



**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE**  
**292/2021/R/EEL**

**RIFORMA DELLA DISCIPLINA DEGLI SBILANCIAMENTI, IN  
ATTUAZIONE DEL QUADRO REGOLATORIO EUROPEO**

*Documento per la consultazione*  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*  
*6 luglio 2021*

## INFORMATIVA SUL TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

ai sensi dell'art. 13 del Regolamento UE 2016/679 (GDPR)

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

### 1. Base giuridica e finalità del trattamento

#### a. Trattamento dei dati personali raccolti in risposta alle consultazioni

Si informa che i dati personali trasmessi partecipando alla consultazione pubblica saranno utilizzati da ARERA, (Titolare del trattamento), nei modi e nei limiti necessari per svolgere i compiti di interesse pubblico e per adottare gli atti di sua competenza ai sensi della normativa vigente, con l'utilