residuale e definita su istanza motivata di TERNA e previa approvazione dell’Autorità.

Alcuni operatori ritengono opportuno valutare opportune forme di coordinamento con la disciplina del *capacity market*.

Un operatore vorrebbe evitare eccessive schematizzazioni che possano obbligare particolari tipologie di risorse a erogare i servizi ancillari nazionali globali solamente nell’ambito di specifiche porzioni di rete (nodi).

Un altro operatore, infine, contesta i criteri proposti, in quanto caratterizzati da perimetri ridotti (zona di offerta e nodo della rete rilevante) che non promuovono una ampia

aggregazione delle risorse. L'operatore lamenta anche che la suddivisione fra UVAN e UVAZ non consente di partecipare a differenti mercati con le medesime risorse.

TERNA ritiene adeguate le forme di aggregazione proposte nel TIDE a condizione che sia data facoltà a TERNA stessa di definire criteri e condizioni per la definizione di tali aggregati. Inoltre non condivide che le UVAZ possano presentare offerte solamente nella forma dei prodotti standard di bilanciamento scambiati sulle piattaforme di bilanciamento, ma, in ottica di massimizzazione delle risorse disponibili, ritiene necessario consentirne la partecipazione anche all'*Integrated Scheduling Process* al fine di essere movimentate anche nell'ambito del ridispacciamento tra zone di offerta. Sarebbe tuttavia necessario differenziare i perimetri di erogazione prevedendo perimetri sub-zonali in combinazione eventualmente con limitazioni quantitative all'aggregazione (ad es. provinciali nel caso di aggregati di dimensione superiore a 10 MW e perimetri zonali nel caso di aggregati di dimensione inferiore a tale soglia); in prospettiva di un aumento considerevole della generazione distribuita, una siffatta scelta garantirebbe il controllo dell'impatto delle movimentazioni degli aggregati di dimensione maggiore sui transiti sulla rete rilevante.

Valutazioni dell'Autorità

Le schematizzazioni introdotte nel TIDE sono coerenti con i perimetri di erogazione dei servizi ancillari nazionali globali. Per le UP e le UC che non vogliono essere limitate in aggregati nodali è sempre possibile la partecipazione nelle UVAZ. Aggregati di dimensione superiore ad una zona di offerta non sono possibili perchè sarebbero in contraddizione con il livello di aggregazione zonale consentito su MPE.

Non sono ammesse forme ibride di aggregazione. Una UVAN ha valenza nodale, può erogare servizi ancillari nazionali globali aventi un perimetro di erogazione zonale, ma rimane comunque un aggregato nodale.

Le valutazioni sull'abilitazione obbligatoria come UAS delle UP appartenenti al medesimo impianto di produzione sono di competenza di TERNA nell'ambito della revisione del Codice di Rete e della definizione dei criteri di abilitazione ai sensi del TIDE. Si ricorda che l'abilitazione obbligatoria come UAS potrebbe riguardare anche UP e UC oggi non abilitate obbligatoriamente. Di competenza di TERNA sono altresì le valutazioni sul raccordo con la disciplina del *capacity market*.

TERNA ha facoltà di definire i criteri per l'aggregazione nel rispetto delle indicazioni generali contenute nel TIDE.

L'*Integrated Scheduling Process* ha valenza nodale e non ha attivazioni di carattere zonale: di conseguenza le UVAZ rimangono escluse. L'impatto sulla rete rilevante può essere valutato su base statistica, senza bisogno di ricorrere a limitazioni ex-ante sulle attivazioni o a perimetri subzonali.

ARTICOLO 1–8.4

Criteri generali per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali e del ridispacciamento

ARTICOLO 1–8.5

Abilitazione per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e per il ridispacciamento

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Un operatore interpreta che i requisiti definiti da **TERNA** per l'abilitazione obbligatoria come **UAS** delle **UP** attualmente abilitate individueranno quelle fondamentali per eseguire azioni nell'ambito del **ridispacciamento** (es. risoluzione congestioni/ criticità su nodi specifici della rete rilevante). Richiede pertanto, di definire nel **TIDE** i criteri secondo cui una **UAS** sia da ritenersi compresa tra le unità abilitate obbligatoriamente.

Una associazione auspica che non siano introdotti obblighi di partecipazione in capo a specifiche risorse, lasciando agli operatori la scelta di quali risorse mettere a disposizione per ciascun **servizio ancillare nazionale globale**. Inoltre ritiene opportuno da un lato evitare requisiti tecnici eccessivi per la abilitazione e l'osservabilità delle specifiche risorse, lasciando al **BSP** la responsabilità di gestire le proprie risorse per garantire l'erogazione del **servizio ancillare nazionale globale** richiesto, e dall'altro superare vincoli tecnici quali la soglia minima, la simmetria e la durata minima di erogazione del servizio.

TERNA chiede di chiarire la possibilità di abilitazione asimmetrica (solo a salire o solo a scendere) anche per il **ridispacciamento** e condivide la scelta dell'**Autorità** di consentire la definizione di criteri per l'abilitazione obbligatoria delle **UP** e delle **UC** come **UAS**.

Valutazioni dell'Autorità

La scelta dei criteri per l'abilitazione obbligatoria come **UAS** delle **UP** attualmente abilitate, nonché l'individuazione degli specifici requisiti tecnici per ciascun **servizio ancillare nazionale globale** e degli eventuali obblighi di fornitura in capo a specifiche risorse compete a **TERNA** nell'ambito della revisione del **Codice di Rete** e della definizione dei criteri di abilitazione ai sensi del **TIDE**. Si ricorda che l'abilitazione obbligatoria come **UAS** potrebbe riguardare anche **UP** e **UC** oggi non abilitate obbligatoriamente. In ogni caso l'abilitazione asimmetrica, già introdotta con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26], è confermata anche nel **TIDE** ed estesa al **ridispacciamento** (l'assenza di tale possibilità era dovuto a un mero rifiuto). Analogamente **TERNA** dovrà verificare la capacità dell'aggregato di assolvere il servizio come controllato dal **BSP**: non serve prevedere l'osservabilità delle singole risorse, a meno di situazioni particolari legate all'esercizio in sicurezza della rete.

1–8.5.1 *Requisiti per l’abilitazione*

1–8.5.2 *Procedura per l’abilitazione*

ARTICOLO 1–8.6

Qualifica per l’erogazione dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e del **servizio di modulazione straordinaria**

1–8.6.1 *Requisiti per la qualifica*

1–8.6.2 *Procedura per la qualifica*

ARTICOLO 1–8.7

Verifiche a cura dei **DSO**

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Un operatore ritiene necessario prevedere anche una validazione anagrafica da parte del **DSO** per tutte le risorse connesse alla propria rete (ad es. verifica che la potenza modulabile sia minore o uguale alla potenza disponibile in immissione e prelievo) sia in fase di richiesta di abilitazione sia successivamente all’abilitazione in caso di modifiche sull’unità che possono avere impatto sulla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali**. Evidenzia inoltre che il ruolo del **DSO** nel processo di validazione ex-ante delle risorse di flessibilità dovrebbe essere limitato alla possibilità di confermare o meno (eventualmente apponendo delle limitazioni) il dato tecnico della singola **UP** o **UC**. Solamente dopo il termine della sperimentazione sulle modalità di coordinamento TSO-DSO si potrà implementare la possibilità per il **DSO** di esprimere limitazioni nelle movimentazioni (da considerare quindi nei processi di approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali**). Al riguardo, si ritiene necessario che il **DSO** comunichi a **TERNA** eventuali limitazioni all’attivazione di risorse sulla propria rete con un anticipo tale da consentire di tenerne conto in fase di approvvigionamento dei **servizi ancillari nazionali globali**; in caso di limitazioni strutturali si richiede che tali limitazioni siano comunicate a **TERNA** già in fase di abilitazione. Inoltre sarebbero opportune delle forme di compensazione economica.

Valutazioni dell’Autorità

Le modalità per le verifiche a cura dei **DSO** sono state riviste in accordo con i contenuti della sperimentazione in materia. Esse hanno valenza a regime, a valle della suddetta sperimentazione. Nel mentre rimarranno attive le sole verifiche del cosiddetto *traffic light statico*, come chiarito nella Sezione 28, mentre il cosiddetto *traffic light dinamico* rimarrà attivo solo per i **DSO** che hanno aderito alla sperimentazione.

Le modalità implementative e di comunicazione sull'esito delle verifiche sono lasciate alle valutazioni di **TERNA** nel **Codice di Rete**.

Non sono previste forme di compensazione economica per le limitazioni alle movimentazioni.

ARTICOLO 1-8.8

Capacità delle unità ai fini della partecipazione al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-8.8.1 Capacità delle UAS

1-8.8.2 Capacità delle UVAN e delle UVAZ

ARTICOLO 1-8.9

Responsabilità ai fini dell'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e ai fini del ridispacciamento

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA chiede di chiarire che il **BSP** è responsabile anche dell'erogazione dei **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e del **servizio di modulazione straordinaria**, dato che può stipulare con **TERNA** contratti a termine per quelle risorse.

Valutazioni dell'Autorità

I **servizi ancillari non relativi alla frequenza** e il **servizio di modulazione straordinaria** sono erogati dalle singole **UP** e **UC** e quindi ne sono responsabili i relativi **titolari**.

Il ruolo del **BSP** è funzionale al solo approvvigionamento come chiarito nella Sezione 15 cui si rinvia per i dettagli.

SEZIONE 1–9

Aggregazioni ai fini del diritto e dell’impegno a immettere e prelevare

ARTICOLO 1–9.1

Tipologia di aggregati

ARTICOLO 1–9.2

UAS ai fini del diritto a immettere e prelevare

ARTICOLO 1–9.3

Unità non Abilitata da Programmare (UnAP)

Spunti per la consultazione

Spunto 9.3.1 *Quali potrebbero essere i criteri di significatività per l’individuazione delle UnAP?*

Sintesi delle risposte ricevute

Per molti operatori l’elenco delle UnAP dovrebbe risultare residuale, limitato alle UP o UC localizzate in un nodo specifico e critico della rete ai fini dell’erogazione dei servizi ancillari nazionali globali aventi perimetri di erogazione nodali. A tal proposito sarebbe opportuno che nel TIDE fossero dettagliati i criteri di definizione di detti perimetri nodali e che TERNA esplicitasse le criticità sottese a ciascun nodo.

Un operatore, pur condividendo il ruolo delle UnAP per le criticità di rete, ritiene sufficiente l’identificazione a cura di TERNA secondo criteri riportati nel Codice di Rete e consultati con gli operatori.

Per un operatore le UnAP potrebbero essere identificate secondo due criteri alternativi tra loro:

1. rilevanza del nodo ai fini della sicurezza della rete
2. UP o UC che abbiano già installato e abilitato i dispositivi per la ricezione dei comandi di dispacciamento, del segnale di livello per la aFRR e per la misurazione della frequenza di rete a livello locale.

L'operatore non comprende se le **UnAP** possano essere soggette ad obblighi ulteriori nei confronti di **TERNA** rispetto a quelli previsti oggi per le unità rilevanti. Nel caso sarebbe opportuno chiarire questi aspetti.

Una associazione suggerisce di considerare la capacità in immissione e in prelievo, la tipologia di **impianto di produzione** e la localizzazione geografica in un nodo della **rete rilevante** ritenuto critico.

In linea di principio **TERNA** ritiene che le **UnAP** debbano essere identificate sulla base della taglia delle **UP** e della loro localizzazione sulla **rete rilevante**. Introdurre un criterio basato esclusivamente sulla localizzazione dell'unità richiederebbe infatti analisi puntuali su ciascun nodo della rete, rendendo impossibile definire criteri di immediata verifica, come invece sarebbe possibile con criteri basati sulla taglia.

TERNA richiede altresì di estendere il concetto di **UnAP** anche alle **UP** non programmabili. Ci sono situazioni in cui è più efficace il programma presentato dal **BRP** rispetto al programma definito da **TERNA** sulla base delle proprie migliori previsioni. Inoltre nel caso di **UP** nuove non sarebbe possibile fare previsioni in assenza di dati storici.

Valutazioni dell'Autorità

Le **UnAP** sono **unità** per le quali è opportuno definire un programma specifico da utilizzare come dato di input per l'ottimizzazione su *Integrated Scheduling Process*. Tale programma rappresenta tuttavia solo un dato del problema, e non una variabile di controllo, in quanto l'**UnAP** non può essere modulata sull'*Integrated Scheduling Process* in quanto non abilitata. Non rilevano quindi criteri legati alle criticità sui **servizi ancillari nazionali globali** aventi **perimetri di erogazione** nodali, nè criteri legati alla presenza dei dispositivi per la ricezione dei comandi di dispacciamento, del segnale di livello per la aFRR e per la misurazione della frequenza di rete a livello locale. Si evidenzia infatti che in questi casi l'**UP** rientra fra le **UAS** e, se ritenuto opportuno da **TERNA**, per essa potrebbe essere prevista l'abilitazione obbligatoria ai sensi della Sezione 8.5

I criteri per le **UnAP** saranno definiti da **TERNA** nel **Codice di Rete**. Il **TIDE** contiene solo elementi generali.

In generale per le **UP** non programmabili è lecito attendersi la massima produzione possibile dato il contesto meteorologico. Tale produzione può essere stimata da **TERNA** e per tale motivo in generale non servirebbe un programma definito dal **BRP**. Vi possono, tuttavia, essere situazioni in cui anche per le **UP** non programmabili la produzione effettiva risenta di elementi di discrezionalità da parte del **BRP** e il relativo programma non possa essere definito da **TERNA** esclusivamente sulla base delle proprie previsioni. Tipico è il caso di offerte parzialmente accettate su **MPE**: in questo caso è lecito attendersi un programma differente dalla piena produzione (che altrimenti darebbe adito a sbilanciamento positivo), ma è scelta del **BRP** decidere quali **UP** far produrre e quali **UP** lasciare spente o a potenza ridotta. L'**Autorità** ha pertanto esteso il concetto di **UnAP** anche alle **UP** non programmabili, lasciando a **TERNA** il compito di identificare i relativi criteri di significatività che possono anche essere diversi su ciascun nodo della **rete rilevante** in funzione delle effettive esigenze del sistema.

ARTICOLO 1-9.4

Unità Virtuali non Abilitate (UVnA)

1-9.4.1 Unità Virtuali Nodali (UVN)

1-9.4.2 Unità Virtuali Zonali (UVZ)

1-9.4.3 Unità Virtuale di Importazione (UVI)

1-9.4.4 Unità Virtuale di Esportazione (UVE)

Spunti per la consultazione

Spunto 9.4.1 *I criteri di aggregazione proposti sono efficaci ai fini dell'attribuzione del diritto e dell'impegno di immettere e prelevare?*

- Sì*
- No*
- In parte*

Motivare la risposta, eventualmente fornendo criteri alternativi di aggregazione.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì* - 10 risposte
- No* - 0 risposte
- In parte* - 8 risposte

Diversi operatori condividono la tassonomia individuata dall'**Autorità** e precisano che il ricorso alle **UAS** ed alle **UnAP** dovrebbe essere residuale, privilegiando quanto più possibile l'aggregazione fra le **UP** per massimizzare i benefici a livello commerciale.

Un operatore auspica che l'abilitazione obbligatoria come **UAS** sia limitata alle **UP** e **UC** che rilevano per i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** in modo da consentire alle unità oggi obbligatoriamente abilitate che erogano prevalentemente **servizi ancillari** per il **bilanciamento** di aggregarsi.

Un operatore richiede che siano confermati gli attuali criteri di aggregazione previsti per le aste idroelettriche.

Alcuni operatori, specialmente lato **DSO**, chiedono chiarimenti in merito a come saranno trattate le perdite di rete in media e bassa tensione nell'ambito della nuova tassonomia e suggeriscono una semplificazione delle procedure e delle interfacce sia per **GAUDÌ** sia per il **SII**.

TERNA ritiene efficace la tassonomia proposta dall'**Autorità**, purchè siano adottate misure volte a contrastare potenziali comportamenti speculativi da parte dei **BSP**.

Valutazioni dell’Autorità

I criteri per l’abilitazione obbligatoria come **UAS** saranno decisi da **TERNA** nell’ambito della revisione del **Codice di Rete**. Essi potranno riguardare tanto i **servizi ancillari non relativi alla frequenza** quanto i **servizi ancillari per il bilanciamento**. Si ricorda che l’abilitazione obbligatoria come **UAS** potrebbe riguardare anche **UP** e **UC** oggi non abilitate obbligatoriamente. Si evidenzia altresì che per una **UP** o **UC** in grado di erogare i **servizi ancillari nazionali globali** in modo indipendente l’abilitazione come **UAS** potrebbe essere la soluzione preferenziale per il sistema, mentre gli aggregati potrebbero essere limitati a **UP** e **UC** in grado di erogare detti servizi solo in modo aggregato.

I criteri per l’aggregazione delle aste idroelettriche saranno previsti nell’ambito del **Codice di Rete**.

Le modalità di trattamento delle perdite nell’ambito dell’aggregazione saranno definite nel **TIS** che sarà oggetto di aggiornamento per allinearlo ai contenuti del **TIDE**. Anche le procedure e le interfacce di **GAUDÌ** e del **SII** esulano dagli obiettivi del **TIDE**.

L’**Autorità** monitorerà il comportamento dei **BSP** al fine di identificare eventuali comportamenti speculativi. **TERNA** può comunque prevedere specifici corrispettivi per contrastare a priori queste situazioni.

ARTICOLO 1-9.5

Individuazione dei BRP responsabili delle UP, UC, UI, UE aggregate in una UVA

ARTICOLO 1-9.6

Capacità delle unità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e a prelevare

1-9.6.1 Capacità delle unità di immissione e delle unità di prelievo

1-9.6.2 Capacità delle unità di scambio con l'estero

ARTICOLO 1-9.7

Responsabilità ai fini del diritto e dell'impegno a immettere e prelevare

ARTICOLO 1-9.8

Diligenza, perizia, prudenza e previdenza

1-9.8.1 Comportamento del BRP

1-9.8.2 Comportamento del BSP

1-9.8.3 Mancato rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza

Spunti per la consultazione

Spunto 9.8.1 *Si ritiene corretta la rappresentazione degli obblighi di diligenza per i BRP e i BSP tenuto altresì conto dei doveri di entrambi i soggetti sulla piattaforma di nomina di cui alla Sezione 17.2?*

Si

No

Motivare la risposta

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 16 risposte

No - 0 risposte

In parte - 5 risposte

Gli operatori condividono l'attribuzione di responsabilità in materia di diligenza, perizia, prudenza e previdenza anche al **BSP** in quanto soggetto deputato a registrare le nomine per le **UAS** e le **UVN** come indicato nella Sezione 17.2.

Un operatore ritiene utile precisare nel **TIDE** che per le **UVZ** di prelievo e le **UVZ** di immissione della tipologia alimentate da fonti rinnovabili non programmabili valga un obbligo indiretto di programmazione diligente, legato al ruolo di saldo della posizione netta di ciascun **BRP** in ciascuna **zona di offerta**.

Un operatore ritiene che per i veicoli elettrici debba essere tenuta in considerazione la natura stocastica delle ricariche sia ai fini delle verifiche sulla programmazione diligente sia ai fini della abilitazione alla fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali**.

Un operatore teme che in futuro il ruolo del **BRP** possa essere residuale se non adeguatamente valorizzato. Lo stesso operatore, insieme ad altri, ritiene fondamentale che:

- il **BSP** sia a conoscenza delle informazioni sulla posizione commerciale delle **UVN** al fine di consentire una scelta consapevole in fase di nomina ai sensi della Sezione 17.2
- il **BRP** riceva tempestivamente le informazioni inerenti alle movimentazioni disposte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** come ripartita fra le **UVN** e le **UVZ** ai sensi della Sezione 19.3.4.

TERNA richiede che siano specificati i criteri di significatività per la segnalazione all'**Autorità** dei comportamenti dei **BRP** e dei **BSP** in violazione dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza.

Valutazioni dell'Autorità

Per le **UVZ** di prelievo e di immissione della tipologia alimentate a fonti rinnovabili non programmabili esiste invero un obbligo indiretto di programmazione diligente legato alla posizione netta di ciascun **BRP** in ciascuna **zona di offerta**. Tale obbligo è tuttavia insito nella diligenza, perizia, prudenza e previdenza che ciascun **BRP** deve assicurare nell'adottare la propria posizione netta su **MPE**. Non appare opportuno prevedere ulteriori esplicitazioni nel **TIDE**.

La natura stocastica delle ricariche dei veicoli elettrici sarà tenuta in considerazione nell'ambito del monitoraggio sulla diligenza, perizia, prudenza e previdenza dei relativi **BRP** e **BSP**.

Il ruolo del **BRP** in futuro dipende dalle strategie commerciali che saranno adottate dagli operatori: nulla impedisce ad un **BRP** di operare anche come **BSP**, ma tale attività congiunta non è obbligatoria.

I flussi informativi saranno esplicitati in dettaglio nel **TIS** e nel **Codice di Rete**. Il **TIDE** si limita ad assicurare al **BRP** adeguate informazioni sulle movimentazioni disposte sul

mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Al riguardo l’Autorità ritiene che le informazioni siano rilevanti nella fase di *settlement* del sistema elettrico, mentre non servano in tempo reale, in quanto su MPE (e in particolare su MI) il BRP è chiamato ad assumere una posizione commerciale coerente con i programmi base delle unità nella sua responsabilità, quindi coerente con programmi al netto delle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Non appare invece necessario prevedere flussi informativi sulla posizione commerciale dei BRP a vantaggio dei BSP. Invece è fondamentale il viceversa, ossia fornire informazioni al BRP sulle nomine registrate dai BSP ai sensi della Sezione 17.2.

La verifica della programmazione da parte dei BSP e dei BRP avviene secondo i principi della diligenza del buon padre di famiglia sulla base delle prestazioni medie del settore. Dati i cambiamenti della tassonomia delle unità e delle responsabilità della programmazione (che prevedono alcune attività in capo ai BSP) non è possibile stabilire a priori dei criteri. Occorre, infatti, prima condurre un accurato monitoraggio delle prestazioni degli operatori. TERNA è pertanto invitata a svolgere tale monitoraggio procedendo alla segnalazione di tutti i comportamenti che ritiene meritevoli di ulteriori approfondimenti.

SEZIONE 1-10

Aggregazioni ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia

ARTICOLO 1-10.1

Portafogli zonal

ARTICOLO 1-10.2

Portafogli zonal fisici

1-10.2.1 Creazione dei portafogli zonal fisici di immissione

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME ritiene che la richiesta di creazione dei portafogli zonal fisici debba provenire dai BRP o dagli operatori di mercato da essi delegati.

Valutazioni dell'Autorità

Il TIDE risulta già coerente con il suggerimento del GME.

1-10.2.2 Creazione dei portafogli zonal fisici di prelievo

1-10.2.3 Portafogli zonal fisici di default

Spunti per la consultazione

Spunto 10.2.1 *Si intravedono criticità nel passaggio a portfolio bidding anche su MGP e sulle CRIDA?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 5 risposte
- No - 11 risposte
- In parte - 4 risposte

Indipendentemente dalla risposta sintetica, la maggioranza degli operatori ha evidenziato i seguenti svantaggi:

- l'aggregazione in portafogli per tecnologia rimane troppo rigida e non consente una adeguata flessibilità per gli **operatori di mercato**; fondamentale per lo sviluppo di un mercato efficiente è l'aggregazione in **portafogli zonali** per tutte le risorse
- l'aggregazione in portafogli dovrebbe essere accompagnata dalla introduzione di offerte a blocchi come consentito dai prodotti disponibili nell'ambito del **SDAC**.

L'utilizzo dei portafogli, facendo venire meno l'*unit bidding* per le unità ad oggi rilevanti, riduce la trasparenza del mercato. Diversi operatori ritengono utile prevedere una pubblicazione delle nomine delle **UAS**, **UVN** e **UnAP** con tempistiche utile ai fini dell'esecuzione della prima sottofase di **MSD**. Nel caso in ciò non fosse fattibile sarebbe opportuno prevedere la pubblicazione in W+1 contestualmente alla pubblicazione di tutte le offerte sui mercati.

Alcuni operatori hanno richiesto di rendere possibile già da gennaio 2025 l'aggregazione fra **UP** e **UC** in previsione del superamento del **Prezzo Unico Nazionale**. Altri la ritengono opportuna a valle del superamento del **Prezzo Unico Nazionale**. In questo modo si riducono i corrispettivi per la partecipazione a **MPE** da versare al **GME**.

Per risolvere le criticità sopra elencate sono pervenute varie proposte specifiche.

Una associazione di categoria ha suggerito di mantenere su **MGP** lo *unit bidding* per le **UAS** e le **UnAP**, lasciando la partecipazione per portafoglio solamente su **MI**; ciò salvaguarderebbe un buon livello di trasparenza sugli esiti di **MGP**, facilitando allo stesso tempo almeno in parte la verifica degli obblighi derivanti dalla disciplina dell'*capacity market* senza necessità di importanti modifiche alla stessa. In ogni caso, l'associazione auspica che la distinzione per tecnologia sia risolutiva ai fini dell'ipotetica applicazione di cap differenziati già in fase di regolazione delle partite economiche derivanti da **MPE**.

Un operatore ha suggerito inoltre di mantenere l'*unit bidding* per le **UP** alimentate da fonti rinnovabili non programmabili di grandi dimensioni, al fine di garantire un adeguato livello di trasparenza sugli esiti di **MGP**, facilitando le verifiche nell'ambito della disciplina dell'*capacity market*.

Alcuni operatori hanno infine suggerito di superare del tutto la classificazione per tipologia, introducendo solo una differenziazione fra immissioni e prelievi. La tipologia non è infatti

risolutiva ai fini dei cap differenziati in quanto già oggi sono applicati cap diversi all'interno della stessa tipologia di cui alla Deliberazione 111/06 [23].

TERNA ha suggerito di:

- consentire la definizione nel **Codice di Rete** di criteri specifici rispettati i quali una UP debba presentare una nomina specifica come singola unità
- valorizzare per i portafogli zonal di immissione sia la capacità di immissione sia la capacità di prelievo dato che detti portafogli possono includere anche punti di scambio con l'estero.

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** accoglie la proposta di mantenere l'*unit bidding*, ma limitatamente alle UAS. Esso sarà esteso anche a MI per assicurare coerenza fra tutti i mercati afferenti a MPE.

Le UnAP, le UVN e le UVZ potranno invece essere aggregate in portafogli per tipologia secondo una logica concettualmente analoga a quella oggi prevista per le unità non rilevanti. Come chiarito nella Sezione 2.4.3, cambiano comunque le tipologie rispetto alla situazione odierna, per cui dall'1 gennaio 2025 cambieranno gli aggregati rispetto ai quali gli **operatori di mercato** dovranno presentare le proprie offerte. Inoltre le unità rilevanti non abilitate che ad oggi sono offerte in modo indipendente, rientreranno a partire dall'1 gennaio 2025 nei **portafogli zonal**.

L'approccio proposto dovrebbe garantire un adeguato livello di trasparenza al mercato senza la necessità di intervenire sulle modalità di pubblicazione delle offerte e senza la necessità di rendere pubbliche le nomine dei BRP e dei BSP. Ciò si pone altresì in coerenza con le riflessioni in corso a livello europeo su *unit bidding* e *portfolio bidding* ai fini del monitoraggio del mercato.

Non è prevista la possibilità di aggregare fra loro in unico portafoglio UP e UC. I portafogli di immissione hanno comunque una capacità di prelievo non nulla per la gestione dei prelievi per l'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione**, dei prelievi dei **sistemi di accumulo** destinati alla reimmissione in rete e delle esportazioni con l'estero. Non è nemmeno possibile superare le tipologie, perchè strumento fondamentale per la gestione della priorità di dispacciamento a parità di prezzo.

Non è necessario prevedere criteri specifici per la nomina come singola risorsa: se TERNA ritiene che certe UP o UC debbano essere nominate singolarmente, deve inserirle nell'ambito delle UnAP, motivandone la scelta secondo quanto previsto nella Sezione 9.3. A tal proposito il perimetro delle UnAP è stato esteso anche alle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Spunti per la consultazione

Spunto 10.2.2 *Il TIDE prevede l'utilizzo dei medesimi portafogli zonali per tutti i mercati rientranti su MPE. Vi sono controindicazioni in questa scelta?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 7 risposte
- No - 11 risposte
- ? In parte - 3 risposte

L'utilizzo di portafogli identici su tutti i mercati risulta più lineare rispetto alla soluzione attuale che prevede *unit bidding* e sulle CRIDA su MGP, portafogli su XBID e di nuova programmazione per unità.

Un operatore ha suggerito, pur condividendo l'opportunità di utilizzare per semplicità i medesimi portafogli su tutti i mercati afferenti a MPE, di rivedere la scelta in un secondo momento.

GME ritiene che la differenziazione dei portafogli zonali per tecnologia riduca le possibilità di negoziazione per gli operatori, soprattutto con riferimento a XBID dove oggi vi sono portafogli di ampie dimensioni.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità conferma l'intenzione di applicare gli stessi perimetri di offerta su tutti i mercati. Ciò comporta il superamento dei portafogli attualmente concessi su XBID. La flessibilità a livello di mercato introdotta da settembre 2021 a seguito dell'avvio di XBID in Italia non è infatti più necessaria in quanto i BRP e i BSP potranno beneficiare di una nuova forma di flessibilità nell'ambito delle nomine, come chiarito nella Sezione 17.2.

ARTICOLO 1-10.3

Portafogli zonal commerciali*1-10.3.1 Classificazione dei portafogli zonal commerciali**1-10.3.2 Unità Commerciali di Prelievo (UCP)***Spunti per la consultazione****Spunto 10.3.1** *Vi sono controindicazioni nell'introduzione delle UCP?*

- Si*
- No*
- In parte*

*Motivare la risposta.**Sintesi delle risposte ricevute*

- Si - 9 risposte
- No - 3 risposte
- In parte - 14 risposte

Gli operatori a favore non intravedono criticità sulle UCP, purchè l'algoritmo di calcolo dello sbilanciamento aggregato macrozonale funzioni correttamente e consenta di evitare arbitraggi di carattere improprio.

Di contro chi è contrario alle UCP o ha espresso una posizione dubbia lamenta che si potrebbero verificare distorsioni di prezzo su **MGP** o nel calcolo dei prezzi di sbilanciamento in quanto le UCP da un lato concorrono all'occupazione virtuale della capacità di trasporto fra le **zone di offerta** e alla formazione del prezzo marginale e dall'altro creano sbilanciamenti che devono essere adeguatamente bilanciati. In particolare potrebbero verificarsi un incremento del **Prezzo Unico Nazionale** senza alcun incremento effettivo dei consumi o un incremento del corrispettivo *uplift* a seguito della remunerazione degli sbilanciamenti delle UCP. Inoltre occorre tenere conto di potenziali manipolazioni del mercato.

Non è chiaro se lo sbilanciamento delle UCP concorra al segno dello sbilanciamento aggregato macrozonale.

Inoltre potrebbero esserci distorsioni nell'individuazione dinamica delle macrozone come aggregati di **aree di prezzo di sbilanciamento** libere da congestioni di rete.

Fondamentale è comunque:

- garantire che la partecipazione con le UCP sia consentita a soggetti affidabili e finanziariamente solidi, prevedendo un congruo sistema congruo di garanzie
- prevedere un monitoraggio del comportamento degli operatori di mercato al fine di evitare che si creino spazi per arbitraggi con estrazione di rendite improprie a scapito del sistema elettrico; tale monitoraggio dovrebbe avvenire non solo per le UCP, ma anche per tutte le modifiche significative al quadro regolatorio.

Alcuni operatori si preoccupano in merito alla possibilità che il combinato disposto fra le UCP e un non corretto calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale possa attrarre nel mercato dell'energia elettrica soggetti impropri (ad esempio operatori puramente finanziari) per attività di trading con finalità speculative con conseguenti costi inefficienti a carico del sistema.

Entrando nel merito del funzionamento delle UCP, diversi operatori auspicerebbero strumenti bidirezionali aperti anche lato immissione e non solo lato prelievo. Altri operatori vorrebbero limitarne l'accesso ai soli BRP titolari di risorse fisiche, con una capacità delle UCP non superiore a quelle delle UVnA di competenza del BRP stesso.

Un operatore, infine, vede nell'introduzione delle UCP la perdita di valore per i grandi consumatori industriali che oggi sono contesi dai diversi BRP che hanno necessità della flessibilità di tali consumatori per ottimizzare la propria programmazione: per questo operatore la scelta delle UCP si porrebbe in contrasto con la promozione del ruolo attivo della domanda raccomandato dal quadro regolatorio europeo.

GME concorda con il rischio di distorsione del prezzo MGP e precisa che il mercato dell'energia elettrica nazionale è un mercato fisico e che le UCP potrebbero portare ad un sovradimensionamento della domanda con impatti anche lato programmazione delle immissioni.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità segue il modello già adottato in Spagna in cui le UCP sono anch'esse limitate al solo prelievo. Di fatto le UCP sostituiscono le unità non rilevanti di consumo a capacità infinita di cui alla Deliberazione 111/06 [23], consentendo di separare transazioni aventi un sottostante fisico da transazioni aventi finalità di arbitraggio.

Il ruolo delle UCP nella formazione dei prezzi su MGP è noto all'Autorità. Non si tratta, tuttavia, di una distorsione, ma di un allineamento fra i prezzi MGP e i prezzi di sbilanciamento. Presentare un'offerta per una UCP ha infatti senso solamente in presenza di uno sbilanciamento atteso negativo: in questo caso i prelievi delle UCP incrementano il prezzo su MGP, ma di contro contribuiscono a ridurre lo sbilanciamento negativo e le risorse a salire che devono essere attivate per compensarlo. In presenza di uno sbilanciamento aggregato macrozonale calcolato correttamente (esso deve includere necessariamente anche lo sbilanciamento delle UCP; l'attuale formulazione dello sbilanciamento aggregato macrozonale, confermata nel TIDE con l'aggiunta dei termini relativi alle UCP e al

servizio di modulazione straordinaria, rappresenta una stima accurata e ha consentito, dalla sua attuazione, di mitigare significativamente gli arbitraggi impropri nel settore elettrico), un eccesso di offerta da parte delle UCP comporta l'inversione del segno dello sbilanciamento aggregato macrozonale con comparsa di prezzi di sbilanciamento non più favorevoli. Ciò comporta una riduzione di tale eccesso, evitando il proliferare di sbilanciamenti incontrollati.

Le UCP invero portano ad un sovradimensionamento della domanda su MGP, ma per quanto detto sopra ciò non rappresenta un problema per la programmazione delle immissioni, in quanto le offerte delle UCP riducono lo sbilanciamento negativo favorendo una posizione netta in immissione più vicina alla domanda effettiva in tempo reale con vantaggi in termini di riduzione delle risorse per il bilanciamento.

Analogamente non si ravvisa un impatto significativo sul corrispettivo *uplift*: in condizioni normali le UCP sono in controfase rispetto allo sbilanciamento aggregato macrozonale, per cui TERNA paga loro il prezzo di sbilanciamento invece che pagare le risorse a salire sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. In caso di eccesso di offerta da parte delle UCP, il segno dello sbilanciamento aggregato zonale diventa positivo e il prezzo di sbilanciamento si riduce, evitando oneri impropri per il sistema.

Potrebbero, esserci, invero impatti sui flussi fra le zone di offerta risultanti in esito a MPE. L'impatto sarà adeguatamente monitorato nella fase di implementazione del TIDE per identificare, se del caso, opportuni correttivi anche con riferimento all'identificazione delle macrozone dinamiche.

Le UCP possono essere richieste da tutti gli operatori di mercato: non sono previste limitazioni ai soli BRP né limitazioni sulla taglia massima. L'unico vincolo è dato dalla disponibilità di adeguate garanzie con GME.

L'Autorità accoglie il suggerimento sul monitoraggio del comportamento degli operatori e delle relative manipolazioni, ma questa attività esula dal TIDE in quanto oggetto del TIMM e del Regolamento (UE) 2011/1227 [3]

Infine le UCP non si pongono in contraddizione con il ruolo attivo della domanda promosso dal quadro regolatorio europeo. Sono due aspetti indipendenti e compatibili fra loro: le UCP hanno esclusiva finalità di arbitraggio fra i prezzi, mentre il ruolo attivo della domanda riguarda la presentazione di offerte elastiche su MPE e l'abilitazione/qualifica all'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali. La perdita di valore per i grandi consumatori industriali è piuttosto legata ad una distorsione insita nell'attuale meccanismo di gestione delle unità non rilevanti: avere un grande consumatore industriale consente più spazio per l'ottimizzazione economica delle proprie risorse, nel rispetto dei principi di diligenza, perizia, prudenza e previdenza, sfruttando potenziali arbitraggi fra i prezzi MGP e di sbilanciamento. In altre parole il valore dei grandi consumatori industriali derivava dalla possibilità di arbitrare connessa alla possibilità di programmare le unità di consumo non rilevanti senza alcuna limitazione fisica. Ma questo non rappresenta un ruolo attivo sul mercato, bensì un ruolo passivo di facilitatore dell'ottimizzazione.

1-10.3.3 *Unità Commerciali di Stoccaggio (UCS)*

ARTICOLO 1-10.4

Capacità dei portafogli zonali

1-10.4.1 *Capacità dei portafogli zonali fisici*

1-10.4.2 *Capacità dei portafoglio zonale commerciale*

ARTICOLO 1-10.5

Portafogli zonali e operatori di mercato

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Al fine di non creare difficoltà gestionali, GME suggerisce, in linea con quanto attuato oggi su XBID, di limitare la delega per ciascun portafoglio zonale ad un solo soggetto e non consentire l'operatività di più operatori di mercato sullo stesso portafoglio zonale.

Valutazioni dell'Autorità

In linea di principio mantenere più deleghe consente maggiore flessibilità per i BRP e gli operatori di mercato. Tuttavia si comprende l'esigenza di GME di evitare complicazioni gestionali e si introduce la possibilità nel TIDME di limitare la delega ad un solo soggetto.

Parte IV

Mercato dell'energia elettrica a livello nazionale

SEZIONE 1-11

Organizzazione e finalità del mercato dell'energia elettrica a livello nazionale

ARTICOLO 1-11.1

Organizzazione del mercato dell'energia elettrica

ARTICOLO 1-11.2

Finalità del mercato dell'energia elettrica

ARTICOLO 1-11.3

Periodi rilevanti per le transazioni sul mercato dell'energia elettrica

1-11.3.1 Market Time Unit

1-11.3.2 Imbalance Settlement Period (*ISP*)

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Per alcuni operatori è necessario che **MTU** e **ISP** siano allineati in modo da consentire ai **BRP** di coprirsi sui mercati secondo lo stesso orizzonte temporale con cui è regolato lo sbilanciamento. Di conseguenza se l'**ISP** passa a 15 minuti, occorre avere su **MPE** prodotti quattorari.

GME precisa che il passaggio ad una **MTU** a 15 minuti è incompatibile con il mantenimento del **Prezzo Unico Nazionale** sull'algoritmo utilizzato per la risoluzione del **SDAC**.

Valutazioni dell'Autorità

Pur condividendo quanto suggerito, l'**Autorità** non può incidere su **ISP** e **MTU**.

In particolare il passaggio ad un **ISP** a 15 minuti è obbligatorio dall'1 gennaio 2025 ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]: l'**Autorità** ha già concesso una deroga in tal senso e non è possibile prorogarne gli effetti oltre tale data.

Il passaggio ad una **MTU** a 15 minuti, invece, dipende dalla capacità dei **NEMO** di aggiornare l'algoritmo del *market coupling* al fine di accomodare prodotti quartorari senza prolungare i tempi per la determinazione degli esiti di mercato. Al momento il passaggio è fissato all'1 gennaio 2025 in coincidenza con l'**ISP** a 15 minuti. L'**Autorità** non ha tuttavia alcun potere di controllo in tal senso.

L'**Autorità** è consapevole dell'incompatibilità fra il **Prezzo Unico Nazionale** e la **MTU** a 15 minuti, tuttavia nelle more della definizione a cura del **Ministero** delle modalità di superamento del **Prezzo Unico Nazionale** in attuazione delle disposizioni del Decreto Legislativo 210/2021 [14], il **TIDE** mantiene in essere il **Prezzo Unico Nazionale** e tutto quanto da esso ne deriva. A valle della definizione delle sopracitate modalità, il **TIDE** sarà aggiornato di conseguenza.

SEZIONE 1-12

Mercato Elettrico a Termine (MET)

ARTICOLO 1-12.1

Oggetto del MET

ARTICOLO 1-12.2

Piattaforma per Conti Energia (PCE)

1-12.2.1 Finalità della PCE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che la Piattaforma per Conti Energia serve anche alla registrazione dei contratti bilaterali e non solo delle transazioni eseguite sulle piattaforme organizzate.

Valutazioni dell'Autorità

Il **TIDE** risulta già coerente con quanto segnalato. L'acronimo MET si riferisce al complesso delle transazioni a termine e include sia le contrattazioni bilaterali sia gli scambi sulla piattaforma **MTE** e **MPEG** di **GME** sia gli scambi sulle piattaforme gestite da terzi.

1-12.2.2 Conto Energia

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che i Conti Energia in bianco sono oggi vincolati esclusivamente come Conti Energia in acquisto.

GME segnala anche l'inopportunità di prevedere Conti Energia dedicati ai sistemi di accumulo, in quanto essi costituiscono **UP** che possono rientrare negli altri Conti Energia.

Rimangono fatte salve le risorse di stoccaggio 210/2021 per i quali la distinzione ha un valore.

In generale per GME limitare il numero dei Conti Energia per ciascun BRP migliora la flessibilità.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità conferma che non è sua intenzione estendere il concetto di Conto Energia in bianco anche lato immissione. La capacità di immissione dei Conti Energia in bianco è infatti posta pari a zero proprio per evitare posizioni nette in vendita. Nel TIDE si è comunque inserita una nota esplicativa per chiarire ulteriormente il concetto.

I portafogli zonali commerciali e i relativi Conti Energia di stoccaggio sono riferiti esclusivamente alla gestione dei contratti standard di *time shifting* di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [22], mentre tutti gli altri sistemi di accumulo confluiscono negli altri Conti Energia.

La formulazione prevista nel TIDE intende poi limitare la numerosità dei Conti Energia allo stretto necessario: rispetto alla situazione attuale sono introdotti esclusivamente i Conti Energia in stoccaggio al fine di mantenere separate le transazioni relative ai portafogli zonali commerciali di stoccaggio rispetto a quelle relative ai portafogli zonali fisici di immissione.

1-12.2.3 Conti Energia e operatori della PCE

Spunti per la consultazione

Spunto 12.2.1 *Si intravedono criticità nell'intestazione dei Conti Energia ai BRP invece che agli operatori della PCE?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 1 risposta
- No - 14 risposte
- ? In parte - 2 risposte

Intestare i Conti Energia direttamente ai BRP e non più agli operatori della PCE implica che questi debbano specificare per conto di quale BRP è stata eseguita ciascuna transazione.

L'operatività degli **operatori della PCE** non ne è impattata significativamente; di contro la separazione dei Conti Energia per **BRP** semplifica la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento a programma, permettendo una più agevole riconciliazione fra posizione commerciale e prelievi e immissioni effettivi.

Alcuni operatori ritengono che non vi siano sufficienti elementi di dettaglio per valutare le dinamiche legate alla gestione delle garanzie e alla gestione delle transazioni da parte dell'**operatore della PCE** che gestisce Conti Energia per più di un **BRP**.

Un operatore segnala che le deleghe rilasciate dai **BRP** agli **operatori della PCE** possano essere modificate durante il periodo di validità delle transazioni, ossia nel periodo intercorrente fra la registrazione delle stesse e il periodo di consegna.

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** condivide quanto segnalato a livello generale dagli operatori.

Per gli elementi di dettaglio si rinvia alle consultazioni sulla revisione del **TIDME** che saranno avviate da **GME**.

1-12.2.4 Capacità dei Conti Energia

1-12.2.5 Assegnazione del diritto a immettere e prelevare

1-12.2.6 Registrazione degli acquisti e delle vendite a termine

1-12.2.7 Posizione netta di un Conto Energia

1-12.2.8 Verifiche di congruità sulla PCE

ARTICOLO 1-12.3

Allocazione a termine della capacità di trasporto

Spunti per la consultazione

Spunto 12.3.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti il **MET** da specificare nel **TIDE**?
Se sì quali?*

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 0 risposte
- No - 8 risposte
- In parte - 2 risposte

Un operatore preferirebbe avere una allocazione dei *Long Term Transmission Rights* sulle frontiere con l'estero con una granularità temporale minore rispetto a quella attuale e una allocazione dei CCC a livello nazionale con granularità temporale sia maggiore (ad esempio diritti pluriennali) sia minore.

Un altro operatore ritiene che la struttura del MET possa richiedere affinamenti sulla base degli eventuali sviluppi che potranno derivare dalla revisione della Direttiva (UE) 2019/944 [5] e del Regolamento (UE) 2019/943 [1] al momento in corso a livello europeo.

Valutazioni dell'Autorità

Quanto suggerito in merito all'allocazione dei *Long Term Transmission Rights* e dei CCC esula dagli scopi del TIDE. In particolare l'allocazione dei *Long Term Transmission Rights* è disciplinata dal Regolamento (UE) 2016/1719 [6], mentre per i CCC valgono le disposizioni della Deliberazione 205/04 [28].

L'Autorità è consapevole che la struttura del MET possa andare incontro a modifiche significative in funzione degli sviluppi del dibattito in corso sul tema a livello europeo. Tuttavia è prematuro riflettere tale ipotetica struttura nel TIDE che, pertanto, mantiene una struttura del MET identica a quella attualmente in essere.

SEZIONE 1-13

Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

ARTICOLO 1-13.1

Oggetto del MPE

ARTICOLO 1-13.2

Ruolo del GME sul MPE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME segnala di essere proprietario di *Euphemia* e non mero detentore di una licenza.

Valutazioni dell'Autorità

Il TIDE è stato modificato per tenere conto di quanto segnalato.

ARTICOLO 1-13.3

Mercato del Giorno Prima

1-13.3.1 Tempistiche di funzionamento

1-13.3.2 Informazioni al mercato

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Un operatore richiede che, pur essendoci ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [2] un termine ultimo alle ore 11.00 D-1 per la messa a disposizione delle informazioni sui limiti di transito da parte degli *Regional Coordination Centres*, sia opportuno che il GME pubblichi queste informazioni il prima possibile.

Valutazioni dell’Autorità

Non è possibile imporre a livello nazionale scadenze più stringenti rispetto a quelle previste a livello europeo. GME continuerà a pubblicare i dati appena li riceve, ma da questo punto di vista il riferimento alle tempistiche previste dal Regolamento (UE) 2015/1222 [2] rimane l’unico vincolante.

1-13.3.3 *Tipologie di offerta*

1-13.3.4 *Contenuto delle offerte*

1-13.3.5 *Prezzi minimi e massimi*

1-13.3.6 *Verifiche di congruità delle offerte*

1-13.3.7 *Offerte virtuali*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME evidenzia che le offerte virtuali dovrebbero riguardare una quantità pari, in ciascuna zona di offerta, alla differenza tra le quantità offerte in acquisto a prezzo massimo e le quantità offerte in vendita. Se invece, come previsto dalla Deliberazione 111/06 [23] e nella consultazione dello schema di articolato del TIDE, le offerte virtuali sono presentate per una quantità pari alle offerte in acquisto a prezzo massimo, si corre il rischio che tali offerte di vendita siano accettate per far fronte a situazioni di scarsità di offerta in paesi confinanti con l’Italia, senza che ciò sia necessario per garantire che l’algoritmo trovi una soluzione per il Prezzo Unico Nazionale (che sarebbe comunque trovata) e senza che ci sia una situazione di scarsità di offerta in Italia.

Valutazioni dell’Autorità

La modalità proposta da GME per le offerte virtuali è già stata implementata a partire dall’1 giugno 2023 secondo quanto segnalato da TERNA all’Autorità. Essa è stata riflessa nel TIDE.

1-13.3.8 *Trattamento delle offerte di pari prezzo*

1-13.3.9 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

1-13.3.10 *Prezzo Unico Nazionale (PUN)*

Spunti per la consultazione

Spunto 13.3.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti MGP da specificare nel TIDE?*

Si

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 14 risposte
- No - 3 risposte
- ? In parte - 2 risposte

Con il passaggio ad una MTU a 15 minuti, molti operatori auspicano la possibilità di presentare sui mercati offerte a blocchi al fine di poter rappresentare i vincoli tecnici delle UP direttamente in fase di *bidding*. L'assenza di tale facoltà rappresenta uno svantaggio competitivo del mercato italiano. Il superamento del Prezzo Unico Nazionale libera risorse di calcolo sull'algoritmo di *market coupling* che potrebbero essere utilizzate per consentire offerte in tal senso.

Per vari operatori le offerte a blocchi dovrebbero essere introdotte specificatamente nel TIDE, lasciando al TIDME la sola definizione dei dettagli implementativi.

Un operatore richiede anche di valutare, in subordine alle offerte a blocchi, anche offerte di tipo MIC.

Il passaggio alla MTU a 15 minuti deve essere adeguatamente preparato lato *metering* al fine di prevenire ritardi da parte dei DSO nella messa a disposizione dei dati di misura quattorari delle UP e delle UC.

Il funzionamento delle piattaforme di mercato deve essere posto in consultazione pubblica da TERNA e GME.

GME suggerisce di rimodulare la granularità delle offerte passando per i portafogli zonali a offerte minime di 100 kWh e non 1 kWh come oggi, nonchè di valutare il passaggio ad offerte in €/MW per facilitare la comprensione delle stesse con il passaggio ad una MTU a 15 minuti. GME stesso comprende che sono aspetti di dettaglio che potrebbero essere inseriti nella revisione del TIDME.

TERNA ritiene che anche in prospettiva sia opportuno mantenere separati su MGP i portafogli zonali fisici di immissione dai portafogli zonali fisici in prelievo. Ciò consente una migliore previsione del carico.

Valutazioni dell’Autorità

Il TIDE volutamente non entra nel dettaglio dei singoli prodotti disponibili sul mercato dell’energia elettrica a livello nazionale, limitandosi a dire che detti prodotti devono essere scelti fra quelli disponibili a livello europeo. Si evidenzia, tuttavia, che la scelta dei singoli prodotti disponibili a livello nazionale è comunque condivisa con tutti gli altri NEMO a livello europeo in quanto le risorse di calcolo sull’algoritmo di *market coupling* sono scarse e devono essere ripartite fra tutti i prodotti disponibili a livello europeo.

L’aggiornamento del *metering* e della messa a disposizione dei dati di misura saranno oggetto di apposite consultazioni dell’Autorità nell’ambito della revisione del TIS.

TERNA e GME sono tenuti ai sensi del TIDE a consultare gli operatori per la revisione del Codice di Rete e del TIDME.

La differenziazione fra portafogli zonali fisici in immissione e portafogli zonali fisici in prelievo è la soluzione attualmente in essere nel TIDE ed è allo stato attuale obbligatoria dato il diverso trattamento economico riservato su MGP alle immissioni (regolate a prezzo zonale) e ai prelievi (regolati a Prezzo Unico Nazionale). Le evoluzioni future saranno valutate dall’Autorità in funzione delle modalità per il superamento del Prezzo Unico Nazionale che saranno definite a livello nazionale.

L’Autorità non ha preclusioni sugli elementi di dettaglio relativi alle modalità di offerta, purchè esse siano incluse nel TIDME definite in esito ad una consultazione con gli operatori di mercato.

ARTICOLO 1–13.4

Consegna fisica dell’energia scambiata su MET

1–13.4.1 Finalità e offerte CET

1–13.4.2 Registrazione delle offerte CET

1–13.4.3 Contenuto delle offerte CET

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che la verifica sulla capienza delle garanzie ai fini del pagamento dei CCT di cui alla Sezione 23.3.2 è effettuata nel momento della registrazione delle vendite a termine sulla PCE. Le uniche verifiche di capienza finanziaria per le offerte CET riguardano le offerte di acquisto relative alle UVE e ai sistemi di accumulo.

Valutazioni dell'Autorità

Il TIDE è stato modificato per tenere conto di quanto segnalato. Per le offerte CET si è inserita una generica previsione di controllo della capienza delle garanzie, laddove ritenuto opportuno da GME.

1-13.4.4 Verifiche di congruità delle offerte CET

1-13.4.5 Saldo del Conto Energia

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che la verifica della capienza delle garanzie rileva solo per saldi negativi dei Conti Energia (posizione netta in acquisto). Per saldi positivi la verifica non è necessaria perchè trattasi di vendita dall'operatore di mercato a GME.

Valutazioni dell'Autorità

La previsione di verifica della capienza delle garanzie è stata espunta per i saldi positivi.

Spunti per la consultazione

Spunto 13.4.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti le offerte CET da specificare nel TIDE?*

- Si*
- No*

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 1 risposta
- No - 15 risposte
- ? In parte - 2 risposte

Diversi operatori auspicano la possibilità di presentare le offerte CET entro il termine di presentazione delle altre offerte su MGP.

Valutazioni dell’Autorità

Le tempistiche di presentazione delle offerte CET sono demandate al GME nell’ambito della revisione del TIDME. Il TIDE non vieta l’allineamento auspicato dagli operatori, ma lascia comunque ampia flessibilità al GME nell’individuare le tempistiche giudicate più adatte ed efficaci per il contesto nazionale.

ARTICOLO 1-13.5

Mercato Infragiornaliero

1-13.5.1 Tempistiche di funzionamento

1-13.5.2 Aggiornamento della capacità in immissione e prelievo ai fini del MI

1-13.5.3 Aggiornamento dei margini di transito ai fini di MI

1-13.5.4 Informazioni al mercato

1-13.5.5 Tipologie di offerta

1-13.5.6 Contenuto delle offerte

Spunti per la consultazione

Spunto 13.5.1 *Quali potrebbero essere i vantaggi legati al mantenimento delle offerte bilanciate sulle CRIDA?*

Sintesi delle risposte ricevute

Per un operatore il nuovo meccanismo di nomina introdotto nel TIDE può fornire adeguata flessibilità agli operatori rendendo non più necessarie le offerte bilanciate. Si riservano tuttavia ulteriori valutazioni a valle dell’entrata in vigore del TIDE.

Un altro operatore non ritiene necessario mantenere in essere le offerte bilanciate, tuttavia sarebbe favorevole ad un meccanismo che consenta di bilanciare la posizione fra portafogli zionali differenti localizzati in zone di offerta diverse, se risultino rispettati i limiti di transito.

Infine TERNA e alcuni operatori vedono nel mantenimento delle CRIDA un vantaggio nel bilanciamento di portafogli zionali distinti appartenenti al medesimo BRP e localizzati nella medesima zona di offerta.

GME ritiene che il mantenimento delle offerte bilanciate potrebbe consentire scambi di energia tra BRP diversi all’interno della stessa zona di offerta, nonchè lo scambio di energia tra portafogli zionali diversi gestiti dal medesimo operatore di mercato.

Valutazioni dell'Autorità

Le offerte bilanciate potrebbero consentire scambi di energia fra portafogli zonali localizzati nella medesima zona di offerta e gestiti dal medesimo operatore di mercato (in quanto BRP o in quanto delegato da un BRP).

Non sono invece possibili meccanismi di bilanciamento a livello interzonale in quanto ciò significherebbe aggirare la valorizzazione della capacità di trasporto che è invece lo scopo primario delle CRIDA.

In ogni caso l'Autorità ritiene non più necessario mantenere in essere le offerte bilanciate, Esse erano state introdotte in un contesto in cui il programma di ciascuna unità era pari alla posizione netta risultante da MPE, ma con il TIDE tale contesto è superato dal meccanismo di nomina di cui alla Sezione 17.2 che consente di definire i programmi in modo flessibile nel rispetto delle sole posizioni nette in immissione e posizioni nette in prelievo.

1-13.5.7 *Prezzi minimi e massimi*

1-13.5.8 *Verifiche di congruità delle offerte*

1-13.5.9 *Trattamento delle offerte di pari prezzo*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che in assenza di una verifica differenziata fra nomine in immissione e nomine in prelievo, le previsioni sulla priorità di offerta risultano inefficaci.

Valutazioni dell'Autorità

Nel TIDE è stata introdotta a titolo transitorio nelle more di approfondimenti sulle modalità di superamento del Prezzo Unico Nazionale la verifica separata delle nomine in immissione e delle nomine in prelievo. Per i dettagli si rinvia alle Sezioni 28.10.2 e 28.10.3.

1-13.5.10 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

Spunti per la consultazione

Spunto 13.5.2 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti MI da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 9 risposte
- No - 6 risposte
- ? In parte - 3 risposte

Molti operatori chiedono che siano fornite informazioni sui margini di scambio in tempo reale. Ciò è fondamentale per poter tenere conto dell'effettiva disponibilità della capacità di trasporto in sede di presentazione delle offerte su **XBID**.

Una associazione auspica a regime una sola **CRIDA** alle 22.00 del D-1, privilegiando la contrattazione continua su **XBID** ritenuta più efficace per gestire l'aleatorietà delle fonti rinnovabili non programmabili.

TERNA, come già evidenziato con riferimento a **MGP**, chiede di mantenere separati i **portafogli zionali fisici** di immissione dai **portafogli zionali fisici** di prelievo al fine di consentire una migliore previsione del carico.

Valutazioni dell'Autorità

La pubblicazione in tempo reale dei dati aggiornati sui margini di scambio deve essere discussa con **GME** ed è pertanto rinviata ogni valutazione in merito alla consultazione sulla revisione del **TIDME**.

L'**Autorità** ritiene fondamentale mantenere in essere un certo numero di aste implicite su **MI** per una corretta valorizzazione della capacità di trasporto fra le **zone di offerta**. Il modello con tre **CRIDA** alternate alla contrattazione continua rappresenta già un compromesso rispetto alla soluzione antecedente il 21 settembre 2021 che vedeva l'Italia avere molte più sessioni in asta. La scelta delle tre aste è inoltre in linea con la configurazione delle *Intraday Auctions* approvata con la Decision ACER 01/2019 [7].

Sulla separazione dei **portafogli zionali fisici**, quanto suggerito da **TERNA** è la soluzione in essere a oggi.

ARTICOLO 1–13.6

Posizione netta del BRP su MPE

ARTICOLO 1–13.7

Procedure di *back-up*

SEZIONE 1-14

Mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

ARTICOLO 1-14.1

Oggetto del mercato per il **bilanciamento** e il **ridispacciamento**

ARTICOLO 1-14.2

Ruolo di **TERNA** sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**

ARTICOLO 1-14.3

Ruolo del **GME** sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME richiede se la pubblicazione dei dati di dettaglio delle offerte sia ancora prevista, in quanto non riportata nella versione del **TIDE** posta in consultazione.

Valutazioni dell'Autorità

La pubblicazione dei dati di dettaglio delle offerte secondo quanto previsto dall'articolo 4 del Decreto Ministeriale 29 aprile 2009 [18] è confermata. Il **TIDE** è stato modificato, esplicitando il punto e il relativo riferimento normativo.

ARTICOLO 1-14.4

Offerte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-14.4.1 Unità ammesse al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1-14.4.2 Tipologie di offerta

Spunti per la consultazione

Spunto 14.4.1 *La partecipazione delle UVAZ limitata ai soli prodotti standard di bilanciamento può dare adito a effetti distorsivi sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?*

Sì

No

Motivare la risposta, proponendo eventuali soluzioni per mitigare le potenziali distorsioni.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 3 risposte
- No - 13 risposte
- ? In parte - 3 risposte

C'è una generale condivisione della limitazione della partecipazione delle UVAZ alle sole piattaforme di bilanciamento in quanto unità a carattere zonale, mentre l'*Integrated Scheduling Process* ha valenza nodale. Fondamentale è che l'Autorità dia direttive puntuali a TERNA per la massimizzazione delle risorse ammesse al mercato per il bilanciamento e al servizio di modulazione straordinaria.

Alcuni operatori hanno richiesto conferma che le UVAZ possano essere qualificate per il servizio di modulazione straordinaria, mentre un altro operatore ritiene che le UVAZ debbano poter offrire sia prodotti standard di bilanciamento sia prodotti specifici di bilanciamento.

Alcuni operatori hanno evidenziato che la limitazione della partecipazione delle UVAZ alle sole piattaforme di bilanciamento potrebbe essere interpretata come restrittiva perché impedirebbe a tali unità di abilitarsi per i servizi ancillari nazionali globali aventi un perimetro di erogazione nodale, mentre le UVAN beneficerebbero di un diverso trattamento. In generale qualsiasi UVA dovrebbe potersi abilitare per tutti i servizi ancillari nazionali globali e per il ridispacciamento, qualora in grado di erogarli.

TERNA ritiene che le UVAZ dovrebbero essere ammesse all'*Integrated Scheduling Process*, limitatamente a quei servizi (approvvigionamento delle risorse, bilanciamento ex-ante, ridispacciamento) di dimensione zonale. In questo modo ogni risorsa può essere considerata dall'*Integrated Scheduling Process* in relazione ai servizi ancillari nazionali globali senza asimmetrie e senza generare distorsioni. Infatti, qualora le UVAZ partecipassero alle sole piattaforme di bilanciamento, non sarebbe possibile approvvigionare capacità di riserva sull'*Integrated Scheduling Process* su tali risorse; ciò comporterebbe un approvvigionamento eccessivo e non ottimale di riserva e quindi una perdita complessiva di efficienza per il sistema.

Valutazioni dell'Autorità

La massimizzazione delle risorse abilitate o qualificate per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali è uno dei criteri esplicitati alla Sezione 8.5 cui si rimanda per i dettagli. Le UP, UC, UI e UE incluse nelle UVAZ possono qualificarsi per il servizio di modulazione straordinaria nel rispetto dei requisiti previsti per tale servizio da TERNA nel Codice di Rete.

UVAZ e UVAN non sono solo due distinti aggregati, rispettivamente zonale e nodale, ma hanno una valenza più ampia andando a intercettare anche gli specifici servizi ancillari nazionali globali che ciascuna unità può erogare. Una UVAZ per sua natura non può abilitarsi a servizi aventi un perimetro di erogazione nodale. Se le risorse al suo interno vogliono erogare detti servizi nodali, devono presentare richiesta di abilitazione dentro una UVAN in modo tale da essere riferite ad uno specifico nodo della rete rilevante. Di contro non è possibile ammettere aggregati zonali per i servizi aventi un perimetro di erogazione nodale: le offerte sarebbero riferite all'aggregato nel suo complesso e non alla singola risorsa nodale di cui, invece, TERNA avrebbe bisogno per lo specifico servizio.

L'*Integrated Scheduling Process* è una ottimizzazione delle risorse a livello di singolo nodo. Nulla osta che TERNA verifichi che in esito a detta ottimizzazione risultino attive risorse sufficienti per garantire anche i servizi ancillari nazionali globali aventi un perimetro di erogazione zonale (quali ad esempio le riserve per il bilanciamento), tuttavia consentire a TERNA di movimentare dentro l'*Integrated Scheduling Process* anche risorse zonali come le UVAZ vorrebbe dire snaturare la natura nodale dell'*Integrated Scheduling Process* stesso.

Fondamentale per la sicurezza del sistema elettrico è assicurare un adeguato fabbisogno di FCR, FRR e RR in coerenza con i criteri di cui al Regolamento (UE) 2017/1485 [8]. Ogni TSO è poi libero di approvvigionare questo fabbisogno con le modalità che ritiene più opportune: a tal riguardo il quadro regolatorio europeo consente sia un approvvigionamento a termine come *balancing capacity* sia una attivazione in tempo reale direttamente sulle piattaforme di bilanciamento o tramite prodotti specifici di bilanciamento.

A tal proposito a livello europeo nell'ambito dei compiti affidati ai *Regional Coordination Centres* di cui al Regolamento (UE) 2019/943 [1] è prevista la facilitazione dell'approvvigionamento della *balancing capacity*. Tale compito include fra l'altro una valutazione

statistica sulla disponibilità delle offerte sulle **piattaforme di bilanciamento** ulteriori rispetto a quelle coperte dalla *balancing capacity*: in questo modo un TSO può approvvigionare una *balancing capacity* inferiore al fabbisogno di riserva determinato ai sensi del Regolamento (UE) 2017/1485 [8] in quanto può confidare sulla disponibilità di risorse ulteriori sulle **piattaforme di bilanciamento**.

Un approccio simile può essere applicato anche al caso italiano e all'interazione fra l'*Integrated Scheduling Process* e le **piattaforme di bilanciamento**. Sull'*Integrated Scheduling Process* TERNA si accerta di avere margini di riserva sufficienti, ma tale controllo è limitato alle UVAN e alle UAS e non include le UVAZ in quanto escluse da tale processo. TERNA può tuttavia effettuare valutazioni di carattere statistico sulla disponibilità attesa di offerte sulle **piattaforme di bilanciamento** da parte delle UVAZ e conseguentemente ridurre il margine di riserva da garantirsi sulle UAS e le UVAN in esito all'*Integrated Scheduling Process*.

1-14.4.3 *Contenuto delle offerte*

1-14.4.4 *Prezzi minimi e massimi*

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA evidenzia che, pur in assenza di limiti di prezzo superiori per le offerte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**, occorre comunque definire un limite di prezzo ai fini del processo di ottimizzazione.

TERNA chiede altresì se il limite di prezzo inferiore a 0 €/MWh sia da intendersi esclusivamente per l'*Integrated Scheduling Process* oppure sia relativo anche alle offerte di prezzo riferite alle **piattaforme di bilanciamento**.

Valutazioni dell'Autorità

Nulla osta alla definizione di un limite di prezzo ai fini del processo di ottimizzazione, ma trattasi di elementi di dettaglio di competenza del **Codice di Rete**.

Il limite inferiore a 0 €/MWh è valido anche per le offerte di prezzo relative alle **piattaforme di bilanciamento**.

ARTICOLO 1-14.5

Integrated Scheduling Process

- 1-14.5.1 Tempistiche di funzionamento dell'Integrated Scheduling Process*
- 1-14.5.2 Unità ammesse all'Integrated Scheduling Process*
- 1-14.5.3 Input all'Integrated Scheduling Process*
- 1-14.5.4 Modello e algoritmo di ottimizzazione per l'Integrated Scheduling Process*
- 1-14.5.5 Modello della rete rilevante per l'Integrated Scheduling Process*
- 1-14.5.6 Informazioni al mercato*

Spunti per la consultazione

Spunto 14.5.1 *Vi sono ulteriori informazioni che si ritiene debbano essere messe a disposizione dei BSP?*

- Si*
- No*

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 6 risposte
- No - 11 risposte
- ? In parte - 1 risposta

C'è una generale condivisione del set di informazioni proposto dall'**Autorità**. Sarebbe tuttavia opportuno:

- rivedere le tempistiche di pubblicazione delle informazioni anticipandole a almeno 60 minuti prima del termine di presentazione delle offerte per la prima sottofase di **MSD** e a almeno 30 minuti prima del termine della presentazione delle offerte per ciascun **ISP** su **MB**
- prevedere una pubblicazione dei dati storici a consuntivo in merito all'andamento delle iniezioni e dei prelievi di energia attiva e reattiva nei vari nodi della **rete rilevante**
- mettere a disposizione le informazioni utilizzando un formato aperto e standardizzato tipo, ad esempio, XML, con possibilità di interfaccia API per avere accesso ai file

- prevedere informazioni anche sul fabbisogno di regolazione reattiva
- aggiungere una pubblicazione a consuntivo delle indisponibilità al fine di confrontare i periodi di manutenzione programmata con l'effettiva durata del fuori servizio e avere contezza delle accidentalità.

Un operatore ha altresì auspicato maggiore trasparenza e semplicità di identificazione nelle informazioni sull'indisponibilità degli elementi di rete, nonché che sia data evidenza delle ragioni alla base di ciascuna movimentazione disposta sul [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#) e siano rese note le quantità riservate relative agli intervalli di fattibilità.

Un operatore ha infine colto l'occasione per evidenziare che sul sito di [TERNNA](#) è presente una sezione "note di esercizio" in cui Terna pubblica l'entrata in esercizio di nuovi elementi di rete. Tali informazioni dal 2020 non sono più state pubblicate.

Valutazioni dell'Autorità

Dopo valutazioni interne sul livello di concorrenzialità dell'*Integrated Scheduling Process*, l'*Autorità* ha optato per una pubblicazione delle informazioni a consuntivo contestualmente alla liquidazione delle relative partite economiche.

Per formati, dati storici e facilità di identificazione degli elementi di rete si rinvia al [Codice di Rete](#), mentre per le quantità riservate relative agli intervalli di fattibilità la richiesta non è accoglibile perché rientra nell'ambito commerciale riservato di competenza di ciascun [BSP](#).

La pubblicazione del fabbisogno di energia reattiva è già coperta dall'indicazione sulle iniezioni di potenza reattiva in ciascun nodo della [rete rilevante](#), mentre per le informazioni a consuntivo sulle indisponibilità si ritiene che esse possano essere desunte dalla comunicazione delle infrastrutture fuori servizio effettuata ai fini di [MB](#).

Per l'entrata in esercizio di nuovi elementi si invita [TERNNA](#) a rendere note le relative informazioni nel modo ritenuto più efficace.

1-14.5.7 Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate

1-14.5.8 Output dell'Integrated Scheduling Process

Spunti per la consultazione

Spunto 14.5.2 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti l'Integrated Scheduling Process da specificare nel TIDE?*

- Sì*
- No*

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 13 risposte
- No - 5 risposte
- ? In parte - 1 risposta

Per molti operatori è fondamentale introdurre una remunerazione esplicita in €/MW delle quantità riservate in applicazione degli intervalli di fattibilità, dato l'esteso ricorso da parte di **TERNA** a questa funzionalità. Il mantenimento del programma all'interno di tali intervalli rappresenta a tutti gli effetti un servizio reso al sistema dall'operatore. In particolare, l'imposizione degli intervalli di fattibilità:

- riduce la possibilità di operare su **XBID**
- riduce le possibilità di bilanciare il proprio portafoglio
- impedisce di riprogrammare la produzione per tener conto di variazioni nei costi operativi di breve termine
- riduce la possibilità di competere sulle **piattaforme di bilanciamento** (le quantità riservate non sono oggetto di conversione).

A tal fine alcuni operatori suggeriscono di prevedere una nuova tipologia di offerta sull'*Integrated Scheduling Process* finalizzata a remunerare le capacità riservate per gli intervalli di fattibilità, basata su una remunerazione in €/MW per le bande riservate e in €/MWh per le attivazioni su **MB**.

Per altri operatori sarebbe accettabile una remunerazione di tipo regolato basata sulla differenza fra il prezzo risultante da **MGP** e il prezzo offerto su **MSD** dalla specifica risorsa o il prezzo medio **MSD**. La remunerazione sarebbe ridotta secondo un coefficiente definito dall'**Autorità** per tenere conto dei volumi riservati ma non attivati su **MB**.

Un operatore ritiene opportuno che a regime gli intervalli di fattibilità siano definitivamente superati: ciò garantirebbe una maggiore liquidità su **MI**.

In caso di mantenimento degli intervalli di fattibilità, è, invece, essenziale per la maggioranza degli operatori che essi siano definiti nel modo più trasparente possibile fornendo tutte le motivazioni sottostanti a tale scelta.

Diversi operatori non condividono il mantenimento del limite di prezzo a 0 €/MWh per le offerte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e auspicano la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi almeno per quanto riguarda le **piattaforme di bilanciamento** (il cui quadro regolatorio a livello europeo già consente tali prezzi) e al **servizio di modulazione straordinaria**. In particolare, evidenzia un operatore:

- l'articolo 10(1) del Regolamento (UE) 2019/943 [1] prevede che il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica non abbia né un limite massimo né un limite minimo, fatti salvi i limiti di natura tecnica legati all'algoritmo.
- la presenza di prezzi negativi sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento incentiverebbe la fornitura di servizi ancillari nazionali globali a scendere da parte di un perimetro più ampio di risorse, incluse le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili
- pur ammettendo che l'introduzione dei prezzi negativi sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento possa indurre alcuni BSP ad un esercizio abusivo del potere di mercato, sono comunque disponibili efficaci strumenti dedicati al contenimento di tale fenomeno, come il regime di essenzialità oppure il monitoraggio condotto dall'Autorità e dall'Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato.

TERNA suggerisce di:

- di definire in tempi brevi se prevedere o meno la remunerazione degli intervalli di fattibilità in quanto tale scelta ha impatto sulla revisione dell'algoritmo dell'*Integrated Scheduling Process*
- di preservare l'utilizzo dei vincoli elastici almeno fino allo sviluppo del nuovo algoritmo per l'*Integrated Scheduling Process*.

Valutazioni dell'Autorità

Gli intervalli di fattibilità sono un output consolidato del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e non se ne prevede alcun superamento.

La possibilità di introdurre una remunerazione in €/MW per le quantità riservate in esito agli intervalli di fattibilità sarà attentamente valutata dall'Autorità nell'ambito del monitoraggio del funzionamento del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e, nel caso in cui si decida per implementarla, i contenuti della decisione saranno oggetto di una specifica consultazione.

L'Autorità condivide la massima trasparenza sulle informazioni relative agli intervalli di fattibilità, ma ritiene che questi aspetti debbano essere disciplinati nell'ambito del Codice di Rete. In ogni caso non appare possibile procedere alla pubblicazione delle quantità riservate in quanto tale aspetto rientra nelle dinamiche commerciali di ciascun BSP.

Il limite inferiore a 0 €/MWh e il conseguente divieto di offerte a prezzi negativi sono confermati a livello nazionale nelle more di una valutazione sull'effettivo grado di concorrenzialità del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

I vincoli elastici sono possibili anche a regime con il nuovo algoritmo per l'*Integrated Scheduling Process*, purchè debitamente giustificati.

L’Autorità comprende, infine, l’urgenza segnalata da TERNA in merito alla decisione se implementare o meno la remunerazione per gli intervalli di fattibilità in quanto tale decisione ha impatto sul processo di revisione dell’algoritmo. Al momento, tuttavia, non si hanno certezze in merito.

ARTICOLO 1–14.6

Piattaforme di bilanciamento

1–14.6.1 *Partecipazione di TERNA alle piattaforme di bilanciamento*

1–14.6.2 *Offerte rilevanti per le piattaforma di bilanciamento*

1–14.6.3 *Informazioni al mercato*

1–14.6.4 *Prezzo di valorizzazione delle offerte accettate*

1–14.6.5 *Output delle piattaforme di bilanciamento*

Spunti per la consultazione

Spunto 14.6.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti le piattaforme di bilanciamento da specificare nel TIDE?*

Si

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 16 risposte

No - 1 risposta

In parte - 2 risposte

La maggioranza degli operatori richiede la pubblicazione dei dati sulle offerte accettate per la copertura del fabbisogno dei TSO esteri, mentre una associazione richiama l’importanza di una pubblicazione esaustiva e trasparente degli esiti degli scambi sulle **piattaforme di bilanciamento**. Tali riflessioni dovrebbero essere estese anche a SDAC e SIDC.

Un operatore ritiene opportuno superare le distorsioni legate ai diversi vincoli di offerta previsti a livello nazionale con riferimento alla partecipazione alle **piattaforme di bilanciamento**, rispetto a quanto previsto in altri paesi europei.

TERNA suggerisce di allineare la descrizione delle **piattaforme di bilanciamento** prevista nel TIDE con quanto disciplinato dalle relative metodologie a livello europeo.

Valutazioni dell’Autorità

La valutazione sulla opportunità di pubblicazione dei dati relativi alle offerte accettate per la copertura del fabbisogno dei TSO esteri è lasciata a TERNA nell’ambito della revisione del Codice di Rete. La pubblicazione degli esiti degli scambi sulle piattaforme di bilanciamento obbedisce ai criteri previsti dagli specifici *implementation framework*, adottati per ciascuna piattaforma ai sensi del Regolamento (UE) 2017/2195 [4], mentre per SDAC e SIDC occorre riferirsi a quanto previsto dal Regolamento (UE) 2015/1222 [2].

L’Autorità non ritiene necessario armonizzare i vincoli di partecipazione con gli altri paesi europei: l’Italia ha adottato un modello *central dispatch* che prevede la conversione delle offerte presentate a livello nazionale nei prodotti standard di bilanciamento; esso è significativamente differente dal modello *self dispatch* applicato in altri paesi europei, per cui l’armonizzazione appare fuori luogo.

Il TIDE rimane volutamente generale nella descrizione delle piattaforme di bilanciamento: la formulazione adottata appare coerente con i contenuti delle metodologie approvate a livello europeo. Si invita TERNA a segnalare eventuali esigenze di modifica in modo da tenerne conto nelle successive versioni del TIDE.

ARTICOLO 1–14.7

Esito del mercato per i servizi ancillari nazionali globali

1–14.7.1 Esiti puntuali per BSP

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che, stante le modalità attuali previste da TERNA, non riceve informazioni puntuali sulle offerte accettate in esito alle piattaforme di bilanciamento. Le uniche informazioni disponibili pervengono ex-post ai fini della pubblicazione delle offerte pubbliche.

Valutazioni dell’Autorità

TERNA può avvalersi di GME ai fini della messa a disposizione degli esiti ai BSP e in forma aggregata oppure procedere autonomamente. Il punto è stato chiarito nel TIDE al fine di lasciare ampia flessibilità alle parti coinvolte.

1-14.7.2 *Esiti aggregati***Spunti per la consultazione**

Spunto 14.7.1 *Vi sono ulteriori informazioni che si ritiene debbano essere messe a disposizione come esito del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?*

Si

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 15 risposte

No - 5 risposte

Dal momento che **TERNA** ridispaccia le **unità** sull'*Integrated Scheduling Process* per molteplici finalità, sarebbe opportuno avere per ogni offerta accettata anche la specifica motivazione evitando indicazioni generiche. Ciò sarebbe utile anche per indirizzare gli operatori a effettuare opportuni investimenti per un determinato servizio.

Un operatore ha evidenziato l'opportunità di pubblicare anche le quantità complessivamente approvvigionate in ciascuna **zona di offerta** e i relativi prezzi medi di attivazione e non solo le quantità accettate per ogni singola **unità**.

Un operatore auspica la pubblicazione dei fabbisogni per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** già nel mattino del D-1.

TERNA precisa che attualmente rende disponibili gli esiti dei mercati ai rispettivi **BSP** sia direttamente sia per il tramite di **GME**. Inoltre, con riferimento agli esiti definitivi la cui pubblicazione è ipotizzata nel D+1, **TERNA** segnala che gli unici esiti disponibili in D+1 sono quelli utilizzati per il calcolo dello sbilanciamento aggregato macrozonale, i quali non contengono eventuali modifiche dovute a segnalazioni da parte degli operatori: queste ultime, infatti, verranno contabilizzate solo in fase di *settlement* in M+1. Non è perciò possibile parlare di esiti definitivi in D+1: gli esiti definitivi (anche in termini di partite economiche) sono (e saranno) disponibili solo in M+1.

Valutazioni dell'Autorità

Gestire un sistema di *accounting* che evidenzi le motivazioni alla base dell'accettazione di ogni singola offerta è particolarmente complesso in un **modello central dispatch** in cui la coottimizzazione è l'aspetto portante. In ogni caso tale sistema esula dagli scopi del **TIDE**, ma rientra nell'ambito delle attività di monitoraggio di cui al **TIMM**.

L’**Autorità** accoglie la richiesta di pubblicazione delle quantità complessivamente approvigionate e i relativi prezzi medi di attivazione: l’assenza era dovuta a un mero rifiuto. Non è invece ipotizzabile anticipare la pubblicazione dei fabbisogni per i **servizi ancillari** per il **bilanciamento** in D-1, in quanto essi possono essere determinati con un buon livello di affidabilità solamente una volta noti gli esiti di **MGP**. In ogni caso, per il momento tutte queste informazioni saranno pubblicate a consuntivo contestualmente al *settlement* mensile, nelle more del monitoraggio dell’effettivo livello di concorrenzialità del **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Infine nel **TIDE** è stato chiarito che gli esiti di **MB** hanno tre distinte fasi:

- titolo provvisorio entro 30 minuti dal termine dell’**ISP** cui si riferiscono
- titolo consolidato nel giorno successivo a quello di competenza (D+1)
- titolo definitivo in sede di *settlement* mensile nel mese successivo a quello di competenza (M+1).

SEZIONE 1-15

Procedure specifiche di approvvigionamento per i servizi ancillari nazionali globali

ARTICOLO 1-15.1

Risorse approvvigionate con procedure specifiche

ARTICOLO 1-15.2

Approvvigionamento della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza

1-15.2.1 *Oggetto delle procedure di approvvigionamento*

1-15.2.2 *Unità ammesse alle procedure di approvvigionamento*

1-15.2.3 *Tempistiche delle procedure di approvvigionamento*

1-15.2.4 *Informazioni al mercato*

1-15.2.5 *Contenuto delle offerte*

1-15.2.6 *Valorizzazione delle offerte accettate*

1-15.2.7 *Misura dell'energia erogata*

1-15.2.8 *Trattamento dell'energia erogata*

Spunti per la consultazione

Spunto 15.2.1 *Si condivide l'approvvigionamento a regime della FCR esclusivamente tramite procedure di mercato a pronti?*

- Sì*
- No, occorre mantenere nel Codice di Rete un obbligo di erogazione per tutte le risorse abilitate, senza alcuna remunerazione in €/MW*
- In parte, occorre prevedere una modalità ibrida con parte del fabbisogno coperto con un obbligo di erogazione nel Codice di Rete e parte del fabbisogno approvvigionato a mercato, sia con procedure a termine sia con procedure a pronti*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 19 risposte
- No, occorre mantenere nel **Codice di Rete** un obbligo di erogazione per tutte le risorse abilitate, senza alcuna remunerazione in €/MW - 0 risposte
- In parte, occorre prevedere una modalità ibrida con parte del fabbisogno coperto con un obbligo di erogazione nel **Codice di Rete** e parte del fabbisogno approvvigionato a mercato, sia con procedure a termine sia con procedure a pronti - 1 risposta

Gli operatori evidenziano che la capacità qualificata ai fini del mercato della capacità è già al netto della semibanda per la **FCR**, quindi non si ravvisano incongruenze fra detto mercato e l'approvvigionamento a mercato della **FCR**. Inoltre a loro avviso solo la capacità selezionata dovrebbe essere esclusa dalle offerte su **MGP**, **MI** e **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**. La capacità selezionata per la **FCR** dovrebbe essere contabilizzata ai fini degli obblighi relativi al mercato della capacità, inoltre dovrebbe essere consentito agli operatori di poter negoziare sul mercato secondario della capacità la quota parte di capacità inizialmente non qualificata per detto mercato perchè riservata per la **FCR**, ma che poi si è liberata perchè non è stata selezionata per tale servizio.

Per un operatore la messa a disposizione delle bande obbligatorie per **FCR** dovrebbe essere integralmente superata già dall'1 gennaio 2025. Per altri operatori la messa a disposizione obbligatoria della banda di **FCR** dovrebbe configurarsi come un obbligo di offerta di tale banda sul mercato a termine.

Alcuni operatori auspicano procedure annuali, mensile o settimanali, ma non giornaliere, al fine di consentire una migliore pianificazione delle attività degli operatori nonché una maggiore stabilità dei flussi di cassa per i nuovi investimenti. Un altro operatore, invece, non comprende le motivazioni alla base di un approvvigionamento della **FCR** al di fuori del **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Un altro operatore ritiene fondamentale definire specifici prodotti a termine per la **FCR** e auspica che le tempistiche di pubblicazione degli esiti delle procedure di approvvigionamento a mercato di tale servizio siano compatibili con il termine di presentazione delle offerte degli altri mercati: la capacità selezionata per la **FCR** non può essere offerta sugli altri mercati ed è fondamentale avere tempestive informazioni in merito per evitare di offrire capacità non disponibile.

Un operatore suggerisce di mantenere la taglia minima inferiore a 1 MW al fine di permettere la partecipazione anche a risorse distribuite di piccola taglia. Ciò favorirebbe una maggiore diversificazione delle risorse, evitando il fenomeno del cosiddetto *lock-in tecnologico*.

Alcuni operatori hanno segnalato di non precludere alle risorse la partecipazione sia per l'erogazione della **FCR** sia per l'erogazione della **riserva ultra-rapida di frequenza**: l'unico vincolo dovrebbe essere impedire di assoggettare la stessa capacità a entrambi i servizi.

Una associazione, infine, esprime l'opportunità di prevedere remunerazioni in capacità e energia, mentre un'altra associazione ritiene fondamentale l'ingresso dell'Italia nella *EU FCR Cooperation*.

Per **TERN**A l'approvvigionamento a mercato può partire dal 2027, ma a seguito di uno studio che aiuti a definire da un lato obblighi di offerta per tutte le risorse in grado di fornire il servizio e dall'altro regole finalizzate a contenere l'esercizio di potere di mercato considerata la necessità di un approvvigionamento il più possibile distribuito delle risorse ai fini dell'esercizio in sicurezza della rete.

Valutazioni dell'Autorità

La **FCR** per definizione è attivata localmente in modo automatico senza alcun bisogno di un segnale di livello inviato da **TERN**A. Per le risorse in aggregato è compito del **BSP** garantire l'attivazione del servizio nel rispetto delle proprietà addizionali per tale servizio concordate a livello di area sincrona Europa Continentale e approvate dall'**Autorità** con la Deliberazione 54/2021/R/eel [25]. Per questo motivo le bande di potenza asservite a questo servizio (come anche alla **riserva ultra-rapida di frequenza**) non possono essere liberamente negoziate sugli altri mercati, ma devono essere riservate per il loro utilizzo in tempo reale in funzione dell'andamento della frequenza rilevato a livello locale. Le procedure specifiche per la **FCR** (e analogamente quelle per la **riserva ultra-rapida di frequenza**) assolvono a questo compito, andando a remunerare in modo esplicito le bande di potenza che, in quanto asservite a questo servizio, non possono essere utilizzate in altre negoziazioni.

Tale approccio non è compatibile con il funzionamento del **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** sul quale, invece, è remunerata l'attivazione del servizio. In teoria sarebbe possibile remunerare anche le bande di potenza relative ai **servizi ancillari** per il **bilanciamento** nel rispetto dei criteri previsti dal Regolamento (UE) 2017/2195 [4] in materia di approvvigionamento della *balancing capacity*. A livello nazionale tale facoltà non è comunque attuata e l'unica remunerazione prevista rimane quella in €/MWh.

Entrando nel merito delle procedure di approvvigionamento per la **FCR**, sono inserite nel **TIDE** le procedure a termine e non solo a pronti al fine di dare stabilità agli investimenti.

Il raccordo con il mercato della capacità, unitamente alla definizione dei requisiti per la partecipazione alle procedure per l'approvvigionamento della **FCR** (ivi inclusa l'eventuale taglia minima) e le tempistiche di pubblicazione degli esiti è demandato a **TERN**A nell'ambito della revisione del **Codice di Rete** e, laddove necessario, della disciplina per il mercato della capacità.

Si conferma l'avvio delle procedure di mercato dall'1 gennaio 2025, con un periodo transitorio in cui i prodotti a mercato sono in aggiunta alle bande obbligatoriamente messe a disposizione da parte delle varie **UP**. Seguirà una seconda fase transitoria in cui **TERN**A ridurrà gradualmente le bande messe obbligatoriamente a disposizione in favore dei prodotti a mercato che diventeranno l'unico strumento per l'approvvigionamento

della **FCR** a partire dall'1 gennaio 2028. Il transitorio è fondamentale per assicurare la disponibilità di un numero adeguato di risorse per la **FCR**.

Ciascuna risorsa può partecipare a entrambe le procedure (**FCR** e **riserva ultra-rapida di frequenza**), purchè la stessa capacità non sia assoggettata a entrambi i servizi.

L'adesione alla *EU FCR Cooperation* non è al momento oggetto di discussione e potrà essere valutata solamente a valle di un necessario periodo di rodaggio dell'approvvigionamento della **FCR** a mercato.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.2.2 *Si condivide a regime il superamento della metodologia di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [29] per tutte le **UFCR** indipendentemente che avessero o meno optato per la remunerazione volontaria della riserva primaria?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si* - 10 risposte
- No* - 7 risposte
- In parte* - 2 risposte

Al di là della risposta sintetica, molti operatori hanno evidenziato quanto segue:

- siccome sono stati effettuati investimenti per l'acquisto dei dispositivi UVRP per l'applicazione della remunerazione di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [29], sarebbe opportuno consentire agli operatori che hanno già installato questi dispositivi di continuare a usarli per misurare le quantità di **FCR** effettivamente erogata da remunerare esplicitamente e considerare in deduzione dallo sbilanciamento
- in alternativa alla remunerazione di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [29], si potrebbe prevedere una valorizzazione della **FCR** a prezzo **MGP**, con pagamento delle bande di capacità come previsto nel **TIDE**.

TERNA è contraria al superamento della Deliberazione 231/2013/R/eel [29], in quanto l'assenza di correzioni allo sbilanciamento potrebbe disincentivare l'erogazione della **FCR**, inducendo i **BRP** a compensare gli effetti della regolazione di frequenza.

Valutazioni dell'Autorità

Si mantiene in essere la determinazione dell'energia erogata a titolo di FCR, secondo criteri definiti da TERNA in continuità con quanto già previsto con la Deliberazione 231/2013/R/eel [29]. L'installazione dei dispositivi idonei alla misura è facoltativa ed è lasciata alla volontà dei BSP.

L'energia erogata a titolo di FCR rientra nella modulazione ai fini del *settlement* di cui alla Sezione 19.2 e, come tale, è portata in deduzione dallo sbilanciamento di competenza dei BRP e dà luogo ad una compensazione economica equivalente a quella prevista per il servizio di modulazione straordinaria.

Indipendentemente dalla presenza dei dispositivi per la misura, è comunque abrogata la remunerazione della FCR in energia, in quanto detta remunerazione è assorbita dalla valorizzazione in €/MW delle bande di capacità.

Il meccanismo sopra descritto è esteso anche alla riserva ultra-rapida di frequenza con installazione di dispositivi ad hoc.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.2.3 *Eventualmente si ritiene utile prevedere delle deroghe a regime per le UP dotate dei dispositivi previsti dalla Deliberazione 231/2013/R/eel [29]?*

- Sì
- No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 12 risposte
- No - 8 risposte

La maggioranza degli operatori riprende quanto riportato nello spunto precedente.

Un operatore ritiene accettabile il mantenimento della remunerazione di cui alla Deliberazione 231/2013/R/eel [29] a titolo transitorio con superamento della medesima a regime e applicazione di una remunerazione della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza di tipo binomio con offerta in €/MW per la banda di capacità e in €/MWh per l'energia effettivamente erogata.

Valutazioni dell'Autorità

Non è prevista una remunerazione di tipo binomio: la FCR e la riserva ultra-rapida di frequenza sono remunerate esclusivamente in €/MW. L'energia effettivamente erogata,

laddove misurata con appositi dispositivi a carattere facoltativo, è portata in deduzione dallo sbilanciamento dei **BRP** e dà luogo ad una compensazione economica per questi ultimi.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.2.4 *La **FCR**, non dando luogo ad alcun **aggiustamento dello sbilanciamento** non consente l'introduzione di una specifica compensazione fra **BSP** e **BRP**. Può tale scelta dare adito a effetti distorsivi?*

Sì

No

Motivare la risposta, proponendo eventuali soluzioni per mitigare le potenziali distorsioni.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 16 risposte
- No - 2 risposte
- ? In parte - 3 risposte

La maggioranza degli operatori ritiene fondamentale mantenere neutrale il **BRP** rispetto all'attivazione della **FCR**, con correzione dello sbilanciamento sulla base dell'energia effettivamente erogata a titolo di **FCR**. Eventualmente si potrebbe accettare l'assenza di correttivi solamente per le **unità** prive dei dispositivi **UVRP**.

Un operatore non ravvede particolari distorsioni, ritenendo che i rischi derivanti dall'assenza di correttivi possano essere adeguatamente tenuti in considerazione in sede di fissazioni delle condizioni economiche con i **titolari** di ciascuna risorsa.

Di contro un altro operatore ritiene che inserire una compensazione per l'energia attivata a titolo di **FCR** potrebbe creare una barriera all'ingresso per aggregatori indipendenti rispetto ai **BRP**.

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** accoglie la richiesta degli operatori e introduce un correttivo dello sbilanciamento nell'ambito della modulazione ai fini del *settlement* di cui alla Sezione 19.2. Tale correttivo è a titolo facoltativo e si applica solamente in presenza di appositi dispositivi in grado di misurare l'energia erogata a titolo di **FCR**. In caso di assenza di tali dispositivi non sono previste compensazioni e l'energia erogata a titolo di **FCR** è contabilizzata nello sbilanciamento del **BRP**.

ARTICOLO 1-15.3

Approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria

1-15.3.1 *Oggetto delle procedure di approvvigionamento*

1-15.3.2 *Unità ammesse alle procedure di approvvigionamento*

1-15.3.3 *Tempistiche delle procedure di approvvigionamento*

1-15.3.4 *Informazioni al mercato*

1-15.3.5 *Valorizzazione delle offerte accettate*

Spunti per la consultazione

Spunto 15.3.1 *Si condivide la facoltà di prevedere l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria tramite procedure di mercato o tramite obbligo di asservimento in funzione della tipologia di modulazione richiesta?*

Sì

No

In caso di risposta negativa, fornire suggerimenti per modalità alternative di approvvigionamento.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 17 risposte

No - 0 risposte

In parte - 3 risposte

L'approvvigionamento a mercato del servizio di modulazione straordinaria è preferibile, ove possibile, in quanto garantisce trasparenza e permette agli operatori di indirizzare correttamente gli opportuni investimenti. Inoltre è coerente con quanto previsto dall'Articolo 40 della Direttiva (UE) 2019/944 [5], la quale prevede che l'approvvigionamento dei servizi ancillari sia basato, in generale, su procedure di mercato. L'obbligo di asservimento dovrebbe, pertanto, essere ridotto al minimo.

La partecipazione alle procedure per l'approvvigionamento del servizio di modulazione straordinaria dovrebbe essere libera, minimizzando il ricorso a obblighi di partecipazione in capo agli operatori. Potrebbero essere previste aste marginali, con orizzonte temporale fino all'anno, con remunerazione binomia in potenza (€/MW) e in energia (€/MWh). In particolare per i servizi a scendere la remunerazione dovrebbe ristorare il prezzo di mercato cui l'operatore ha rinunciato per effetto dell'attivazione del servizio, ulteriormente

maggiorato per tenere conto del valore intrinseco del servizio stesso nonché dell'eventuale mancata incentivazione. In alternativa per alcuni operatori sarebbe accettabile il ristoro automatico del prezzo di mercato con possibilità di richiedere una remunerazione ulteriore per il servizio. In entrambi i casi fondamentale è far emergere il maggior costo per il sistema legato all'attivazione del [servizio di modulazione straordinaria](#), dandogli la giusta collocazione nell'ordine di merito economico. Per questo motivo non dovrebbero essere previsti limiti massimi di prezzo. Inoltre per i servizi a scendere sarebbe opportuno imporre un numero massimo di attivazioni annue per consentire agli operatori di definire in modo appropriato la propria offerta e limitare l'impatto sulle attività prevalenti di produzione e consumo.

Un operatore segnala che il [servizio di modulazione straordinaria](#) potrebbe essere offerto dai veicoli elettrici per il tramite delle infrastrutture di ricarica. Si suggerisce però di ridurre i tempi di approvvigionamento, raggiungendo tempistiche più simili al mercato a pronti dell'energia.

Una associazione auspica che il servizio di interrompibilità istantanea mantenga una regolazione autonoma rispetto al [servizio di modulazione straordinaria](#), in quanto legato alla sicurezza del sistema elettrico e non ai servizi gestiti a mercato.

Un'altra associazione richiama l'importanza di rispettare modalità operative adeguate onde evitare danni qualora lo stesso servizio (tipicamente il distacco della produzione eolica) sia attuato tramite ordini di dispacciamento o nell'ambito del [servizio di modulazione straordinaria](#).

TERNA segnala che sono in corso approfondimenti circa le modalità di partecipazione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili all'attuale MSD con le relative modalità di remunerazione (incluso il riconoscimento dei corrispettivi per la mancata produzione).

Valutazioni dell'Autorità

Tutti i dettagli sull'approvvigionamento e la remunerazione del [servizio di modulazione straordinaria](#) nonché sulle modalità di attivazione dello stesso sono lasciati alle valutazioni di TERNA e saranno consultati nell'ambito della revisione del [Codice di Rete](#).

Il servizio di interrompibilità istantanea è stato volutamente inserito nell'ambito del [servizio di modulazione straordinaria](#) ai fini di assicurare un approvvigionamento di tale servizio nel rispetto del principio della neutralità tecnologica previsto dal quadro regolatorio europeo.

L'abilitazione delle UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili al MSD è auspicabile, ma essa deve essere attuata in coerenza con gli obiettivi e le disposizioni del TIDE. Nulla osta che TERNA anticipi tale abilitazione anche prima dell'1 gennaio 2025 (data dalla quale il TIDE inizia a produrre effetti), purchè ciò avvenga nell'ambito della revisione del [Codice di Rete](#) in ottica TIDE.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.3.2 *Quali potrebbero essere le tipologie di modulazione approvvigionabili tramite procedure di mercato? E quali tramite asservimento obbligatorio?*

Sintesi delle risposte ricevute

La maggioranza degli operatori auspica una approvvigionamento a mercato per tutte le tipologie di **servizi di modulazione straordinaria** a salire e a scendere con aste annuale con remunerazione della potenza asservita in €/MW e dell'energia attivata in €/MWh. Le aste dovrebbero essere segmentate in base al verso di attivazione, a salire e a scendere, del servizio e in base al tipo di preavviso, al fine di favorire la massima partecipazione.

Un operatore vede asservimento obbligatorio per i servizi di modulazione istantanea, pur evidenziando che comunque anche per essi potrebbero essere previste forme di regolazione economica su base annuale.

Una associazione vede approvvigionati con procedure di mercato tutti i servizi che non riguardano la sicurezza del sistema, mentre un operatore e **TERNA** ritengono che i servizi di interrompibilità istantanea e con preavviso debbano essere approvvigionati con procedure di mercato a termine, mentre i servizi di distacco del carico o delle **UP** asservite alla procedura RIGEDI continuano ad essere oggetto di asservimento obbligatorio.

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** ringrazia per i contributi. Il tema sarà comunque oggetto di trattazione approfondita a cura di **TERNA** nell'ambito della revisione del **Codice di Rete**.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.3.3 *Si ritiene adeguata per il servizio di modulazione straordinaria approvvigionato a mercato una remunerazione binomia (remunerazione della potenza distaccabile e remunerazione per il singolo evento di distacco)?*

- Sì
- No

In caso di risposta negativa, fornire indicazioni su modalità di remunerazione alternative.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 18 risposte
- No - 0 risposte

② In parte - 1 risposta

Alcuni operatori precisano che i **servizi di modulazione straordinaria** andrebbero suddivisi in due macro gruppi: l'interrompibilità e il telescatto da una parte e i servizi di riduzione della produzione da **UP** alimentate da fonti rinnovabili non programmabili dall'altra. Sul secondo gruppo andrebbe prevista una disincentivazione alla loro attivazione perché in contrasto con gli obiettivi di decarbonizzazione a livello europeo: per questo gruppo la compensazione per il **BRP** dovrebbe rimanere a carico di **TERNA** e non ribaltata sul corrispettivo di dispacciamento.

Valutazioni dell'Autorità

Il **servizio di modulazione straordinaria** nelle sue varie declinazioni deve poter essere attivato da **TERNA** ogni qual volta ne ricorra la necessità per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema. Ciò può comportare anche la riduzione della produzione da **UP** alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, ma ad avviso dell'Autorità ciò non è in contrasto con gli obiettivi di decarbonizzazione in quanto la sicurezza dell'esercizio è comunque prioritaria.

ARTICOLO 1-15.4

Approvvigionamento a termine dei **servizi ancillari nazionali globali**

1-15.4.1 *Contratti a termine*

1-15.4.2 *Obiettivi per i contratti a termine*

1-15.4.3 *Proposta per i contratti a termine*

Spunti per la consultazione

Spunto 15.4.1 *Si condivide la possibilità di approvvigionamento a termine dei **servizi ancillari nazionali globali** di cui alla Sezione 14 in aggiunta all'approvvigionamento sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento?*

- Si*
 No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si* - 17 risposte
 No - 0 risposte

② In parte - 2 risposte

La crescente quota di UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la conseguente sempre minore presenza in servizio di UP programmabili rende necessaria l'introduzione dell'approvvigionamento a termine dei [servizi ancillari nazionali globali](#). L'introduzione di tale modalità di approvvigionamento permetterebbe da un lato a [TERNA](#) di avere maggiore contezza della disponibilità delle risorse nel medio termine e dall'altro permetterebbe alle risorse di erogare determinati [servizi ancillari nazionali globali](#) che risulterebbero antieconomici con le procedure a pronti, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo fisso.

Da questo punto di vista il [TIDE](#) manca di ambizione, in quanto dovrebbe dettagliare le caratteristiche dell'approvvigionamento a termine e non lasciare le valutazioni alle proposte di [TERNA](#). In particolare le procedure a termine dovrebbero:

- prevedere la partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire i servizi oggetto di approvvigionamento in ottica di neutralità tecnologica
- garantire l'approvvigionamento su differenti orizzonti temporali (giornaliero, settimanale, mensile, annuale)
- prevedere una remunerazione per la capacità selezionata (€/MW), nonché la possibilità di ottenere una remunerazione per l'energia attivata nell'ambito del [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#).

In particolare alcuni operatori suggeriscono di approvvigionare a termine le risorse per:

- la risoluzione delle congestioni
- i [servizi ancillari non relativi alla frequenza](#)
- aFRR
- mFRR e RR a scendere
- [riserva ultra-rapida di frequenza](#)

Non appare necessario un approvvigionamento a termine della mFRR e RR a salire in quanto già coperti dalla remunerazione nell'ambito del mercato della capacità.

Le singole risorse dovrebbero poter partecipare a più procedure con l'unico vincolo di non assoggettare la medesima capacità a più servizi nello stesso [ISP](#).

Un operatore precisa che l'approvvigionamento a termine garantirebbe agli operatori elementi utili per valutare le prospettive di investimento, soprattutto con riferimento a tecnologie, quali i [sistemi di accumulo](#), di importanza strategica per la transizione energetica. Una associazione di contro vede con favore solamente procedure di breve

termine finalizzate a sfruttare risorse molto economiche per le quali la fornitura dei **servizi ancillari nazionali globali** non costituisce il principale servizio.

Per alcuni operatori è fondamentale evitare una gestione bilaterale delle risorse, perchè ciò è potenziale fonte di discrezionalità da parte di **TERNA**. La gestione bilaterale potrebbe essere ammessa purchè **TERNA** ne dimostri il beneficio economico con una analisi di tipo *what if*.

Molti operatori ritengono che la valutazione della convenienza economica dell'introduzione di un approvvigionamento a termine dei **servizi ancillari nazionali globali** debba assumere la forma di una vera propria analisi costi benefici che quantifichi anche i rischi e i costi associati alla mancata disponibilità di capacità in grado di fornire tali servizi.

Infine per un operatore sarebbe opportuno definire le modalità di raccordo fra l'approvvigionamento a termine e il mercato della capacità e le modalità con cui è gestita la mancata erogazione della **FCR** in caso di avarie o indisponibilità delle risorse.

TERNA condivide l'approvvigionamento a termine purchè non sia obbligatorio, ma sia concesso di valutarne l'opportunità come modalità aggiuntiva di approvvigionamento rispetto al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Valutazioni dell'Autorità

L'approvvigionamento a termine dei **servizi ancillari nazionali globali** rimane una modalità aggiuntiva rispetto al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**. Non è quindi intenzione dell'**Autorità** prevedere forme di obbligatorietà per tale meccanismo nè nel breve nè nel lungo termine. A tal proposito si evidenzia che per **FRR** e **RR** l'eventuale approvvigionamento a termine dovrebbe comunque seguire i criteri per l'approvvigionamento della *balancing capacity* di cui al Regolamento (UE) 2017/2195 [4]. Inoltre l'**Autorità** ritiene che gli investimenti nel lungo termine siano già tutelati dal mercato della capacità e non siano necessarie ulteriori forme strutturali di approvvigionamento a termine, mentre per il breve termine le risorse possano trovare adeguata remunerazione direttamente in termini di energia attivata sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Si accoglie la richiesta di una analisi costi e benefici che è resa obbligatoria da parte di **TERNA** in sede di definizione delle procedure di stipula e le condizioni economiche per i contratti a termine.

Il raccordo fra le eventuali procedure a termine e il mercato della capacità, nonché le modalità di gestione della mancata erogazione della **FCR** (comunque non legate all'approvvigionamento a termine) sono demandate a **TERNA** nell'ambito del **Codice di Rete**.

Spunti per la consultazione

Spunto 15.4.2 *In quali situazioni potrebbero essere attivato l'approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali di cui alla Sezione 14?*

Sintesi delle risposte ricevute

L'approvvigionamento a termine potrebbe facilitare l'esercizio in sicurezza della rete nel nuovo contesto caratterizzato dallo sviluppo delle fonti rinnovabili. Fondamentale è comunque mantenere il coordinamento con il [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#).

Un operatore suggerisce di attivare l'approvvigionamento a termine in situazioni di scarsità di riserva rotante per obsolescenza del parco convenzionale esistente. Infatti in tale situazione potrebbe essere necessario un segnale di prezzo a termine per promuovere l'esercizio degli impianti convenzionali esistenti.

Un altro operatore ritiene opportuno che l'[Autorità](#) consulti una proposta di regolamento circa l'approvvigionamento a termine dei servizi ancillari nazionali globali, evitando che sia lasciata un'eccessiva discrezionalità a Terna.

[TERNNA](#) precisa che l'approvvigionamento a termine dei servizi potrebbe risultare conveniente dal punto di vista dei costi complessivi per il sistema, nonché ai fini dell'adeguatezza, qualora vi sia comprovata scarsità di tipologie specifiche di risorse oppure qualora, in relazione alla composizione delle risorse abilitate o qualifica per i vari servizi, ci sia la necessità di disaccoppiare le remunerazioni per energia fornita (€/MWh) da quelle per costo-opportunità in termini di capacità impegnata (€/MW).

Valutazioni dell'Autorità

L'[Autorità](#) condivide quanto evidenziato da [TERNNA](#): l'analisi costi e benefici introdotta a seguito delle segnalazioni degli operatori (vedasi spunto precedente) potrebbe servire anche a valutare le situazioni di scarsità di specifiche risorse o l'opportunità di introdurre forme di remunerazione binomie con corrispettivo anche in €/MW. Analoghe considerazioni valgono anche per la scarsità di riserva rotante segnalata da un operatore.

Non appare condivisibile la richiesta di un regolamento univoco consultato dall'[Autorità](#). Essendo una modalità aggiuntiva rispetto al [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#), l'approvvigionamento a termine dovrebbe essere definito con la massima flessibilità con condizioni variabili a seconda della tipologia di servizio e dello specifico contesto in cui esso viene approvvigionato e non cristallizzate in un corpus definito a priori.

ARTICOLO 1-15.5

Corrispettivi forfettari per i servizi ancillari non relativi alla frequenza

Spunti per la consultazione

Spunto 15.5.1 *Si condivide la possibilità di introdurre corrispettivi forfettari a copertura delle perdite di energia attiva incorse durante l'erogazione dei servizi ancillari non relativi alla frequenza?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 15 risposte
- No - 0 risposte
- ? In parte - 4 risposte

Pur a fronte di una generale condivisione della proposta, gli operatori segnalano che i corrispettivi forfettari hanno un ruolo marginale e non sono in grado di tutelare gli investimenti nel medio e lungo termine.

Affinchè sia garantita la presenza in servizio di sufficiente capacità regolante è necessario confermare i meccanismi a termine di remunerazione della capacità e introdurre una remunerazione esplicita ulteriore per le unità che mettono a disposizione del sistema, a titolo obbligatorio o volontario, la capacità di regolazione di tensione.

Sempre su questo tema, è criticato l'approccio di **TERNA** che procede con l'installazione di nuove infrastrutture di rete (quali, ad esempio, i compensatori sincroni), invece di ricorrere ad altre risorse che potrebbero essere fornite dagli operatori tramite mercato. A tal proposito sarebbe necessario uno studio che confronti i costi e i benefici legati all'installazione di dispositivi specifici di regolazione della tensione rispetto all'alternativa di riconversione delle **UP** attualmente esistenti. Conseguentemente, dovrebbero essere svolte procedure di mercato per la realizzazione degli impianti necessari alla fornitura della regolazione di tensione al minor costo per il sistema, con partecipazione possibile sia per nuove infrastrutture sia per infrastrutture esistenti opportunamente convertite. Solo nel caso in cui il mercato non riuscisse a garantire quanto necessario per l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico e a seguito di approfondite valutazioni da parte di **TERNA**, verificate e approvate dall'**Autorità**, potrebbe essere permesso a **TERNA** di sviluppare

tali dispositivi in proprio. L'intervento di **TERNA** dovrebbe dunque configurarsi come soluzione di ultima istanza.

Come primo passo verso procedure di mercato specifiche per la regolazione di tensione, un operatore suggerisce di introdurre una remunerazione amministrata del valore assoluto dell'energia reattiva scambiata con la rete.

Un operatore ritiene che sia per lo meno necessario correlare i corrispettivi forfettari di ciascun servizio al costo che il sistema sosterebbe in assenza delle specifiche risorse che lo erogano.

In caso di mantenimento in essere della regolazione di tensione a carattere obbligatorio, dovrebbe essere introdotta una remunerazione forfettaria che rifletta il valore del servizio offerto per il sistema elettrico secondo il principio del costo evitato per l'installazione di un nuovo compensatore sincrono.

Gli operatori ritengono altresì opportuno remunerare adeguatamente i servizi di inerzia, potenza di corto circuito, stabilizzazione delle oscillazioni dinamiche e riaccensione del sistema elettrico, funzionamento in isola e rifiuto del carico.

Infine alcuni operatori ritengono opportuno non prevedere remunerazioni forfettarie, ma una remunerazione puntuale in grado di riflettere l'effettiva valorizzazione delle perdite di energia attiva.

TERNA condivide l'introduzione di corrispettivi forfettari, ferma restando la necessità di stabilire dei criteri predefiniti che tengano conto a titolo esemplificativo e non esaustivo della tecnologia di generazione, del punto di funzionamento, della taglia della risorsa. In particolare, si evidenzia che le risorse con inverter che dovessero effettuare la regolazione di tensione hanno delle perdite di energia attiva non trascurabili quando si trovano a operare in corrispondenza di punti di lavoro con bassa potenza attiva erogata in rete ed elevate quantità di potenza reattiva richiesta. Tale effetto è ancora più marcato in caso di regolazione di tensione da parte di tali risorse in assenza di potenza attiva immessa.

Valutazioni dell'Autorità

I corrispettivi forfettari sono proposti da **TERNA** nel **Codice di Rete**: essi possono essere differenziati come meglio ritenuto opportuno, ma rimangono a carattere forfettario e non prevedono forme di ristoro puntuali.

Per quanto attiene, invece, le riflessioni degli operatori sulle procedure di mercato e l'installazione diretta da parte di **TERNA** di specifici dispositivi, si precisa che esulano dagli scopi del **TIDE** e rientrano nell'ambito del piano di sviluppo della rete di trasmissione.

Analoghe conclusioni valgono anche per la richiesta di correlare i corrispettivi forfettari al costo evitato per il sistema: lo scopo dei corrispettivi forfettari è ristorare le perdite di energia attiva e non prevedere una remunerazione esplicita per i **servizi ancillari non relativi alla frequenza**.

SEZIONE 1-16

Mercato per i servizi ancillari nazionali locali

Parte V

Programmazione delle unità e scambi di energia

SEZIONE 1-17

Registrazione delle nomine

ARTICOLO 1-17.1

Convenzioni di segno

ARTICOLO 1-17.2

Piattaforma di nomina

1-17.2.1 Finalità della piattaforma di nomina

1-17.2.2 Nomine dei *BSP*

Spunti per la consultazione

Spunto 17.2.1 *Si ritiene corretto attribuire ai **BSP** la responsabilità della nomina per le **UAS** e le **UVN**?*

Si

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 15 risposte

No - 2 risposte

In parte - 1 risposta

C'è una generale condivisione in merito all'attribuzione ai **BSP** delle nomine delle **UAS** e delle **UVN**. Un operatore segnala che per migliorare l'operatività del **BRP**, quest'ultimo dovrebbe essere a conoscenza della posizione commerciale di ciascuna **UVN**: dovrebbero essere introdotti specifici flussi informativi in tal senso.

Fra gli operatori contrari alla proposta, uno ritiene preferibile attribuire la nomina per le **UAS** e le **UVN** ai **BRP** al fine di lasciare al **BSP** la sola gestione della flessibilità e evitare

il proliferare di costi di transazione dovuti alla necessità di accordi contrattuali tra le parti interessate i cui oneri ricadrebbero sui consumatori finali. Da un punto di vista applicativo, in caso di assenza di nomina da parte del BRP, TERNA dovrebbe definirla sulla base delle misure acquisite in tempo reale.

Infine un operatore coglie l'occasione del presente spunto per segnalare, con riferimento alle nomine per le risorse di stoccaggio 210/2021, di prevedere la massima trasparenza sulle nomine stesse e sui driver utilizzati per la procedura di allocazione alle singole unità.

Valutazioni dell'Autorità

Il BSP, in quanto soggetto deputato alla gestione della flessibilità delle UAS e delle UVAN, è il soggetto che dovrebbe conoscere meglio l'effettivo programma di ciascuna risorsa al netto delle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento. Dato che la procedura di nomina è indipendente dalla posizione netta relativa al singolo portafoglio zonale (è prevista solo la verifica della posizione netta di ciascun BRP in ciascuna zona di offerta), non è opportuno prevedere flussi informativi sulle posizioni commerciali dei BRP a favore dei BSP in quanto informazione non rilevante ai fini della nomina che deve, invece, riflettere la migliore previsione dell'energia scambiata da ciascuna unità al netto delle movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Il TIDE si prefigge di rendere il BRP neutrale rispetto all'attività del BSP esclusivamente dal punto di vista dei volumi e non anche dal punto di vista del prezzo. Permangono, quindi, rischi che si ritiene possano essere comunque adeguatamente gestiti nei rapporti contrattuali con i titolari di ciascuna risorsa. I costi di transazione che ne derivano non sembrano, ad avviso dell'Autorità, di rilevante entità.

Le modalità di determinazione delle nomine per le risorse di stoccaggio 210/2021 sono di pertinenza della relativa disciplina che sarà sviluppata da TERNA in coerenza con i criteri di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [22].

1-17.2.3 Nomine dei BRP

Spunti per la consultazione

Spunto 17.2.2 *Si ritiene corretto attribuire ai BRP la responsabilità della nomina per le UnAP, le UVZ, le UVI e le UVE?*

- Si*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 17 risposte
- No - 0 risposte
- ? In parte - 1 risposta

A fronte di una generale condivisione, per un operatore non è chiaro perchè la responsabilità delle nomine delle UVZ sia in capo al BRP e non sia piuttosto resa implicita tramite comunicazione di Terna dal momento che quest'ultima effettua il calcolo della *baseline*.

TERNNA ritiene necessaria la registrazione della nomina anche per le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in quanto, soprattutto in assenza di una profondità storica adeguata, TERNNA privilegia le stime dei produttori.

Valutazioni dell'Autorità

Le nomine per le UVZ non possono essere determinate da TERNNA a partire dalle misure ricavate ai fini della *baseline* in quanto questa ultima è determinata esclusivamente per le UVAZ che includono solo una ridotta parte delle risorse incluse nelle UVZ.

Come chiarito nella Sezione 9.3, il concetto di UnAP è stato modificato per includere anche le UP alimentate da fonti rinnovabili non programmabili: per esse la nomina diventa obbligatoria solo qualora esplicitamente richiesta da TERNNA.

1-17.2.4 *Nomine per le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021*

1-17.2.5 *Nomina per le UVZ con finalità di saldo*

1-17.2.6 *Verifica delle nomine*

1-17.2.7 *Tempistiche di registrazione delle nomine*

Spunti per la consultazione

Spunto 17.2.3 *Si condivide l'approccio che garantisce la coerenza fra le nomine delle unità di un BRP e la posizione complessiva maturata dallo stesso su MPE?*

- Sì
- No, si preferisce lasciare la possibilità di deviare rispetto alla posizione netta assunta su MPE

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 17 risposte
- No, si preferisce lasciare la possibilità di deviare rispetto alla posizione netta assunta su MPE- 0 risposte

Pur condividendo la proposta dell’**Autorità**, diversi operatori esprimono preoccupazione in merito alla diminuzione della trasparenza dei mercati per effetto dell’introduzione dei **portafogli zonali** e delle **UVZ** con finalità di saldo.

GME evidenzia che la flessibilità nelle nomine con il solo vincolo del rispetto della posizione commerciale netta di ciascun **BRP** (dove per netto si intende l’insieme di immissioni e prelievi) potrebbe indurre gli **operatori di mercato** a negoziare su **MPE** solamente la propria posizione netta e non separatamente immissioni e prelievi. Tale comportamento renderebbe molto più opache e difficilmente monitorabili le strategie di offerta degli **operatori di mercato**, oltre a rendere inconsistente il calcolo del **Prezzo Unico Nazionale** e a ridurre la liquidità dei mercati a pronti, rendendo meno robusto il processo di formazione del prezzo.

Per evitare un simile fenomeno, **GME** suggerisce di introdurre una verifica separata sulla posizione netta in immissione e sulla posizione netta in prelievo (medesima regola adottata ad oggi per la **PCE** e per le nomine relative alle transazioni su **XBID**), impedendo nomine in eccesso rispetto a tali posizioni.

TERNA condivide l’approccio proposto che costituisce di fatto un’estensione a **MGP** e alle aste **MI** di quanto già previsto attualmente limitatamente a **XBID**.

Valutazioni dell’Autorità

Nel definire i principi base per le nomine, l’**Autorità** ha cercato un bilanciamento fra le esigenze di trasparenza sul mercato e la flessibilità nella programmazione per i **BSP** e i **BRP**.

Nella consultazione sullo schema di articolato del **TIDE** si era ritenuto opportuno privilegiare la flessibilità consentendo agli operatori nomine vincolate dalla sola posizione netta complessiva di ciascun **BRP** e in ciascuna **zona di offerta**.

Nel predisporre la versione finale del **TIDE** l’**Autorità** ha ritenuto meritevoli di ulteriori approfondimenti le preoccupazioni segnalate da **GME** in merito al calcolo del **Prezzo Unico Nazionale** (e in prospettiva del prezzo di riferimento dell’energia scambiata all’ingrosso che sarà introdotto in sostituzione del **Prezzo Unico Nazionale** dal **Ministero** in attuazione di quanto previsto dal Decreto Legislativo 210/2021 [14]). Nelle more di tali approfondimenti si è pertanto preferito mantenere un controllo separato fra immissioni e prelievi con divieto di nomine in eccesso rispetto alle relative posizioni nette in coerenza con quanto suggerito da **GME**. Rimangono, quindi, le **UVZ** con finalità di saldo come principio di regime, ma nel transitorio sono consentite solo nomine in difetto che si chiudono lato immissione sulle

UVZ di immissione della tipologia alimentata da fonti rinnovabili non programmabili e lato prelievo sulle UVZ di prelievo. Eventuali nomine in eccesso sono corrette da GME. Per i dettagli si rinvia alla Sezione 28.10.

Spunti per la consultazione

Spunto 17.2.4 *Al fine di assicurare la coerenza fra le nomine e la posizione netta assunta su MPE è efficace il ruolo di saldo attribuito alle UVZ di immissione della tipologia alimentate a fonti rinnovabili non programmabili della Sezione 2.4.3 e alle UVZ di prelievo?*

- Sì
- No

In caso negativo, fornire modalità alternative per garantire la suddetta coerenza.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 14 risposte
- No - 1 risposta
- ? In parte - 1 risposta

Nella generale condivisione, alcuni operatori hanno segnalato l'opportunità di specificare che le UVZ di saldo sono costituite per ogni portafoglio zonale e che il corrispettivo di non arbitraggio è applicato solamente alle UVZ di prelievo.

Gli stessi operatori ritengono prematuro inserire nel TIDE le regole specifiche per la nomina delle UAS relative a risorse di stoccaggio 210/2021, in quanto la relativa disciplina non è ancora stata sviluppata. A tal proposito segnalano come una risorsa possa essere asservita solamente in parte alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [22] e, di conseguenza, debba essere prevista una nomina specifica per la capacità non asservita a tale disciplina.

TERNA e alcuni operatori ritengono opportuno che gli sbilanciamenti commerciali siano misurati in maniera separata fra immissioni e prelievi in linea con quanto previsto attualmente per i saldi commerciali relativi alle transazioni su XBID. Tale misura consentirebbe una migliore previsione del carico da parte di TERNA ai fini del mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Valutazioni dell'Autorità

L'obbligo di costituzione delle UVZ di immissione della tipologia alimentata da fonti rinnovabili non programmabili e l'obbligo di costituzione delle UVZ di prelievo è esplicitato

nella Sezione 9.4.2 e non deve essere ulteriormente specificato. Si precisa che dette UVZ sono uniche per BRP e per zona di offerta e si riferiscono all'insieme dei portafogli zonali del BRP in ciascuna zona di offerta.

I criteri generali per la remunerazione delle risorse di stoccaggio 210/2021 sono stati definiti con la Deliberazione 247/2023/R/eel [22]: il TIDE è stato aggiornato con i nuovi riferimenti con l'inserimento delle UCS per la gestione dei contratti standard di *time shifting* e con la specifica che le UAS relative alle risorse di stoccaggio 210/2021 possono essere asservite alla disciplina di cui alla Deliberazione 247/2023/R/eel [22] solo in parte. Per la parte non asservita esse sono trattate in modo analogo alle altre UAS con nomina effettuata dal BSP.

Il passaggio ad una programmazione disgiunta fra immissioni e prelievi con verifica puntuale della posizione netta in immissione e della posizione netta in prelievo accoglie implicitamente la richiesta di un calcolo separato del saldo delle immissioni e dei prelievi. Tale saldo è comunque attribuito alle UVZ come ipotizzato in consultazione e non gestito con unità dedicate al solo saldo commerciale.

1-17.2.8 Messa a disposizione delle nomine per BRP e BSP

1-17.2.9 Messa a disposizione delle nomine per TERNA

1-17.2.10 Corrispettivi per la piattaforma di nomina

SEZIONE 1-18

Programmi di immissione e prelievo

ARTICOLO 1-18.1

Tipologia dei programmi

ARTICOLO 1-18.2

Programmi base

ARTICOLO 1-18.3

Programmi di movimentazione

ARTICOLO 1-18.4

Programmi finali

Spunti per la consultazione

Spunto 18.4.1 *Si concorda con questa divisione dei ruoli tra BRP e BSP?*

- Si*
- No*
- In parte*

Sintesi delle risposte ricevute

- Si* - 15 risposte
- No* - 2 risposte
- In parte* - 3 risposte

Gli operatori concordano, pur esprimendo preoccupazione per la complessità aggiuntiva che determinerà maggiori costi di transazione e maggiore necessità di trasparenza e disponibilità di dati.

Un operatore evidenzia come la regolazione del rapporto fra **BSP** e **BRP** non garantisca la piena neutralità del **BRP** e permangano rischi legati alla differente valorizzazione dell'energia sui vari mercati afferenti a **MPE**, alla ripartizione delle movimentazioni fra le **UVN** e le **UVZ** eseguita dal **BSP** sulla base delle proprie logiche e sulla valorizzazione dell'eventuale movimentazione in eccesso rispetto a quella in esito al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**.

Un altro operatore sottolinea come la riduzione della domanda e l'incremento della generazione siano equivalenti ai fini del **bilanciamento** e come tale dovrebbero competere sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** senza discriminazioni. La proposta dell'Autorità, separando energia e servizi porta ad una distorsione del processo competitivo.

Valutazioni dell'Autorità

Come specificato in uno spunto della Sezione 17, il **TIDE** si prefigge di rendere il **BRP** neutrale rispetto all'attività del **BSP** esclusivamente dal punto di vista dei volumi e non anche dal punto di vista del prezzo. L'Autorità è consapevole che permangono dei rischi di prezzo che ritiene siano gestibili nell'ambito delle dinamiche contrattuali con i **titolari** delle varie risorse.

Il **TIDE** è stato sviluppato per promuovere la concorrenza fra risorse differenti in grado di fornire il medesimo **servizio ancillare**. La separazione fra energia e servizio deve essere intesa come separazione fra il programma base rilevante ai fini del diritto a immettere e a prelevare (di competenza dei **BRP**) e il programma di movimentazione relativo all'erogazione del servizio di **bilanciamento** e al **ridispacciamento** (di competenza del **BSP**). In tale ottica non vi sono discriminazioni fra produzione e domanda, in quanto entrambe le risorse sono soggette alle medesime regole tanto in materia di partecipazione al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** quanto in materia di *settlement* e compensazioni. Per i dettagli in merito si rinvia alle Sezioni 18, 21 e 22.

Spunti per la consultazione

Spunto 18.4.2 *Si ritiene che l'impostazione proposta compatibile con le citate direttive e regolamenti europei?*

- Si*
- No*
- In parte*

Sintesi delle risposte ricevute

- Si** - 14 risposte
- No** - 2 risposte

- In parte - 1 risposta

Gli operatori che ritengono l'approccio proposto non compatibile con il quadro regolatorio europeo osservano che:

- la soluzione prospettata dall'**Autorità**, prevedendo una compensazione a **Prezzo Unico Nazionale** dell'energia movimentata, ostacola la partecipazione della domanda al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** invece che promuoverla come richiesto dalla Direttiva (UE) 2019/944 [5]
- il **BSP** che aggrega risorse di domanda è responsabile della coincidenza fra le sue vendite sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e l'effettiva riduzione della domanda; esso non dovrebbe essere reso responsabile dell'impatto su altri **BRP**
- spetta a ciascun Stato Membro scegliere lo specifico modello di compensazione da implementare, sia esso basato su sbilanciamenti regolati o su correzioni del perimetro
- l'impatto sui **BRP** è correttamente gestito da una compensazione erogata per il tramite di **TERNA**, ma per evitare di creare una barriera all'ingresso, sia con riferimento al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** sia, e soprattutto con riferimento a **MGP**, i costi della compensazione dovrebbero essere socializzati fra tutti gli attori e non addebitati ai **BSP**
- non esiste un trasferimento di energia dal **BRP** al **BSP** e quindi non c'è un titolo ad una compensazione pagata dal **BSP** in quanto, ad esempio, lato *demand response* il **BSP** non vende energia ma una riduzione dei prelievi; anche per questo motivo i costi della compensazione dovrebbero essere socializzati
- sarebbe opportuno adottare la regola del *net benefit*.

Una associazione evidenzia che tutte le risorse dovrebbero essere gestite da un **BRP** e che quest'ultimo dovrebbe poter correggere la propria posizione anche in tempo reale.

Per il **GME** il **BSP** dovrebbe avere accesso anche ai mercati dell'energia e non solo al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**. Venendo meno la sequenzialità dei mercati, il **BSP** riceve una adeguata remunerazione solamente se può sfruttare tutti i segnali di prezzo compresi quelli provenienti, ad esempio, da **MI**.

Valutazioni dell'Autorità

Nel **TIDE** si è scelto di limitare il ruolo dei **BSP** alla sola offerta di **servizi ancillari**: ciò coincide con la responsabilità descritta dall'operatore come coincidenza fra servizi venduti (nello specifico movimentazioni a salire) e riduzioni della domanda (nello specifico effettive movimentazioni a salire).

Il **BSP** è quindi responsabile della corretta esecuzione delle movimentazioni disposte da **TERNA** sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**. L'erogazione delle

movimentazioni da parte dei **BSP** comporta un trasferimento di energia fra **BSP** e **BRP**, legato allo squilibrio delle posizioni in termini di fonti e impieghi. Ad esempio lato domanda il **BRP** acquista sui mercati l'energia che intende rivendere al **cliente finale** in assenza di riduzioni dei prelievi. Il **BSP** vende sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** una movimentazione a salire, con ciò alterando la bilancia commerciale del **BRP** che si ritrova a vendere al **cliente finale** una energia inferiore rispetto a quella acquistata. Di contro il **BSP** ha venduto un servizio a salire, ma non ha sostenuto l'onere di acquisto della relativa energia che ha messo a disposizione del sistema. Il trasferimento di energia riequilibra le due posizioni. In assenza di tale trasferimento si genererebbero vantaggi impropri (in questo caso a vantaggio del **BSP**). Analoghe considerazioni valgono anche per i servizi a scendere con trasferimento dal **BSP** al **BRP** e potenziali vantaggi per il **BRP** in caso di assenza di trasferimento.

Nel **TIDE** si è scelto di tenere conto del trasferimento di energia per il tramite di un modello con correzione del perimetro e compensazione economica con *central settlement* a cura di **TERNA** applicato a tutte le movimentazioni indipendentemente dalla tecnologia. Tale scelta consente di mantenere neutrale il **BRP** dal punto di vista dei volumi: quest'ultimo regola, infatti, uno sbilanciamento sterilizzato dal contributo delle movimentazioni disposte dal **BSP** in esito al **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento**, mentre l'energia trasferita dal **BRP** al **BSP** (per i servizi a salire) e dal **BSP** al **BRP** (per i servizi a scendere) è remunerata ad un prezzo amministrato pari a quello **MGP**.

Gli oneri per la compensazione delle movimentazioni sono posti interamente in capo ai **BSP**: ciò consente di separare il valore intrinseco del servizio a salire e a scendere dal valore dell'energia. Per i servizi a salire il **BSP** trattiene, quindi, la differenza (razionalmente positiva) fra il prezzo ricevuto sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** e il prezzo **MGP** (che è il valore intrinseco del servizio a salire erogato sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** rispetto alle vendite su **MGP**), retrocedendo quest'ultimo al **BRP**. Per i servizi a scendere, invece, il **BSP** trattiene la differenza (anche in questo caso razionalmente positiva) fra il prezzo **MGP** ricevuto dal **BRP** (le compensazioni hanno sempre due versi) e il prezzo corrisposto a **TERNA** (anche in questo caso la differenza è proprio il valore intrinseco di questo servizio).

Vi sono invero altri approcci possibili, quali, ad esempio, correzioni dell'energia misurata con cessione dal **BRP** al **cliente finale** dell'energia che sarebbe stata prelevata in assenza di movimentazioni e premio erogato dal **BSP** al **cliente finale** per la riduzione della domanda, ma tali approcci avrebbero determinato difficoltà nell'applicazione dei corrispettivi tariffari che sono regolati in funzione dell'energia effettivamente prelevata e non in funzione dell'energia che sarebbe stata prelevata in assenza di movimentazioni. I **BRP** (che sono anche i soggetti che stipulano il contratto di trasmissione e distribuzione) si sarebbero, pertanto, dovuti confrontare con un doppio dato di misura con aggravati amministrativi.

Altra ipotesi sarebbe l'approccio *net benefit* suggerito da alcuni operatori in consultazione con una socializzazione dell'onere di compensazione. Esso non è stato adottato dall'**Autorità** che ha preferito privilegiare, in questa prima fase di implementazione del **TIDE**, un trasferimento di energia esplicito fra **BRP** e **BSP** con relativa remunerazione

economica. L'efficacia del meccanismo proposto sarà comunque attentamente monitorata e, se del caso, potranno essere valutate modifiche previa consultazione con gli operatori.

Si segnala che diverso è il caso delle attivazioni per il [servizio di modulazione straordinaria](#). In questo caso l'approccio seguito dall'[Autorità](#) è un modello con correzione di perimetro e compensazione socializzata. Si tratta, infatti di servizi con un numero di attivazioni ridotte, erogati a titolo gratuito o con una remunerazione della disponibilità in €/MW che rappresenta il valore intrinseco del servizio stesso. L'eventuale remunerazione per l'attivazione, laddove prevista, è comunque residuale e non è necessariamente correlata al valore dell'energia scambiata su [MPE](#). Correggere il perimetro per i [BRP](#) è comunque fondamentale per sterilizzare il relativo sbilanciamento rispetto all'attivazione di un servizio al di fuori del loro controllo; e altrettanto fondamentale è prevedere per essi una compensazione per l'energia negoziata su [MPE](#) e non regolata con la controparte commerciale per effetto della modulazione straordinaria. Non è invece possibile addebitare la compensazione ai [BSP](#) o dei [titolari](#) delle relative risorse perchè ciò potrebbe portare a iniqui squilibri economici.

Diverso ancora il caso delle attivazioni per [FCR](#) e per [riserva ultra-rapida di frequenza](#). Qui i modelli in essere sono due:

- correzione di perimetro e compensazione socializzata laddove è possibile misurare l'energia erogata per ciascun servizio: valgono le stesse considerazioni del [servizio di modulazione straordinaria](#) in quanto anche in questo caso il valore intrinseco del servizio risiede nella remunerazione della banda in €/MW, mentre l'energia erogata non ha alcuna remunerazione
- nessuna correzione di perimetro e nessuna compensazione, laddove l'energia erogata per ciascun servizio non è misurata: in questo caso, in assenza di una quantificazione dell'energia erogata non è possibile correggere il perimetro; detta energia confluisce nello sbilanciamento del [BRP](#) che riceve, quindi, il relativo prezzo al posto di una compensazione esplicita.

. L'offerta di flessibilità da parte dei [BSP](#) su [MPE](#) non è prevista. Su [MPE](#), ad esempio, la riduzione dei prelievi legata alla possibilità da parte dei [clienti finali](#) di reagire ai segnali di prezzo rimane in capo al [BRP](#), configurandosi come minore acquisto di energia (perchè minore sarà l'energia prelevata) e non come una cessione di energia a salire. Questa scelta, possibile sul mercato nazionale dal 2005, è coerente con la natura fisica del [mercato dell'energia elettrica](#) nazionale nell'ambito del quale le transazioni su [MPE](#) svolgono il ruolo di primo dispacciamento del sistema coerente con le posizioni nette attese da ciascun [BRP](#) a livello zonale. Consentire ai [BSP](#) di offrire flessibilità su [MPE](#) vorrebbe dire avere due distinti soggetti operanti su tale mercato con riferimento alla stessa risorsa, con aggravii amministrativi e venir meno della coerenza del dispacciamento fisico (che, ad esempio, lato consumo sarebbe determinato dal combinato fra le transazioni dei [BRP](#) e le riduzioni dei [BSP](#)) con la posizione singola di ciascun soggetto.

Per quanto riguarda, infine, i commenti dell'associazione, nella Sezione 3 è chiarito che tutte le risorse devono avere un proprio BRP. Non è invece possibile ipotizzare che il BRP possa aggiustare la propria posizione in tempo reale, in quanto incompatibile con il modello *central dispatch* adottato a livello nazionale che prevede la responsabilità del bilanciamento a cura di TERNA sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

SEZIONE 1-19

Scambi e movimentazioni di energia

ARTICOLO 1-19.1

Energia immessa e prelevata ai fini del settlement

ARTICOLO 1-19.2

Modulazione ai fini del settlement

1-19.2.1 Modulazione complessiva ai fini del settlement

1-19.2.2 Modulazione nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria

Spunti per la consultazione

Spunto 19.2.1 *Si condivide l'utilizzo delle misure in tempo reale per la determinazione dell'energia di modulazione?*

Si

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 9 risposte

No - 0 risposte

? In parte - 6 risposte

Per la maggioranza degli operatori l'utilizzo delle misure in tempo reale è adeguato per la modulazione istantanea o di breve durata, mentre in caso di modulazioni con preavviso o di lunga durata potrebbe rendersi necessaria la definizione di una *baseline* a cura di **TERNA** o, in alternativa a cura del **BSP** sulla base di criteri di stima oggettivi identificati dalla stessa **TERNA**.

In generale, comunque, appare più opportuno demandare a **TERNA** la determinazione dell'energia di modulazione, fatta comunque salva la possibilità per i **produttori** di presentare proprie stime aventi un livello di accuratezza comparabile a quello di **TERNA**.

L'energia di modulazione dovrebbe essere comunicata al **BRP** entro un'ora dal termine dell'**ISP** in cui la modulazione è avvenuta.

TERNA condivide l'approccio che ricalca quello oggi in essere per la determinazione del quantitativo distaccato per il servizio di interrompibilità del carico. Potrebbero invece sorgere delle difficoltà nel quantificare l'energia di modulazione a scendere a seguito dell'invio di un comando di limitazione ad una **UP** alimentata da fonti rinnovabili non programmabili in quanto non è facilmente individuabile l'effettiva riduzione dell'immissione a seguito della limitazione imposta.

Valutazioni dell'Autorità

La determinazione dell'energia di modulazione e i relativi criteri di stima, livello di accuratezza e facoltà di stima a cura dei **titolari** delle singole risorse è demandata al **Codice di Rete**. Si invita **TERNA** a tenere in considerazione quanto segnalato dagli operatori.

Spunti per la consultazione

Spunto 19.2.2 *Quali criteri generali potrebbero essere definiti nel TIDE per la determinazione della energia di modulazione a partire dalle misure in tempo reale?*

Sintesi delle risposte ricevute

Sono da adottare modalità distinte per **UP** e **UC**.

Per le **UP** si suggerisce un approccio simile a quello oggi adottato per la mancata produzione eolica, pur con la facoltà per il **produttore** o il **BSP** di fornire proprie stime.

Per una associazione il ricorso alla misura in tempo reale dovrebbe essere effettuato a valle di una scelta da parte del **titolare** della risorsa o da parte del **BSP**.

TERNA ritiene che per i distacchi di carico si possa utilizzare lo stesso criterio oggi usato per il servizio di interrompibilità del carico, ovvero prendendo l'ultimo valore misurato prima dell'apertura dell'interruttore. Per quanto riguarda invece le limitazioni di produzione, l'energia di modulazione appare difficilmente quantificabile in modo univoco sulla base delle misure. Si potrebbe valutare un approccio analogo a quello previsto nel **TIDE** per le movimentazioni relative alle **UVA**, ossia determinando l'impegno di ciascuna **UP** come differenza fra il proprio programma base e il programma aggiustato che tiene conto della limitazione e poi verificando quanto questo impegno è stato attuato sulla base dell'effettiva energia immessa in rete rispetto al programma base.

Valutazioni dell’Autorità

Trattasi di dettagli demandati alla revisione del **Codice di Rete**.

In linea di principio l’**Autorità** condivide quanto ipotizzato da **TERNA** che è invitata ad approfondire la questione in sede di revisione del **Codice di Rete**, nonché quanto segnalato dagli operatori in merito alla distinzione delle modalità fra **UP** e **UC**. Non è invece accoglibile la richiesta di stime effettuate dai **produttori**, perchè fonte di potenziale discrezionalità in quanto non necessariamente basate su criteri univoci ed oggettivi.

ARTICOLO 1–19.3

Movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

1–19.3.1 Baseline di riferimento per le movimentazioni in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento

Spunti per la consultazione

Spunto 19.3.1 *Quali criteri generali potrebbero essere definiti nel TIDE per la determinazione della baseline a partire dalle misure in tempo reale?*

Sintesi delle risposte ricevute

Molti operatori ritengono opportuno consentire ai **BSP** di presentare la propria *baseline* anche con riferimento alle **UVAZ**, quantomeno nella prima fase in cui la *baseline* è resa disponibile nella fase di *settlement*.

In ogni caso la *baseline* dovrebbe essere resa disponibile prima del termine della presentazione delle offerte su **MB**.

Un operatore auspica come criterio per la definizione della *baseline* una metodologia statistica del tipo *drop by* con stima a partire da dati storici di misura su giorni affini a quello in esame en aggiustamento della sulla base delle misure rilevate a ridosso del tempo reale (*near real time*). Tale metodologia è adottata anche in ambito internazionale, ad esempio nel mercato della capacità polacco o nei programmi di flessibilità in UK, Belgio e Stati Uniti.

Per un altro operatore è importante considerare la natura stocastica e non deterministica delle risorse distribuite, ivi inclusi i veicoli elettrici per il tramite delle infrastrutture di ricarica, al fine di determinare la *baseline* a partire dalle misure in tempo reale. Risulta quindi estremamente rilevante ai fini dell’aggregazione, la possibilità di adattare la comunicazione della *baseline* in tempo reale (o quasi reale), in quanto dipendente dalla tipologia e dal numero di veicoli connessi all’infrastruttura di ricarica,

Un altro operatore suggerisce infine una analisi armonica della curva di domanda, utilizzando come *baseline* la componente principale. Lo stesso operatore si domanda come avverrebbe la regolazione delle partite economiche nel caso in cui la *baseline* fosse superiore alla nomina del BRP o del BSP e TERNA non avesse disposto alcuna movimentazione in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

Una associazione, infine, auspica che la *baseline* possa essere corretta in tempo reale per tenere conto di possibili modifiche non dovute alle movimentazioni,

Valutazioni dell'Autorità

Nell'ambito dei progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26] si era testata la messa a disposizione della *baseline* da parte del BSP. L'esperienza acquisita ha evidenziato come tale scelta possa dare adito a possibili distorsioni in quanto la *baseline* risultante non risulta necessariamente determinata con criteri univoci e oggettivi. La *baseline* a cura del BSP è rimasta quindi solamente per le UAS e le UVAN a partire dalle nomine registrate sulla piattaforma di nomina, in quanto per dette unità la *baseline* rappresenta anche il programma in input all'*Integrated Scheduling Process*. Per le UVAZ, invece, si è preferito demandare la determinazione della *baseline* a TERNA, in quanto per tali unità non serve un programma in input all'*Integrated Scheduling Process* (TERNA utilizza le proprie migliori stime di immissione e prelievo).

La messa a disposizione della *baseline* prima del termine di presentazione delle offerte su MB è non accoglibile, in quanto la *baseline* è determinata a partire dalle misure rilevate in tempo reale.

In merito ai criteri di determinazione della *baseline* e della sua relativa modifica si lasciano le valutazioni a TERNA. In linea di principio l'Autorità condivide l'opportunità di tenere in considerazione la natura stocastica di certi carichi, non ha specifiche preferenze per una metodologia di determinazione, ma tende a scartare analisi di tipo armonico che sembrano poco adatte in presenza di carichi fortemente variabili nel tempo.

Infine si evidenzia che in assenza di movimentazioni disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento la *baseline* non ha alcun ruolo ai fini del *settlement*. In tal caso è, infatti, contabilizzato esclusivamente lo sbilanciamento e non sono determinate le mancate movimentazioni.

1-19.3.2 *Energia scambiata con la rete*

1-19.3.3 *Movimentazione eseguita*

1-19.3.4 *Ripartizione delle movimentazioni*

Spunti per la consultazione

Spunto 19.3.2 *Si concorda con la ripartizione delle movimentazioni a cura dei BSP?*

- Sì*
- No, è preferibile una ripartizione a cura di TERNA tramite apposite convenzioni*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 15 risposte*
- No, è preferibile una ripartizione a cura di TERNA tramite apposite convenzioni - 3 risposte*

A fronte di una generale condivisione, alcuni operatori hanno suggerito l'opportunità di prevedere un flusso informativo sulla posizione commerciale delle UVN dal BRP al BSP, mentre una associazione ha evidenziato come la soluzione proposta dall'Autorità, pur creando elementi di discrezionalità per il BSP, sia la migliore possibile considerato che una ripartizione a cura di TERNA non risulterebbe efficace in quanto criteri ex-ante non rifletterebero la fisicità delle movimentazioni e criteri ex-post richiederebbero complessi processi per identificare le risorse che hanno effettivamente eseguito le movimentazioni.

Un operatore ritiene indispensabile che l'Autorità e TERNA avviino una riflessione, coinvolgendo tutti gli altri soggetti interessati, per individuare le soluzioni atte a migliorare, standardizzare e velocizzare le attività di scambio e pubblicazione dei dati. In particolare è necessario definire un flusso informativo tra BSP e TERNA e tra TERNA e BRP al fine di rendere disponibili a quest'ultimo le informazioni relative agli ordini impartiti dal BSP alle singole risorse ricomprese nelle UVAN e nelle UVAZ al fine del soddisfacimento delle movimentazioni richieste da TERNA.

Con riferimento alla ripartizione delle movimentazioni, TERNA concorda con l'attribuzione della responsabilità al BSP in continuità con quanto previsto nell'ambito del progetto pilota UVAM. Al riguardo, segnala tuttavia che nell'ambito del suddetto Progetto Pilota sono state riscontrate diverse mancate comunicazioni da parte dei BSP. Per tale motivo si ritiene necessaria l'introduzione di regole finalizzate a incentivare i BSP a tali comunicazioni tramite ad esempio l'introduzione di una eventuale penale di mancata comunicazione, da retrocedere eventualmente ai BRP coinvolti.

Valutazioni dell'Autorità

La posizione commerciale delle UVN non è disponibile in quanto tale dal momento che, a parità di tipologia, le UVN confluiscono nel medesimo portafoglio zonale fisico delle UVZ.

Lo scambio dati dovrà essere rivisto per renderlo coerente con le disposizioni del TIDE: ciò sarà fatto nell'ambito della revisione del TIS. Giova, tuttavia, evidenziare che gli ordini inviati dai BSP alle singole risorse ricomprese nelle UVAN e nelle UVAZ attengono al rapporto commerciale fra BSP e titolari delle suddette risorse e come tale non possono rientrare in specifici flussi informativi verso i BRP.

Nulla osta all'introduzione di specifiche penali per incentivare i BSP alla comunicazione della ripartizione delle movimentazioni: si tratta, tuttavia, di aspetti di competenza del Codice di Rete.

1-19.3.5 Mancata movimentazione

Spunti per la consultazione

Spunto 19.3.3 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti le movimentazioni da specificare nel TIDE?*

- Sì
- No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 14 risposte
- No - 5 risposte

Per molti operatori è fondamentale avere informazioni tempestive sulle movimentazioni attribuite alle singole UVN e UVZ, idealmente entro 60 minuti dal termine di ciascun ISP e non solamente in D+1.

Inoltre evidenziano come le movimentazioni effettive in eccedenza rispetto a quelle disposte sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento diano luogo a sbilanciamenti posti interamente in capo ai BRP.

Un operatore richiede, infine, un chiarimento sul fatto che una movimentazione a salire/scendere possa essere ripartita solo in movimentazioni a salire/scendere.

Valutazioni dell'Autorità

Le tempistiche per la messa a disposizione dei dati sono rinviate al [Codice di Rete](#) e alla revisione del [TIS](#).

La scelta di considerare le movimentazioni in eccesso come sbilanciamenti in capo al [BRP](#) e la scelta di ripartire le movimentazioni solo in movimentazioni di segno concorde sono a carattere convenzionale, ispirate da esigenze di semplicità e trasparenza.

Parte VI

Regolazione delle partite economiche

SEZIONE 1-20

Partite economiche

ARTICOLO 1-20.1

Convenzioni di segno per le partite economiche

ARTICOLO 1-20.2

Partite economiche regolate con **GME**

1-20.2.1 Partite economiche di competenza dell'operatore di mercato

1-20.2.2 Partite economiche di competenza dell'operatore della PCE

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

GME precisa che i corrispettivi di sbilanciamento a programma devono intendersi come transazioni effettuate nell'ambito di **MGP**.

Valutazioni dell'Autorità

Il **TIDE** differenzia le partite economiche a seconda dei soggetti coinvolti. I corrispettivi di sbilanciamento a programma sono regolati alternativamente dagli **operatori della PCE** qualora abbiano la qualifica di **operatori di mercato** e relativa capienza sulle garanzie o dai **BRP**. Il **TIDE** riflette questa situazione elencando questa partita sia con riferimento ai corrispettivi dovuti dagli **operatori della PCE** sia con riferimento ai corrispettivi dovuti dai **BRP**. Il fatto che detti corrispettivi siano elencati come riferiti agli **operatori della PCE** non significa che traggano origine dalla **PCE**, ma semplicemente che sono posti in capo a questi soggetti nella loro qualità di soggetti deputati a operare sui **Conti Energia**.

1–20.2.3 Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche

ARTICOLO 1–20.3

Partite economiche regolate con TERNA

1–20.3.1 Partite economiche di competenza del BSP

1–20.3.2 Partite economiche di competenza del BRP

1–20.3.3 Partite economiche di competenza dei titolari delle UP e UC

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

TERNA richiede di chiarire cosa si intenda con la dizione titolari, onde evitare di regolare corrispettivi con i produttori o i clienti finali e non solo con BRP e BSP.

Valutazioni dell’Autorità

I titolari sono identificati ai sensi della Sezione 2.3 come i soggetti che gestiscono ciascuna specifica risorsa.

In generale TERNA interagisce direttamente con i BRP e i BSP, ma già oggi TERNA contrattualizza direttamente alcuni clienti finali nell’ambito del servizio di interrompibilità del carico. Proprio in analogia con questa situazione nel TIDE per il servizio di modulazione straordinaria è prevista la possibilità di contrattualizzare direttamente i titolari. Nella versione posta in consultazione la contrattualizzazione diretta dei titolari era l’unica possibile, mentre nella versione finale del TIDE si è lasciata a TERNA la facoltà se consentire la partecipazione alle procedure di approvvigionamento direttamente ai titolari o per il tramite dei BSP.

1-20.3.4 *Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche*

ARTICOLO 1-20.4

Partite economiche fra TERNA e GME

1-20.4.1 *Partite economiche di competenza di GME*

1-20.4.2 *Partite economiche di competenza di TERNA*

1-20.4.3 *Tempistiche e modalità di liquidazione delle partite economiche*

Spunti per la consultazione

Spunto 20.4.1 *Vi sono ulteriori corrispettivi o partite economiche da menzionare nell'elenco di cui alla presente Sezione 20?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 1 risposta

No - 8 risposte

In parte - 1 risposta

Nessuna ulteriore osservazioni di merito è stata segnalata.

Valutazioni dell'Autorità

Non vi sono elementi da valutare.

SEZIONE 1-21

Corrispettivi di sbilanciamento

ARTICOLO 1-21.1

Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento

ARTICOLO 1-21.2

Determinazione del corrispettivo di sbilanciamento

ARTICOLO 1-21.3

Sbilanciamento delle **unità**, **UCP** e **UCS**

1-21.3.1 Sbilanciamento delle unità

1-21.3.2 Aggiustamento dello sbilanciamento

Spunti per la consultazione

Spunto 21.3.1 *Si condivide la nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento di ciascuna **unità** con lo storno dei contributi relativi all'aggiustamento dello sbilanciamento E_u^{adj} e alla modulazione complessiva ai fini del settlement E_u^{mod}*

Si

No

Motivare la risposta

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 17 risposte

No - 0 risposte

? In parte - 3 risposte

A fronte di una generale condivisione sono segnalate le seguenti criticità:

- i **BRP** devono avere accesso ad un set informativo completo sulle movimentazione delle **unità** all'interno del loro portafoglio in modo da poterle riconciliare con le proprie controparti commerciali
- in caso di non coincidenza fra la ripartizione delle movimentazioni comunicata dal **BSP** e le movimentazioni effettive eseguite da ciascuna **unità**, il **BRP** potrebbe risultare non neutrale; ciò si verificherebbe anche in presenza di una ripartizione definita da **TERNA**, a meno che quest'ultima non sia in grado di ricostruire in modo univoco la movimentazione effettivamente eseguita da ciascuna risorsa
- la neutralizzazione dell'aspetto prezzo è solo parziale in quanto basata solo sul prezzo **MGP**, mentre il **BRP** potrebbe aver scambiato energia anche su **MI**.

TERNA condivide l'approccio proposto e non ha particolari osservazioni in merito

Valutazioni dell'Autorità

In linea di principio l'**Autorità** condivide l'esigenza per i **BRP** di avere informazioni tempestive sulle movimentazioni, ma questo tema sarà discusso nell'ambito della revisione del **Codice di Rete** e del **TIS**.

L'**Autorità** è consapevole che la soluzione proposta non copre completamente il rischio prezzo, soprattutto con riferimento alle transazioni su **MI**. La scelta di utilizzare il solo riferimento **MGP** obbedisce, tuttavia, a criteri di semplicità e trasparenza, considerato anche che su **XBID** vige la contrattazione continua e sarebbe impossibile identificare un prezzo univoco, a meno di non calcolarne uno specifico per singolo **BRP** e per singola **zona di offerta**.

Altrettanto noto è il rischio legato alla discrezionalità della ripartizione delle movimentazioni da parte del **BSP**. Qualunque soluzione si adotti al riguardo, tuttavia, sarà sempre di natura convenzionale e, pertanto, per definizione imperfetta. Invero l'unico approccio sarebbe individuare con certezza la movimentazione effettivamente erogata da ogni singola risorsa, ma tale approccio è oneroso e complesso e, pertanto, contrario allo spirito del **TIDE** che privilegia soluzioni semplici e facilmente replicabili.

1-21.3.3 Sbilanciamento delle UCP e UCS

ARTICOLO 1-21.4

Macrozone di sbilanciamento

1-21.4.1 Definizione delle macrozone

1-21.4.2 Sbilanciamento aggregato macrozonale

Spunti per la consultazione

Spunto 21.4.1 Vi sono controindicazioni nell'includere nel calcolo dello sbilanciamento macrozonale S_{mz} il termine relativo alla modulazione complessiva ai fini del settlement E_u^{mod} ?

Sì

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 2 risposte

No - 15 risposte

? In parte - 2 risposte

Nella generale condivisione della proposta, alcuni operatori ribadiscono la necessità di massima trasparenza da parte di **TERNA** con riferimento alle informazioni sulle relative modulazioni.

Una associazione ritiene fondamentale prevedere una consultazione specifica e una fase di *parallel run*.

TERNA ritiene che l'introduzione del termine correttivo per il servizio di modulazione straordinaria migliori l'accuratezza dello sbilanciamento aggregato macrozonale. Tuttavia segnala che, a seconda della modalità di determinazione del valore della modulazione straordinaria, potrebbe non essere possibile avere a disposizione tutti i dati necessari per il calcolo entro le tempistiche previste per la pubblicazione dello sbilanciamento macrozonale.

Valutazioni dell’Autorità

Gli operatori avranno ulteriori possibilità di esprimere le proprie valutazioni nell’ambito della revisione del **Codice di Rete**.

La trasparenza sarà oggetto di attenta valutazione nell’ambito della revisione del **TIS**.

Le tempistiche di determinazione dello sbilanciamento aggregato macrozonale sono demandate al **Codice di Rete**. **TERNA** deve adoperarsi affinché il segno di detto sbilanciamento sia reso disponibile agli operatori quanto prima, idealmente contestualmente alla pubblicazione degli esiti provvisori di **MB**. Laddove necessario il segno può essere ulteriormente rettificato, ma sempre con tempistiche definite a priori, possibilmente coincidenti con le tempistiche di messa a disposizione degli esiti di **MB**.

La consultazione dello schema di articolato del **TIDE** è ritenuta sufficiente e pertanto non si ravvisa le necessità di ulteriori consultazioni in merito. L’opportunità di prevedere una fase di *parallel run* è demandato a **TERNA**.

ARTICOLO 1-21.5

Prezzi di sbilanciamento

1-21.5.1 Prezzo di sbilanciamento

1-21.5.2 Prezzo per sbilanciamenti positivi

1-21.5.3 Prezzo per sbilanciamenti negativi

1-21.5.4 Prezzo per le attivazioni evitate

ARTICOLO 1-21.6

Pubblicazione dei corrispettivi di sbilanciamento

Spunti per la consultazione

Spunto 21.6.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi di sbilanciamento da specificare nel **TIDE**?*

Si

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 2 risposte

- ✓ No - 10 risposte
- ⊕ In parte - 1 risposta

Con riferimento alla definizione delle macrozone di sbilanciamento alcuni operatori chiedono di valutare ulteriormente la decisione di aggregare le **aree di prezzo di sbilanciamento** libere da congestione di rete, anche a valle degli esiti della consultazione di **TERNA** recentemente pubblicata sul tema. In particolare l'introduzione di tale aggregazione dovrebbe avvenire non prima del completamento del piano di lavoro di cui alla Deliberazione 523/2021/R/eel [30]

Valutazioni dell'Autorità

L'**Autorità** si esprimerà sulle macrozone di sbilanciamento calcolate in modo dinamico con le tempistiche e le modalità previste dalla Deliberazione 523/2021/R/eel [30]. Il **TIDE** è stato modificato in tal senso, prevedendo che la Sezione 21.4.1 inizi a produrre effetti dall'approvazione della metodologia per l'identificazione degli aggregati delle **aree di prezzo di sbilanciamento**. Nelle more continuano a essere applicate le macrozone statiche già in essere, come evidenziato nella Sezione 28.8.

SEZIONE 1-22

Corrispettivi per le movimentazioni

ARTICOLO 1-22.1

Corrispettivo di mancata movimentazione

1-22.1.1 Finalità del corrispettivo di mancata movimentazione

1-22.1.2 Determinazione del corrispettivo di mancata movimentazione

Spunti per la consultazione

Spunto 22.1.1 *Si condivide la formulazione del corrispettivo di mancata movimentazione come duale dei corrispettivi di sbilanciamento dei **BRP**?*

Si

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Si - 14 risposte

No - 0 risposte

Nessuna ulteriore osservazioni di merito è stata segnalata.

Valutazioni dell'Autorità

Non vi sono elementi da valutare.

ARTICOLO 1-22.2

Corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento

1-22.2.1 *Finalità dei corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento*

1-22.2.2 *Corrispettivi addizionali unitari di mancato rispetto delle movimentazioni*

1-22.2.3 *Corrispettivi addizionali di mancato rispetto delle movimentazioni*

1-22.2.4 *Corrispettivo addizionale unitario di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità*

1-22.2.5 *Corrispettivo addizionale di mancato rispetto degli intervalli di fattibilità*

1-22.2.6 *Verifica dei corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento*

Spunti per la consultazione

Spunto 22.2.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi addizionali di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 1 risposta

No - 13 risposte

In parte - 1 risposta

Un operatore ritiene che debba essere superata la logica introdotta dalla Deliberazione 523/2021/R/eel [30] di valutazione dei corrispettivi unitari di mancato rispetto delle movimentazioni sulla base del prezzo marginale conseguito dal BSP nell'ambito del proprio portafoglio. Tale logica, configura in molti casi una penalizzazione eccessiva dal momento che il mercato dei servizi di dispacciamento è pay as bid e pertanto non sussistono rendite inframarginali, nè l'accettazione di una data offerta dell'operatore a prezzo elevato può essere ricondotta al mancato rispetto di un ordine di dispacciamento.

Valutazioni dell'Autorità

La richiesta dell'operatore non può essere accolta. L'Autorità ha adottato il principio del confronto sul portafoglio del BSP dopo attente valutazioni sul mancato rispetto degli ordini di dispacciamento. Per tale motivo nel TIDE la Deliberazione 523/2021/R/eel [30] è stata confermata, fatti salvi i necessari adeguamenti alla nuova nomenclatura e tassonomia.

ARTICOLO 1-22.3

Corrispettivi di compensazione

1-22.3.1 Finalità dei corrispettivi di compensazione

1-22.3.2 Prezzo di compensazione

1-22.3.3 Corrispettivo di compensazione delle movimentazioni per i BRP

1-22.3.4 Corrispettivo di compensazione per i BSP

1-22.3.5 Corrispettivo di compensazione delle modulazioni per i BRP

Spunti per la consultazione

Spunto 22.3.1 Si condivide la formulazione dei corrispettivi di compensazione con introduzione di una specifica compensazione per le modulazioni straordinarie a salire e a scendere?

Sì

No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 15 risposte

No - 3 risposte

Alcuni operatori evidenziano come l'utilizzo del Prezzo Unico Nazionale per la compensazione sia corretto solamente qualora il BRP sostenga effettivamente detto costo. Addebitare la compensazione al BSP crea barriere all'ingresso soprattutto con riferimento alla partecipazione della domanda su MPE che, ai sensi della Direttiva (UE) 2019/944 [5] dovrebbe essere promossa e non ostacolata. Per tale motivo sarebbe auspicabile una socializzazione con approccio *net benefit*.

TERNA evidenzia che la formulazione proposta nel TIDE consente la neutralizzazione del BRP dal punto di vista dei volumi, ma non dal punto di vista dei prezzi. In particolare il disegno del corrispettivo di compensazione è tale da portare a un esito non distortivo nel solo caso in cui il BSP effettui una nomina coerente con l'effettivo stato di ciascuna risorsa ed esegua effettivamente le proprie movimentazioni.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità ha da sempre inteso con il TIDE neutralizzare il rischio volume e non il rischio prezzo. A tal proposito qualsiasi forma di compensazione ha degli elementi di convenzionalità che la rendono necessariamente imperfetta. La soluzione prospettata nel TIDE, è stata adottata in quanto, pur mantenendo un certo rischio prezzo in capo agli operatori, risulta di semplice e immediata implementazione.

In tale ottica rientra anche la decisione di utilizzare ai fini della compensazione i prezzi zionali MGP lato immissione e il Prezzo Unico Nazionale lato prelievo (tenendo conto che la differenza fra i due valori dà adito a una differenziazione di tipo merceologico neutralizzata dal corrispettivo di non arbitraggio relativo alle movimentazioni). A tal proposito la compensazione per come è stata pensata dall'Autorità riguarda solamente le movimentazioni ossia il ruolo dell'aggregatore come BSP per la fornitura dei servizi ancillari per il bilanciamento e del ridispacciamento. La compensazione non si applica, invece, alle transazioni su MPE. In questo mercato in Italia la domanda può partecipare in modo esplicito dal 2005 con acquisti che devono essere coerenti con le migliori previsioni sull'energia effettivamente prelevata. Una riduzione della domanda su MPE si configura, pertanto, come minore acquisto di energia su MPE (perchè minore sarà l'energia prelevata) e non come una cessione di energia a salire. Questa scelta è coerente con il modello *central dispatch* adottato a livello nazionale (con dispacciamento centralizzato dell'intera produzione e non solo degli scambi netti come avviene su altri mercati europei).

Spunti per la consultazione

Spunto 22.3.2 *Si condivide la semplificazione dei corrispettivi di compensazione con per le UAS per le quali la qualifica di BRP e di BSP è assunta dallo stesso soggetto giuridico o da due soggetti giuridici appartenenti allo stesso gruppo societario?*

- Sì
- No

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 5 risposte

- ✓ No - 10 risposte
- ⊕ In parte - 3 risposte

Diversi operatori ritengono opportuno rendere facoltativa la semplificazione. La generica previsione di appartenenza allo stesso Gruppo societario sottende una serie di configurazioni societarie molto specifiche e complesse. In molti casi la previsione della partita di compensazione potrebbe dunque non risultare superflua e al contrario agevolare la gestione contrattuale e contabile anche di società appartenenti allo stesso Gruppo societario.

Per altri operatori lasciare i corrispettivi di compensazione anche all'interno dello stesso gruppo societario aiuta a dare corretta evidenza ai flussi finanziari associati alle funzioni di BRP e BSP.

TERNA segnala come la semplificazione suggerita dall'Autorità richieda una continua verifica circa l'identità del BRP e del BSP e degli eventi societari che possono accadere nel corso del tempo. Ritiene pertanto preferibile calcolare sempre i corrispettivi di compensazione delle movimentazioni anche nel caso in cui tali due soggetti coincidessero: a livello amministrativo risulterebbe, infatti, un *netting* in grado di azzerare gli effetti di tali corrispettivi per il singolo operatore.

Valutazioni dell'Autorità

L'Autorità accoglie quanto segnalato dagli operatori e opta per eliminare la semplificazione e prevedere il calcolo puntuale dei corrispettivi di compensazione in tutte le situazioni. Prevederne il calcolo su base facoltativa sarebbe risultato eccessivamente oneroso per TERNA che avrebbe comunque dovuto attivare un monitoraggio sui vari eventi societari per essere sicuro della sussistenza delle condizioni per applicare la semplificazione.

SEZIONE 1-23

Corrispettivi di neutralità

ARTICOLO 1-23.1

Finalità generale dei corrispettivi di neutralità

ARTICOLO 1-23.2

Corrispettivi di sbilanciamento a programma

- 1-23.2.1 Finalità dei corrispettivi di sbilanciamento a programma*
- 1-23.2.2 Corrispettivo di sbilanciamento a programma relativo a ciascun **Conto Energia c***
- 1-23.2.3 Corrispettivo di sbilanciamento a programma complessivamente raccolto da **TERNA***

ARTICOLO 1-23.3

Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto

- 1-23.3.1 Finalità dei corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto*
- 1-23.3.2 Corrispettivo per l'assegnazione della capacità di trasporto relativo a ciascun **portafoglio zonale***
- 1-23.3.3 Corrispettivi per l'assegnazione della capacità di trasporto relativi a **MGP** e **CRIDA***

ARTICOLO 1-23.4

Corrispettivi di non arbitraggio

- 1-23.4.1 Finalità dei corrispettivi di non arbitraggio*
- 1-23.4.2 Corrispettivo di non arbitraggio relativo alle transazioni su **MI** per i **portafogli zonali***
- 1-23.4.3 Corrispettivo di non arbitraggio complessivamente raccolto dalle transazioni su **MI***
- 1-23.4.4 Corrispettivo di non arbitraggio relativo alle movimentazioni disposte in esito al mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento*
- 1-23.4.5 Corrispettivo di non arbitraggio relativo agli sbilanciamenti*

ARTICOLO 1-23.5

Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

1-23.5.1 Finalità del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

1-23.5.2 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario

1-23.5.3 Corrispettivo di non arbitraggio macrozonale relativo agli sbilanciamenti

Spunti per la consultazione

Spunto 23.5.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti i corrispettivi di neutralità da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 4 risposte

No - 12 risposte

In parte - 1 risposta

Un operatore, nell'apprezzare lo sforzo dell'Autorità di individuare una soluzione quanto più generale e semplificatoria per un mercato caratterizzato da elevata complessità, suggerisce di monitorare a livello operativo l'applicabilità della regolazione proposta alla varietà di casistiche che possono verificarsi nel funzionamento del mercato, assicurandosi che le situazioni in cui il corrispettivo di neutralità non sterilizzi completamente la posizione dei BRP siano solo residuali. In caso contrario occorrerà pensare ad una regolazione delle partite economiche direttamente fra BSP e TERNA.

Valutazioni dell'Autorità

I corrispettivi di neutralità sono finalizzati ad evitare discriminazioni di tipo temporale, geografico o merceologico, ma esulano dal rapporto fra BSP e BRP che è invece gestito per il tramite dei corrispettivi di compensazione di cui alla Sezione 22 cui si rimanda per i dettagli.

SEZIONE 1-24

Corrispettivo di dispacciamento

ARTICOLO 1-24.1

Finalità del corrispettivo di dispacciamento

ARTICOLO 1-24.2

Determinazione del corrispettivo di dispacciamento

Spunti per la consultazione

Spunto 24.2.1 *Vi sono controindicazioni nella nuova formulazione del corrispettivo di dispacciamento con corrispettivi unitari applicati alla medesima base imponibile coincidente con l'energia prelevata da ciascuna unità di prelievo?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 3 risposte

No - 14 risposte

Molti operatori ritengono più efficiente continuare ad applicare i corrispettivi di dispacciamento unicamente all'energia prelevata con finalità di consumo. Essi sottolineano che il valore assunto dalle diverse componenti che concorrono al calcolo del corrispettivo di dispacciamento non dovrebbe variare in funzione delle diverse tipologie di utente, per effetto ad esempio di incentivi dedicati a specifiche categorie di clienti finali. Eventuali forme di incentivazione corrispondenti a sconti sul corrispettivo di dispacciamento dovrebbero quindi essere veicolate al cliente finale tramite corrispettivi separati in modo da non appesantire le procedure di *settlement* delle partite economiche e la relativa fatturazione.

Altri operatori ritengono che le singole voci che concorrono alla formazione del corrispettivo di dispacciamento siano comunque rese note.

Una associazione richiama gli obblighi di legge che differenziano il corrispettivo a carico di specifiche **unità** di prelievo.

Una associazione ritiene più opportuno valutare il passaggio a formule trinomie in analogia con quanto adottato per i costi di trasmissione.

Un'altra associazione ritiene opportuno rivedere il corrispettivo di dispacciamento separando fra **unità** abilitate e **unità** non abilitate.

Valutazioni dell'Autorità

Il corrispettivo di dispacciamento si applica alle **unità** di prelievo che, per definizione, non includono né i prelievi per l'alimentazione dei **servizi ausiliari di generazione**, qualora inseriti in una **UP** dedicata, né i prelievi dei **sistemi di accumulo** destinati alla reimmissione in rete. Ciò si pone in continuità con la situazione corrente.

Le singole voci saranno pubblicate in continuità con quanto già oggi previsto.

La differenziazione del corrispettivo di dispacciamento per certe categorie di **clienti finali** proviene da specifiche disposizioni di legge. I dettagli sono rinviati al **Codice di Rete**, mentre il **TIDE** rimane generale e definisce i principi base del calcolo in continuità con quanto previsto sino ad ora dalla Deliberazione 111/06 [23]. Non appare possibile veicolare tali differenziazioni per il tramite di corrispettivi specifici.

Il passaggio da una formulazione basata sulla sola energia prelevata a formulazioni di tipo binomio o trinomio è allo studio dell'**Autorità**, così come una eventuale differenziazione fra **unità** abilitate e **unità** non abilitate. I relativi orientamenti saranno oggetto di future consultazioni.

Spunti per la consultazione

Spunto 24.2.2 *Si condivide l'enucleazione delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento dal corrispettivo unitario uplift e la loro inclusione nel corrispettivo dedicato other?*

- Sì*
- No*

Motivare la risposta.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì** - 13 risposte
- No** - 0 risposte
- ?** **No** - 1 risposta

Per quanto riguarda il corrispettivo *uplift* a consuntivo gli operatori chiedono lo stesso livello di dettaglio di oggi.

Un altro operatore evidenzia che nell'auspicabile caso in cui il fabbisogno del **servizio di modulazione straordinaria** a scendere fosse interamente coperto tramite le aste a partecipazione volontaria (come auspicabile), il corrispettivo per la mancata produzione eolica confluirebbe, de facto, nella componente relativa alla modulazione straordinaria.

Valutazioni dell'Autorità

Il **TIDE** garantisce per i vari corrispettivi un livello di trasparenza in linea con quello odierno.

L'**Autorità** condivide quanto evidenziato in merito al rapporto fra il **servizio di modulazione straordinaria** e la mancata produzione eolica. Tuttavia, non essendo dato sapere al momento come **TERNA** declinerà questo servizio, appare opportuno mantenere in essere il corrispettivo per la mancata produzione eolica in continuità con la Deliberazione 111/06 [23].

ARTICOLO 1-24.3

Corrispettivo *uplift* a copertura dei costi per l'approvvigionamento dei servizi ancillari nazionali globali

- 1-24.3.1 Corrispettivo unitario uplift relativo al trimestre*
- 1-24.3.2 Corrispettivo unitario uplift a consuntivo relativo al mese*
- 1-24.3.3 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo uplift*
- 1-24.3.4 Tempistiche di determinazione dei corrispettivi unitari uplift*

ARTICOLO 1-24.4

Copertura dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema

- 1-24.4.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre*
- 1-24.4.2 Corrispettivo unitario relativo ai costi variabili*
- 1-24.4.3 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo relativo ai costi variabili*
- 1-24.4.4 Corrispettivo unitario relativo ai costi fissi*
- 1-24.4.5 Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

ARTICOLO 1-24.5

Copertura dei costi per la remunerazione del servizio di modulazione straordinaria

- 1-24.5.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre*
- 1-24.5.2 Corrispettivo unitario relativo ai costi variabili*
- 1-24.5.3 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo relativo ai costi variabili*
- 1-24.5.4 Corrispettivo unitario relativo ai costi fissi*
- 1-24.5.5 Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

ARTICOLO 1-24.6

Copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di **TERNA ai fini del dispacciamento**

ARTICOLO 1-24.7

Copertura dei costi dei ristori per la mancata produzione eolica

- 1-24.7.1 Corrispettivo unitario relativo al trimestre*
- 1-24.7.2 Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo*
- 1-24.7.3 Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

ARTICOLO 1-24.8

Copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento

1-24.8.1 *Corrispettivo unitario relativo al trimestre*

1-24.8.2 *Partite economiche rilevanti ai fini del corrispettivo unitario*

A

1-24.8.3 *Tempistiche di determinazione del corrispettivo*

Spunti per la consultazione

Spunto 24.8.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti il corrispettivo di dispacciamento da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 2 risposte

No - 9 risposte

TERNA propone di:

1. di liquidare i saldi delle rettifiche di *settlement* e delle rettifiche tardive sempre su due trimestri successivi anzichè differenziarli su due o quattro a seconda del tipo di rettifica; ciò è facilitato dal fatto che con la prescrizione breve (da 5 a 2 anni) si ha una diminuzione degli importi da recuperare
2. con riferimento al corrispettivo a copertura dei costi degli impianti essenziali precisare che quando si parla di costi variabili, si tratta di corrispettivi e che tali corrispettivi fanno riferimento sia agli impianti in regime ordinario che agli impianti in regime di reintegro dei costi
3. con riferimento al corrispettivo a copertura dei costi del **servizio di modulazione straordinaria**, si segnala che in considerazione di quanto previsto dal **TIDE** per la determinazione di tale componente, si ritiene non sia più necessario procedere alla regolazione con Cassa Conguaglio. Inoltre, in merito alla metodologia prevista

per la determinazione della suddetta componente, anche in ragione della difficoltà di stima dei costi di distacco, si propone di adottare una logica concettualmente analoga a quella prevista per la determinazione del corrispettivo a copertura delle altre partite (calcolo a consuntivo) in luogo di quella per la determinazione del corrispettivo *uplift* con stima a preventivo e recupero a consuntivo.

Valutazioni dell'Autorità

Le proposte di cui ai punti 1 e 2 sono accolte e le relative modifiche e specificazioni incorporate nel TIDE.

Sul punto 3 l'Autorità preferisce un approccio analogo a quello del corrispettivo *uplift*: il servizio di modulazione straordinaria rientra fra i servizi ancillari nazionali globali e, come tale, deve essere trattato come gli altri con corrispettivo unitario stimato a inizio trimestre con recupero nel trimestre successivo.

Spunti per la consultazione

Spunto 24.8.2 *Con riferimento al corrispettivo other si ritiene opportuno dare separata evidenza di tutte le partite elencate alla Sezione 24.8.2?*

- Sì*
- No, è sufficiente limitarsi a fornire il dettaglio sulle sole partite economiche più importanti*

In caso di risposta negativa, indicare le partite economiche più importanti delle quali si ritiene opportuno avere separata evidenza.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 12 risposte*
- No, è sufficiente limitarsi a fornire il dettaglio sulle sole partite economiche più importanti - 0 risposte*
- In parte - 1 risposta*

TERNA ritiene opportuno dare separata evidenza di tutte le partite economiche tenendo conto che andrebbero elencati anche i conguagli straordinari che esulano dalle tempistiche previste dalle sessioni SEM.

Valutazioni dell'Autorità

I conguagli straordinari che esulano dalle tempistiche previste dalle sessioni SEM rientrano nelle partite che non trovano copertura in altre specifiche voci. Nel caso sarà l'Autorità di volta in volta a chiedere ulteriori dettagli in fase di pubblicazione del corrispettivo a copertura delle altre partite.

SEZIONE 1-25

Settlement in caso di inadeguatezza del sistema

ARTICOLO 1-25.1

Inadeguatezza del sistema

ARTICOLO 1-25.2

Prezzo di sbilanciamento in condizioni di inadeguatezza

ARTICOLO 1-25.3

Movimentazioni in condizioni di inadeguatezza

ARTICOLO 1-25.4

Remunerazione dei margini a salire in condizioni di inadeguatezza

1-25.4.1 Corrispettivo di remunerazione dei margini a salire

1-25.4.2 Margine a salire in condizioni di inadeguatezza

ARTICOLO 1-25.5

Determinazione dell'energia prelevata in condizioni di inadeguatezza

1-25.5.1 Prelievo convenzionale per le UVZ

1-25.5.2 Coefficiente di ripartizione del prelievo virtuale

Spunti per la consultazione

Spunto 25.5.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti l'attivazione del PESSE da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 4 risposte
- No - 7 risposte

Alcuni operatori segnalano che la regolazione prevista nel **TIDE** per la determinazione dell'energia prelevata in condizioni di inadeguatezza potrebbe risultare già superata all'1 gennaio 2025, per effetto del superamento del meccanismo di profilazione convenzionale dei prelievi. Sarebbe opportuno avere fin da subito indicazioni chiare in materia. Infine si evidenzia la discrepanza tra la definizione del VENT pari a 3.000 €/MWh e la rimozione del limite superiore di prezzo sul [mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento](#).

Valutazioni dell'Autorità

Per gli aspetti legati alle condizioni di inadeguatezza, il **TIDE** si limita al momento a prevedere il raccordo con la disciplina vigente di cui al **TIS** che include la profilazione convenzionale dei prelievi.

Nel momento in cui questa ultima sarà superata con contestuale revisione del **TIS** il **TIDE** verrà aggiornato spostando la parte relativa alla determinazione dell'energia prelevata all'interno del **TIS** con allineamento della stessa alle nuove regole di *settlement*. Orientamenti in merito saranno evidenziati nelle apposite consultazioni sulla revisione del **TIS**.

SEZIONE 1–26

Inadempimenti e garanzie

ARTICOLO 1–26.1

Sistema di garanzie predisposto da **GME**

ARTICOLO 1–26.2

Sistema di garanzie predisposto da **TERNA**

Spunti per la consultazione

Spunto 26.2.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti i sistemi di garanzie di **GME** e **TERNA** da specificare nel **TIDE**?*

- Si*
- No*

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

- Si - 3 risposte
- No - 8 risposte

Alcuni operatori ritengono opportuno che vengano date indicazioni a **GME**, al fine di prevedere congrue garanzie per la costituzione delle **UCP**.

Una associazione ha evidenziato l'opportunità di rivedere il sistema di garanzie per evitare sugli operatori oneri eccessivi legati alla crisi energetica e al rialzo dei prezzi.

Valutazioni dell'Autorità

Le garanzie di **GME** coprono l'esposizione complessiva degli **operatori di mercato** con riferimento alle varie transazioni per le quali il **GME** risulta creditore. In tale ottica, purtroppo, un rialzo dei prezzi attesi sul mercato comporta un incremento degli oneri per la garanzie. Analoghi criteri saranno seguiti per le **UCP** senza bisogno di aggiungere ulteriori specifiche o mandati in merito.

Parte VII

Disposizioni transitorie e finali

SEZIONE 1-27

Obblighi informativi

ARTICOLO 1-27.1

Obblighi informativi in capo a **GME**

1-27.1.1 *Pubblicazione degli elenchi degli operatori*

ARTICOLO 1-27.2

Obblighi informativi in capo a **TERNA**

1-27.2.1 *Pubblicazione degli elenchi degli operatori*

1-27.2.2 *Modello della rete rilevante*

1-27.2.3 *Monitoraggio del modello zonale e delle congestioni fisiche*

1-27.2.4 *Informazioni sullo stato del sistema elettrico*

1-27.2.5 *Informazioni statistiche sul mercato per i servizi ancillari nazionali globali*

Spunti per la consultazione

Spunto 27.2.1 *Vi sono ulteriori aspetti inerenti gli obblighi informativi da specificare nel TIDE?*

Sì

No

In caso affermativo specificare quali.

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 8 risposte

No - 4 risposte

② In parte - 3 risposte

Un operatore richiama informazioni facilmente accessibili e in formati standard, in modo da poter essere scaricate ed elaborate in maniera automatica ad esempio attraverso servizi API.

Altri operatori segnalano l'opportunità di inserire nelle offerte pubbliche di **GME** anche le informazioni sulle offerte rilevanti per le **piattaforme di bilanciamento**, mentre una associazione vorrebbe avere il dettaglio per unità anche delle offerte riferite ai **portafogli zonali**.

Si segnala altresì l'opportunità di integrare i seguenti obblighi informativi:

- teledistacco con maggiore trasparenza sulle modalità di gestione del servizio
- regolazione di tensione con maggiore trasparenza relativamente ai perimetri geografici individuati per tale servizio (oggi la suddivisione della rete in aree di regolazione, nonché l'elenco dei nodi pilota, non sono informazioni pubbliche);
- fabbisogni di riserva: premesso che i dati resi oggi disponibili da **TERNA** non sono coerenti con quanto previsto dall'Allegato A22 del **Codice di Rete**, sarebbe opportuno pubblicare anche il fabbisogno con cui **TERNA** partecipa alla piattaforma per lo scambio della **RR**
- quantità riservate e intervalli di fattibilità, con pubblicazione di tutte le quantità di tutti i **BSP**.
- riduzioni della capacità di trasporto specialmente sui confini con Francia, Austria, Slovenia e Svizzera.

Alcuni operatori ritengono fondamentale prevedere la pubblicazione delle nomine associate alle singole **unità**.

Un altro operatore ritiene opportuno ampliare il set informativo sulle movimentazioni messo a disposizione dei **BRP**, privilegiando tempistiche il più prossime al tempo reale e comunque con maggiore granularità e non solo in fase di *settlement*. Quanto proposto ha valenza soprattutto per l'elevata dispersione che caratterizza la generazione distribuita e i prosumer che potrebbe non consentire al **BRP** di ottenere le informazioni necessarie in tempo utile dalle proprie controparti commerciali: questa carenza informativa potrebbe portare il **BRP** a sbilanciamenti anche per lunghi periodi che sarebbero mitigati se quest'ultimo potesse avere a disposizione informazioni con maggiore tempestività.

TERNA dovrebbe fornire anche uno schema della rete in linea con quanto fatto da ENTSO-E a livello europeo, nonché indicare la tipologia delle linee e dei trasformatori e i relativi limiti di esercizio.

Valutazioni dell’Autorità

Le modalità di pubblicazione delle informazioni sono competenza del [Codice di Rete](#).

Il dettaglio delle informazioni sulle offerte pubbliche è competenza del [GME](#) nel rispetto dei relativi vincoli di legge.

L’entità dei dettagli relativi a ciascun servizio è definita da [TERNA](#) nell’ambito del [Codice di Rete](#). Al riguardo l’[Autorità](#) ritiene non pubblicabili i dati sulle quantità riservate e gli intervalli di fattibilità di ciascuna risorsa perchè trattasi di informazioni che rientrano nella sfera commerciale dei [BSP](#).

I dettagli sulle riduzioni della capacità di trasporto sono definiti nell’ambito delle relative metodologie predisposte ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 [2] ed esulano dagli scopi del [TIDE](#).

Le movimentazioni per il momento sono rese disponibili al [BRP](#) solamente in fase di *settlement* mensile, ma sono allo studio modalità che dovrebbero consentire di anticipare detto flusso informativo.

Lo schema della rete potrebbe invero essere opportuno, ma si lascia a [TERNA](#) valutare se e come fornire detta informazione.

SEZIONE 1-28

Disposizioni transitorie e finali

ARTICOLO 1-28.1

Raccordo con il TIMM

ARTICOLO 1-28.2

Raccordo con la Deliberazione 111/06 [23]

1-28.2.1 Validità dei contratti per il servizio di dispacciamento

1-28.2.2 Abilitazione delle UP abilitate

1-28.2.3 Impianti essenziali per la sicurezza del sistema

ARTICOLO 1-28.3

Raccordo con i progetti pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26]

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

Un operatore ritiene opportuno proseguire con l'approvvigionamento a termine come previsto dal progetto pilota UVAM e consentire la conversione automatica delle UVAM A in UVAN.

Valutazioni dell'Autorità

La conversione automatica non può essere effettuata perchè i requisiti per l'abilitazione ai sensi del TIDE potrebbero essere diversi da quelli previsti per il progetto pilota UVAM A. Si invita comunque TERNA a valutare se introdurre procedure di abilitazione semplificate per gestire queste situazioni.

L'approvvigionamento a termine è regolato dai criteri di cui alla Sezione 15.4 in deroga rispetto all'approvvigionamento a pronti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento.

1-28.3.1 Progetto pilota riserva ultra-rapida

Spunti per la consultazione

Spunto 28.3.1 *Si condivide la modalità di gestione del transitorio previsto per l'approvvigionamento della riserva ultra-rapida di frequenza al fine di dare continuità a quanto già approvvigionato nell'ambito del progetto pilota riserva ultra-rapida di cui alla Deliberazione 200/2020/R/eel [31]?*

Sì

No

Motivare la risposta

Sintesi delle risposte ricevute

- Sì - 12 risposte
- No - 0 risposte
- ? In parte - 5 risposte

Diversi operatori ritengono opportuno preservare l'approvvigionamento pluriennale già previsto per il relativo progetto pilota di cui alla Deliberazione 300/2017/R/eel [26].

Fondamentale è altresì salvaguardare i contratti in essere nell'ambito del progetto pilota. In alternativa potrebbe essere previsto un contratto alle differenze che copra il rischio prezzo legato alla partecipazione alle procedure di approvvigionamento di cui al TIDE.

Alcuni operatori chiedono di non prevedere una nuova richiesta di abilitazione per le risorse già contrattualizzate nel progetto pilota, mentre un altro operatore auspica ulteriori procedure di approvvigionamento nell'ambito del progetto pilota antecedenti all'1 gennaio 2025. Un altro operatore, infine, suggerisce, in caso di recesso di un partecipante al progetto pilota, di riassegnare la potenza secondo le regole del TIDE e non al primo degli esclusi della procedura di approvvigionamento utilizzata nel progetto pilota.

TERNA chiede di distinguere l'abilitazione relativa ai progetti pilota da quella ai fini del TIDE, al fine di evitare che la stessa potenza sia utilizzata due volte.

Valutazioni dell'Autorità

Il riferimento alle sole procedure a pronti nella Sezione 15.2 è stato eliminato: sono quindi concesse anche procedure di approvvigionamento a termine, ma al massimo su un orizzonte temporale annuale per non vincolare eccessivamente TERNA con le stesse controparti commerciali.

La validità dei contratti in essere è garantita fino al 2027. Successivamente la nuova richiesta di abilitazione non può essere omessa perchè i requisiti per l'abilitazione ai sensi del TIDE potrebbero essere diversi da quelli previsti per il progetto pilota.

Gli altri aspetti (scelta se fare ulteriori procedure a termine nell'ambito del progetto pilota, modalità di assegnazione della capacità relativa a partecipanti che hanno lasciato il progetto pilota, distinzione dei requisiti fra progetto pilota e TIDE) sono di competenza specifica di TERNA e, come tali, rientrano nella revisione del Codice di Rete.

1-28.3.2 Modalità sperimentali di coordinamento TSO-DSO

ARTICOLO 1-28.4

Approvvigionamento transitorio della FCR e della riserva ultra-rapida di frequenza

1-28.4.1 Fase transitoria per la FCR

1-28.4.2 Fase transitoria per la riserva ultra-rapida di frequenza

1-28.4.3 Dispositivi esistenti per la misura dell'energia erogata

Spunti per la consultazione

Spunto 28.4.1 *Si condividono le modalità e le tempistiche del transitorio previsto per l'approvvigionamento della FCR al fine di assicurare una transizione morbida dall'obbligo di fornitura del servizio previsto nel quadro regolatorio antecedente all'adozione del TIDE ad un approvvigionamento esclusivamente tramite procedure di mercato a pronti?*

Sì

No

Motivare la risposta

Sintesi delle risposte ricevute

Sì - 4 risposte

No - 10 risposte

? In parte - 3 risposte

Oltre a segnalare quanto già evidenziato con riferimento alla Sezione 15.2, gli operatori hanno richiesto di pubblicare il fabbisogno allineato alle esigenze reali del sistema (per esempio giustificando la banda del 10% prevista per la Sardegna), nonchè di valutare il

passaggio definitivo alle procedure di mercato anche anticipatamente al dicembre 2027 qualora il mercato risulti stabile e affidabile. Una associazione vorrebbe persino un approvvigionamento interamente a mercato già dall'1 gennaio 2025 e alcuni operatori auspicano un transitorio veloce.

TERNA ritiene che il modello ibrido con procedure a mercato abbinato a riduzione delle bande possa minare la sicurezza del sistema.

Valutazioni dell'Autorità

Il modello ibrido è confermato, con un periodo iniziale di 6 mesi in cui sono confermate le attuali bande obbligatorie e l'approvvigionamento a mercato riguarda solo potenza addizionale, in modo da testarne l'affidabilità. Seguiranno poi 18 mesi con bande ridotte e parte del fabbisogno coperto a mercato per poi passare da gennaio 2028 interamente a mercato. Il transitorio è fondamentale per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema in attesa di acquisire sufficiente esperienza nella gestione delle procedure di approvvigionamento della FCR.

La pubblicazione del fabbisogno è uno degli elementi informativi per le procedure di cui alla Sezione 15.2.

ARTICOLO 1-28.5

Punti di dispacciamento

ARTICOLO 1-28.6

Ordini di dispacciamento e *baseline* per le UVN

ARTICOLO 1-28.7

Condizioni di emergenza

ARTICOLO 1-28.8

Macrozone per i prezzi di sbilanciamento

ARTICOLO 1-28.9

Sviluppo del modello e dell'algoritmo di ottimizzazione per l'Integrated Scheduling Process****

ARTICOLO 1-28.10

Fase transitoria per la programmazione

1-28.10.1 Sospensione della programmazione per UVZ con finalità di saldo

1-28.10.2 Nomina per le UVZ di immissione con finalità di saldo

1-28.10.3 Nomina per le UVZ di prelievo con finalità di saldo

ARTICOLO 1-28.11

Entrata in vigore del TIDE e processo di implementazione

1-28.11.1 Produzione di effetti

1-28.11.2 Aggiornamenti a cura di TERNA e GME

1-28.11.3 TIDE Stakeholder group

1-28.11.4 Ulteriori aggiornamenti del Codice di Rete

Osservazione libera

Sintesi delle risposte ricevute

A livello generale un operatore ha evidenziato la necessità di favorire la partecipazione al mercato di risorse quali i sistemi di ricarica dei veicoli elettrici in ottica V2G. In particolare sono ravvisate come utili:

- tariffe di trasmissione e distribuzione di tipo *time of use*
- aumento gratuito della potenza disponibile nelle ore di basso carico
- quota potenza tempo variante sopra i 30 kW
- riduzione degli oneri di connessione per installazione intelligente delle infrastrutture di ricarica
- identificazione da parte dei **DSO** delle aree idonee all'installazione di nuove infrastrutture di ricarica
- incentivazioni tipo crediti di imposta o sull'utilizzo di energia rinnovabile prodotta localmente.

Infine un operatore ha presentato all'**Autorità** una proposta di metodologia per il controllo e l'ottimizzazione del carico industriale.

Valutazioni dell'Autorità

Gli aspetti esulano dagli scopi del **TIDE** e attengono, invece, ad aspetti regolati dal **TIT**, dal **TICA** e dal **TIC**.

Alcuni aspetti, quali crediti di imposta e incentivazioni, esulano persino dalle competenze dell'**Autorità** in quanto di pertinenza ministeriale.

L'**Autorità** ritiene utile il controllo del carico industriale, ma evidenzia che si tratta di una attività di competenza dei **BSP** al fine di ottimizzare le proprie risorse e presentare le offerte sul **mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento** che saranno poi selezionate da **TERNA** in ottica di neutralità tecnologica in concorrenza con quelle presentate con riferimento alle **UP**.

Parte VIII

Glossario, acronimi e variabili

Glossario

A

Acquirente Unico

ARERA

la società Acquirente unico S.p.A. costituita ai sensi dell' 4 del Decreto Legislativo 79/99 [12]

Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

ARERA

L'agenzia istituita ai sensi del Regolamento (UE) 2019/942 [9]

aggiustamento dello sbilanciamento

Regolamento (UE) 2017/2195 [4]

quantità di energia di bilanciamento erogata da un BSP, applicata dal TSO di connessione per un ISP ai BRP interessati, rilevante per il calcolo degli sbilanciamenti

area di prezzo di sbilanciamento

Regolamento (UE) 2019/943 [1]

area geografica nella quale è calcolato un prezzo di sbilanciamento

asta infragiornaliera regionale (Cross-border Regional Intra Day Auction)

ARERA

Le aste regionali per la valorizzazione della capacità di trasporto allocata sull'orizzonte temporale infragiornaliero come previste dalla Decision ACER 01/2019 [7]

Autorità

ARERA

l'Autorità di regolazione designata ai sensi dell' 57, paragrafo 1, della Direttiva (UE) 2019/944 [5], in Italia rappresentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, istituita ai sensi della Legge 481/95 [15]

B

bilanciamento

Regolamento (UE) 2019/943 [1]

tutte le azioni e tutti i processi, in tutti gli orizzonti temporali, mediante i quali i TSO assicurano, in modo continuo, il mantenimento della frequenza del sistema entro un intervallo di stabilità predefinito secondo il disposto dell'articolo 127 del regolamento (UE) 2017/1485, e la conformità alla quantità di riserve necessaria in relazione alla qualità richiesta, secondo quanto disposto nella parte IV, titoli V, VI e VII, del regolamento (UE) 2017/1485

C

capacità di trasporto

ARERA

la capacità di immettere o prelevare energia elettrica in un punto della rete in un dato intervallo di tempo

cliente finale

Direttiva 2019/944 [5] (UE)

il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio

Codice di Rete

ARERA

il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto in conformità a quanto previsto nel Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [19] e sulla base della Deliberazione 250/04 [24]

Codice POD

ARERA

un codice alfanumerico (composto da 14 o 15 caratteri) che inizia sempre con “IT” e identifica in modo certo il [punto di prelievo](#).

congestione fisica

Regolamento 2015/1222 [2] (UE)

situazione di rete, in cui i flussi di energia previsti o realizzati superano i limiti termici degli elementi di rete e la stabilità di tensione o i limiti di stabilità angolare del sistema elettrico

coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling)

Regolamento 2015/1222 [2] (UE)

il processo di aste in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel mercato del giorno prima

coupling unico infragiornaliero

Regolamento 2015/1222 [2] (UE)

il processo continuo in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata simultaneamente per diverse zone di offerta nel mercato infragiornaliero

Cross Border Intraday

ARERA

La piattaforma sviluppata ai sensi del Capitolo 6 del Regolamento (UE) 2015/1222 [2]

E

Euphemia

ARERA

denominazione dell’algoritmo di risoluzione dello [SDAC](#)

F

funzione obiettivo (FO)

ARERA

la FO è una espressione matematica che dipende dalle variabili di controllo, ed eventualmente di stato, e dai parametri. La FO indica complessivamente la quantità

che si vuole ottimizzare, ossia minimizzare o massimizzare, a seconda di quanto esplicitamente indicato in un certo [modello matematico di ottimizzazione deterministico](#) o di un certo [modello matematico di ottimizzazione con dati incerti](#)

G

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

ARERA

il sistema Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità istituito con Deliberazione ARG/elt 124/10 [32]

Gestore dei Mercati Energetici

ARERA

la società Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. di cui all'Articolo 5 del Decreto Legislativo 79/99 [12]

Gestore dei Servizi Energetici

ARERA

la società Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.

Gestore del SII

ARERA

[l'Acquirente Unico](#) in qualità di gestore del SII

gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator)

Direttiva 2019/944 [5] (UE)

qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di distribuzione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di distribuzione di energia elettrica

gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator)

Direttiva 2019/944 [5] (UE)

qualsiasi persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo del sistema di trasmissione in una data zona e, se del caso, delle relative interconnessioni con altri sistemi, e di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare richieste ragionevoli di trasmissione di energia elettrica

gestore della UP

ARERA

il [produttore](#) o il gestore di un [sistema di accumulo](#)

I

Imbalance Settlement Period

Regolamento 2017/2195 [4] (UE)

unità di tempo per la quale è calcolato lo sbilanciamento dei responsabili del bilanciamento

impianto di produzione

ARERA

l'insieme delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da una qualsiasi fonte di energia primaria o da un qualsiasi vettore di **stoccaggio di energia** in energia elettrica. Esso comprende l'edificio o gli edifici relativi a detto complesso di attività e l'insieme, funzionalmente interconnesso:

- delle opere e dei macchinari che consentono la produzione di energia elettrica o lo **stoccaggio di energia**
- dei gruppi di generazione dell'energia elettrica, dei **servizi ausiliari di generazione** di impianto e dei trasformatori posti a monte dei punti di connessione alla rete.

L'interconnessione funzionale consiste nella presenza e nell'utilizzo di opere, sistemi e componenti comuni finalizzati all'esercizio combinato e/o integrato degli elementi interconnessi (ad esempio, la presenza di uno o più sistemi per il recupero del calore utile condivisi tra i vari gruppi di generazione; la presenza di uno o più vincoli che impedisce la gestione separata di ogni gruppo di generazione; la presenza di sistemi comuni per la captazione ed il trattamento del biogas, ecc.). Ciascun impianto può a sua volta essere suddiviso in una o più sezioni. Queste, a loro volta, sono composte da uno o più gruppi di generazione o da uno o più **sistemi di accumulo**.

impianto di stoccaggio dell'energia

Direttiva 2019/944 [5] (UE)

nel contesto della rete elettrica, un impianto dove avviene lo stoccaggio di energia

Integrated Scheduling Process

Regolamento 2017/2195 [4] (UE)

processo iterativo che utilizza almeno le offerte di acquisto del processo di programmazione integrato che contengono i dati commerciali e i dati tecnici complessi dei singoli impianti di generazione o impianti di consumo e include esplicitamente le caratteristiche di avviamento, la più recente analisi di adeguatezza dell'area di controllo e i limiti di sicurezza operativa come input per il processo

interconnettore

Regolamento 2019/943 [1] (UE)

una linea di trasmissione che attraversa o si estende oltre una frontiera tra Stati membri e che collega i sistemi nazionali di trasmissione degli Stati membri

M

Mercato dei Prodotti Giornalieri

ARERA

La piattaforma per i prodotti giornalieri gestita da **GME**

mercato dell'energia elettrica

Direttiva 2019/944 [5] (UE)

i mercati dell'energia elettrica, compresi i mercati fuori borsa e le borse dell'energia elettrica, i mercati per lo scambio di energia, capacità, energia di bilanciamento e servizi ancillari in tutte le fasce orarie, compresi i mercati a termine, giornalieri e infragiornalieri

Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro

ARERA

La piattaforma per i prodotti a termine gestita da [GME](#)

Ministero

il Ministero competente in materia di energia, ora Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica

ARERA

modello *central dispatch*

Regolamento (UE)
2019/943 [1]

modello di programmazione e di dispacciamento in cui i programmi di generazione e i programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo, con riferimento agli impianti dispacciabili, sono determinati da un gestore del sistema di trasmissione nell'ambito di un processo di programmazione integrato

modello matematico di ottimizzazione con dati incerti

ARERA

un modello matematico di ottimizzazione che esplicitamente, e in maniera integrata, considera alcuni parametri come inerentemente soggetti ad una aleatorietà non eliminabile. Contestualmente modella detti parametri per mezzo di, a titolo di esempio, scenari multipli, range o appartenenti ad insiemi di conveniente forma per addivenire a soluzioni che si dimostrano "buone", e in ogni caso ammissibili, per diverse realizzazioni *ex post* dei parametri incerti

modello matematico di ottimizzazione deterministico

ARERA

una formalizzazione astratta costruita per rispondere ad una domanda data relativa all'uso ottimale di risorse. Esso è costituito dall'insieme di:

1. parametri (tipicamente numerici o logici) che rappresentano le quantità da misurare, stimare o imporre per descrivere gli aspetti ritenuti non modificabili della sistema dato, ossia le quantità il cui valore è misurato, stimato o imposto e successivamente al di fuori del controllo degli attori;
2. variabili di controllo (ed eventualmente di stato) che rappresentano le decisioni, discrete o continue, che gli attori possono liberamente prendere nel rispetto dei vincoli, ossia gli aspetti ritenuti modificabili della situazione data;
3. vincoli
4. funzione obiettivo (FO)

modello *self dispatch*

Regolamento (UE)
2019/943 [1]

modello di programmazione e di dispacciamento in cui i programmi di generazione e i programmi di consumo così come il dispacciamento degli impianti di generazione e degli impianti di consumo sono determinati da agenti di dispacciamento di tali impianti

N

Nominated Electricity Market Operator	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
gestore del mercato designato dall'autorità competente per svolgere mansioni relative al coupling unico del giorno prima o al coupling unico infragiornaliero		
O		
operatore di mercato	ARERA	
soggetto fisico o giuridico che opera sui mercati dell'energia elettrica		
P		
PESSE	ARERA	
il Piano di Emergenza per la Sicurezza del Servizio Elettrico predisposto da Terna in conformità alla deliberazione CIPE del 6 novembre 1979 e aggiornato in coerenza con il Regolamento (UE) 2017/2196 [10]		
piattaforma di bilanciamento	ARERA	
una delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento di cui agli Articoli 19, 20, 21, 22 del Regolamento (UE) 2017/2195 [4]		
prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
partecipante al mercato che fornisce energia di bilanciamento o capacità di bilanciamento o entrambe ai gestori dei sistemi di trasmissione		
prodotto specifico di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
prodotto di bilanciamento diverso da un prodotto di bilanciamento standard		
prodotto standard di bilanciamento	Regolamento 2019/943 [1]	(UE)
prodotto di bilanciamento armonizzato definito da tutti i gestori dei sistemi di trasmissione per lo scambio dei servizi di bilanciamento		
produttore	Direttiva 2019/944 [5]	(UE)
la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica		
punto di connessione	ARERA	
il confine fisico, tra una rete elettrica e l'impianto dell'utente della rete elettrica, attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Il punto di connessione può essere un punto di prelievo , un punto di immissione o entrambi		
punto di interconnessione	ARERA	
un punto di un interconnettore attraverso il quale l'energia elettrica viene scambiata con un paese estero		

punto di prelievo

ARERA

un punto di connessione, nella titolarità di un **cliente finale**, attraverso il quale avvengono prelievi di energia elettrica diversi da quelli finalizzati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione o ad alimentare i sistemi di accumulo ai fini della successiva re-immissione in rete. Esso è univocamente identificato dal codice **Codice POD** a cui è associata la misura dell'energia elettrica prelevata

R

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

Regolamento (UE)
2019/943 [1]

partecipante al mercato, o il suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti che provoca sul mercato dell'energia elettrica

rete rilevante

ARERA

il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche ad alta tensione sul territorio nazionale che deve essere monitorato in tempo reale per l'esercizio in sicurezza del sistema di trasmissione.

ridispacciamento

Regolamento (UE)
2019/943 [1]

misura, compresa la riduzione, attivata da uno o più gestori dei sistemi di trasmissione o gestori dei sistemi di distribuzione, consistente nella modifica del profilo di generazione, di carico o entrambi al fine di modificare i flussi fisici sul sistema elettrico e ridurre una congestione fisica o di garantire altrimenti la sicurezza del sistema

riserva di sostituzione (Replacement Reserve)

Regolamento (UE)
2017/1485 [8]

riserve di potenza attiva disponibili per ripristinare o sostenere il livello richiesto delle FRR necessario per essere preparati in caso di ulteriori sbilanciamenti del sistema, fra queste le riserve di generazione

riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve)

Regolamento (UE)
2017/1485 [8]

riserve di potenza attiva disponibili per contenere la frequenza del sistema dopo il verificarsi di uno sbilanciamento

riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve)

Regolamento (UE)
2017/1485 [8]

riserve di potenza attiva disponibili per riportare la frequenza del sistema alla frequenza nominale e ribilanciare un'area sincrona con più aree LFC al valore programmato

risorsa di stoccaggio 210/2021

ARERA

un **sistema di accumulo** che beneficia, anche limitatamente ad una quota della propria capacità, del meccanismo di remunerazione di cui al Decreto Legislativo 210/2021 [16], come attuato dalla Deliberazione 247/2023/R/eel [22]

S

scambio programmato	Regolamento 2015/1222 [2]	(UE)
trasferimento programmato di energia elettrica tra aree geografiche per ogni periodo rilevante di mercato in una determinata direzione		
servizi ausiliari di generazione	ARERA	
i servizi necessari per il funzionamento di un gruppo di generazione		
servizio ancillare	Direttiva 2019/944 [5]	(UE)
il servizio necessario per la gestione di un sistema di trasmissione o di distribuzione compresi il bilanciamento e i servizi ancillari non relativi alla frequenza, ma esclusa la gestione delle congestioni		
servizio ancillare nazionale	ARERA	
insieme dei servizi ancillari e del servizio di modulazione straordinaria		
servizio ancillare nazionale globale	ARERA	
ciascun servizio ancillare nazionale necessario per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di trasmissione e del sistema elettrico nel suo complesso		
servizio ancillare nazionale locale	ARERA	
ciascun servizio ancillare nazionale necessario per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di distribuzione		
servizio ancillare non relativo alla frequenza	Direttiva 2019/944 [5]	(UE)
un servizio utilizzato da un gestore del sistema di trasmissione o un gestore del sistema di distribuzione per la regolazione della tensione in regime stazionario, le immissioni rapide di corrente reattiva, l'inerzia per la stabilità della rete locale, la corrente di corto circuito, la capacità di black start e la capacità di funzionamento in isola		
Single Intraday Coupling	ARERA	
la combinazione del coupling unico infragiornaliero e del il processo di aste in cui gli ordini raccolti sono abbinati e la capacità interzonale è allocata per diverse zone di offerta nel mercato infragiornaliero		
sistema di accumulo	ARERA	
un impianto di stoccaggio dell'energia funzionale ad assorbire e rilasciare energia elettrica, previsto per funzionare in maniera continuativa in parallelo con la rete o in grado di comportare un'alterazione dei profili di scambio con la rete elettrica (immissione e/o prelievo). Il sistema di accumulo può costituire un impianto di produzione a sè stante o rappresentare un gruppo integrato con altri gruppi in un impianto di produzione più ampio. Non rientrano i sistemi utilizzati in condizioni		

di emergenza che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione dalla rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità

Sistema Informativo Integrato

ARERA

il Sistema Informativo Integrato istituito ai sensi della Legge 129/2010 [17]

soluzione ammissibile

ARERA

con riferimento ad una specifica istanza di un certo **modello matematico di ottimizzazione deterministico**, o di un certo **modello matematico di ottimizzazione con dati incerti**, una soluzione ammissibile è un insieme di valori numerici delle variabili di controllo (ed eventualmente di stato) che rispetta tutti i vincoli imposti indipendentemente dal valore della funzione obiettivo

stoccaggio di energiaDirettiva
2019/944 [5]

(UE)

nel sistema elettrico, il differimento dell'utilizzo finale dell'energia elettrica a un momento successivo alla sua generazione, o la conversione di energia elettrica in una forma di energia che può essere stoccata, lo stoccaggio di tale energia e la sua successiva riconversione in energia elettrica o l'uso sotto forma di un altro vettore energetico

T**TERNA**

ARERA

la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. di cui al Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 [19]

Testo Integrato Connessione

ARERA

l'Allegato C alla Deliberazione 568/2019/R/eel [33], Testo Integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di Connessione

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 578/2013/R/eel [34], Testo integrato per la regolazione dei sistemi semplici di produzione e consumo

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

ARERA

il presente documento

Testo Integrato del Settlement

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 107/09 [35], Testo integrato in ordine alla regolazione della partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*)

Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico

ARERA

il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico, approvato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive, ora Ministro dello Sviluppo Economico, 19 dicembre 2003, come successivamente integrato e modificato

Testo Integrato delle Connessioni Attive

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione ARG/elt 99/08 [36], Testo Integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica

Testo Integrato Monitoraggio Mercati

ARERA

La Deliberazione ARG/elt 115/08 [37], testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento

Testo Integrato Trasporto

ARERA

l'Allegato A alla Deliberazione 568/2019/R/eel [33], Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

U

unità

ARERA

una aggregazione di UP, UC, UI, UE, UIE, UEE fra quelle ammesse dal TIDE (UAS, UVAN, UVN, UnAP, UVAZ, UVZ, UVI, UVE)

Unità di Consumo

ARERA

insieme di impianti per il consumo di energia elettrica connessi a una rete, anche per il tramite di reti o linee elettriche private, tali che il prelievo complessivo di energia elettrica relativo al predetto insieme sia utilizzato per un singolo impiego o finalità produttiva. Essa, di norma, coincide con la singola unità immobiliare. È possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate

su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

Ogni unità di consumo è connessa alla rete in un unico punto, salvo il caso in cui non si richieda l'attivazione di un punto di connessione di emergenza o ricorrano le condizioni di cui ai commi 5.2 e 5.3, del TIC o di cui al comma 9.1, del TISSPC

Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati

ARERA

unità virtuale attribuita a ciascun BRP che ha a disposizione direttamente o per il tramite di un operatore di mercato, una capacità di trasporto in esportazione su una data frontiera attribuita in modo esplicito

Unità di Esportazione

ARERA

insieme di impianti localizzati in un territorio estero che prelevano energia dalla rete nazionale con obbligo di connessione di terzi attraverso uno o più punti di interconnessione non associato al controllo degli scambi programmati

Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati

ARERA

unità virtuale attribuita a ciascun BRP che ha a disposizione direttamente o per il tramite di un operatore di mercato, una capacità di trasporto in importazione su una data frontiera attribuita in modo esplicito

Unità di Importazione

ARERA

insieme di impianti localizzati in un territorio estero che immettono energia sulla rete nazionale con obbligo di connessione di terzi attraverso uno o più punti di interconnessione non associato al controllo degli scambi programmati

Unità di Produzione

ARERA

un insieme di dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo connessi alle reti in un unico punto di connessione finalizzati alla generazione locale di energia elettrica o allo stoccaggio di energia e tali che le immissioni e i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente

V

vincolo

ARERA

Un vincolo è una relazione matematica (normalmente equazioni e/o disequazioni algebriche o non) che coinvolge i parametri e le variabili di controllo ed eventualmente di stato. L'insieme dei vincoli deve essere globalmente soddisfatta affinché i valori delle variabili costituiscano, per la specifica istanza di un certo modello matematico di ottimizzazione deterministico, o di un certo modello matematico di ottimizzazione con dati incerti, una soluzione ammissibile. Un vincolo può essere convesso, in particolare lineare, o non convesso.

vincolo elastico

ARERA

un **vincolo** è detto elastico (o *soft*) quando modellato in maniera tale da poter essere violato dalle variabili di controllo ad un certo costo (penalità). Questo costo può essere fisso o variabile secondo determinate funzioni ed è definito nella **funzione obiettivo (FO)** per mezzo di ulteriori variabili di controllo non negative dette comunemente "slack" in letteratura. Se una certa variabile slack “si attiva” per una certa soluzione ottima, assumendo valore strettamente positivo, ciò può essere dovuto a motivi di ammissibilità ovvero di convenienza economica a seconda dello stato strutturalmente inammissibile del modello originale con **vincolo rigido** o del valore della componente di penalità scelta

vincolo rigido

ARERA

un **vincolo** è detto rigido quando modellato come non elastico e come tale deve essere sempre rispettato dalle variabili

Z**zona di offerta**Regolamento (UE)
2019/943 [1]

la più grande area geografica nella quale i partecipanti al mercato sono in grado di scambiare energia senza allocazione di capacità

Acronimi

ACER

Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia

ARERA

Autorità

AU

Acquirente Unico

BRP

responsabile del bilanciamento – Balance Responsible Party

BSP

prestatore di servizi di bilanciamento – Balancing Service Provider

CRIDA

asta infragiornaliera regionale (Cross-border Regional Intra Day Auction)

DSO

gestore del sistema di distribuzione (Distribution System Operator)

FCR

riserva per il contenimento della frequenza (Frequency Containment Reserve)

FRR

riserva per il ripristino della frequenza (Frequency Restoration Reserve)

GAUDÌ

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione

GME

Gestore dei Mercati Energetici

GSE

Gestore dei Servizi Energetici

ISP

Imbalance Settlement Period

MB

Mercato del Bilanciamento

MET

Mercato Elettrico a Termine

MGP

Mercato del Giorno Prima

MI

Mercato Infragiornaliero

MPE

Mercato Elettrico a Pronti

MPEG

Mercato dei Prodotti Giornalieri

MSD

Mercato per il Servizio di Dispacciamento

MTE

Mercato Elettrico a Termine con obbligo di consegna e ritiro

MTU

Market Time Unit

NEMO

Nominated Electricity Market Operator

PCE

Piattaforma per Conti Energia

RR

riserva di sostituzione (Replacement Reserve)

SDAC

coupling unico del giorno prima (Single Day-Ahead Coupling)

SIDC

Single Intraday Coupling

SII

Sistema Informativo Integrato

TIC

Testo Integrato Connessione

TICA

Testo Integrato delle Connessioni Attive

TIDE

Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico

TIDME

Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico

TIMM

Testo Integrato Monitoraggio Mercati

TIS

Testo Integrato del Settlement

TISSPC

Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

TIT

Testo Integrato Trasporto

TSO

gestore del sistema di trasmissione (Transmission System Operator)

UAS

Unità Abilitata Singolarmente

UC

Unità di Consumo

UE

Unità di Esportazione

UEE

Unità di Esportazione Estera per gli scambi programmati

UFCR

Unità ammessa alle procedure di mercato per la **FCR**

UI

Unità di Importazione

UIE

Unità di Importazione Estera per gli scambi programmati

UnAP

Unità non Abilitata da Programmare

UP

Unità di Produzione

UVA

Unità Virtuale Abilitata

UVAN

Unità Virtuale Abilitata Nodale

UVAZ

Unità Virtuale Abilitata Zonale

UVE

Unità Virtuale di Esportazione

UVI

Unità Virtuale di Importazione

UVN

Unità Virtuale Nodale

UVnA

Unità Virtuale non Abilitata

UVZ

Unità Virtuale Zonale

XBID

Cross Border Intraday

Parte IX

Riferimenti normativi

Atti e Decisioni Europee

- [1] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2019/943. sul mercato interno dell'energia elettrica*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>.
- [2] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2015/1222. che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione*. 24 Lug. 2015. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>.
- [3] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2011/1227. concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso*. 8 Dic. 2011. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2011/1227/oj/ita>.
- [4] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2195. che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico*. 23 Nov. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/2195/oj/ita>.
- [5] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2019/944. relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/it/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>.
- [6] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2016/1719. che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità a termine*. 26 Set. 2016. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32016R1719>.
- [7] ACER. *Decision ACER 01/2019. Decision establishin a single methodology for pricing intraday crosszonal capacity*. 24 Gen. 2019. URL: http://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2001-2019%20on%20intraday%20cross-zonal%20capacity%20pricing%20methodology_0.pdf.
- [8] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/1485. che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica*. 2 Ago. 2017. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1485>.
- [9] Parlamento Europeo e Consiglio. *Regolamento (UE) 2019/942. che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia*. 5 Giu. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/942/oj/eng>.
- [10] Commissione Europea. *Regolamento (UE) 2017/2196. che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica*. 24 Nov. 2017. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2020/2196/oj.

- [11] Parlamento Europeo e Consiglio. *Direttiva (UE) 2001/77. sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*. 27 Set. 2001. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:02001L0077-20100401&from=EN>.

Leggi e Decreti dello Stato Italiano

- [12] *Decreto Legislativo 79/99. Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.* 16 Mar. 1999. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/1999/03/16/79/CONSOLIDATED.
- [13] *Decreto Legislativo 387/03. Attuazione della Direttiva (UE) 2001/77 [11] relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricit .* 29 Dic. 2003. URL: http://www.normattiva.it/eli/stato/DECRETO_LEGISLATIVO/2003/12/29/387/CONSOLIDATED/20200716.
- [14] *Decreto Legislativo 210/2021. Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.* 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>.
- [15] *Legge 481/95. Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilit . Istituzione delle Autorit  di regolazione dei servizi di pubblica utilit .* 14 Nov. 1995.
- [16] *Decreto Legislativo 210/2021. Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE.* 8 Nov. 2021. URL: <https://www.normattiva.it/atto/caricaDettaglioAtto?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2021-12-11&atto.codiceRedazionale=21G00233&atto.articolo.numero=210&atto.articolo.sottoArticolo=1&atto.articolo.sottoArticolo1=10&qId=&tabID=0.6811367646905468&title=lbl.dettaglioAtto>.
- [17] *Legge 129/2010. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi.* 13 Ago. 2010. URL: <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:legge:2010;129>.

Atti e Decreti del Governo e dei Ministeri

- [18] Ministro dello Sviluppo Economico. *Decreto Ministeriale 29 aprile 2009. Indirizzi e direttive per la riforma della disciplina del mercato elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 10, della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Impulso all'evoluzione dei mercati a termine organizzati e rafforzamento delle funzioni di monitoraggio sui mercati elettrici.* 29 Apr. 2009. URL: https://leg16.camera.it/temiap/temi16/dm%2029%20aprile%202009%20_SVILUPPO_.pdf.
- [19] *Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004. Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.* 11 Mag. 2004. URL: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2004/05/18/04A05192/sg>.

Atti dell'Autorità

- [20] *Deliberazione 352/2021/R/eel. Progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali.* 3 Ago. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/352-21.htm>.
- [21] *Deliberazione 109/2021/R/eel. Erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete.* 16 Mar. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/109-21.htm>.
- [22] *Deliberazione 247/2023/R/eel. Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210.* 6 Giu. 2023. URL: <https://www.arera.it/it/docs/23/247-23.htm>.
- [23] *Deliberazione 111/06. Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del Decreto Legislativo 79/99 [12].* 20 Dic. 2012. URL: <https://arera.it/it/docs/06/111-06.htm>.
- [24] *Deliberazione 250/04. Direttive alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. per l'adozione del codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al Decreto del Presidente del consiglio dei ministri 11 maggio 2004.* 30 Dic. 2004. URL: <https://arera.it/it/docs/04/250-04.htm>.
- [25] *Deliberazione 54/2021/R/eel. Approvazione delle proprietà addizionali per la regolazione primaria di frequenza per l'area sincrona Continental Europe ai sensi dell'articolo 154 del Regolamento (UE) 2017/1485.* 16 Feb. 2021. URL: <https://arera.it/it/docs/21/054-21.htm>.
- [26] *Deliberazione 300/2017/R/eel. Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo.* 5 Mag. 2017. URL: <https://arera.it/it/docs/17/300-17.htm>.
- [27] *Deliberazione ARG/elt 5/10. Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili.* 29 Gen. 2010. URL: <https://arera.it/it/docs/10/005-10arg.htm>.
- [28] *Deliberazione 205/04. Definizione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto.* 19 Nov. 2004. URL: <https://www.arera.it/it/docs/04/205-04.htm>.

- [29] *Deliberazione 231/2013/R/eel. Trattamento economico dell'energia erogata dalle unità di produzione per la regolazione primaria di frequenza.* 30 Mag. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/13/231-13.htm>.
- [30] *Deliberazione 523/2021/R/eel. Riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo.* 23 Nov. 2021. URL: <https://www.arera.it/it/docs/21/523-21.htm>.
- [31] *Deliberazione 200/2020/R/eel. Approvazione del regolamento, predisposto da Terna S.p.A., ai sensi della deliberazione dell'Autorità 300/2017/R/eel, relativo al progetto pilota per l'erogazione del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza.* 3 Giu. 2020. URL: <https://arera.it/it/docs/20/200-20.htm>.
- [32] *Deliberazione ARG/elt 124/10. Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.* 4 Ago. 2010. URL: <https://www.arera.it/it/docs/10/124-10arg.htm>.
- [33] *Deliberazione 568/2019/R/eel. Aggiornamento della regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.* 27 Dic. 2019. URL: <https://arera.it/it/docs/19/568-19.htm>.
- [34] *Deliberazione 578/2013/R/eel. Regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.* 12 Dic. 2013. URL: <https://www.arera.it/it/docs/13/578-13.htm>.
- [35] *Deliberazione ARG/elt 107/09. Approvazione del Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)(TIS) comprensivo di modalità per la determinazione delle partite economiche insorgenti dalle rettifiche ai dati di misura (con modifiche alla Deliberazione 111/06 [23]).* 4 Ago. 2009. URL: <https://arera.it/it/docs/09/107-09arg.htm>.
- [36] *Deliberazione ARG/elt 99/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA).* 23 Lug. 2008. URL: <https://www.arera.it/it/docs/08/099-08arg.htm>.
- [37] *Deliberazione ARG/elt 115/08. Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento.* 6 Ago. 2008. URL: <https://www.arera.it/it/docs/08/115-08arg.htm>.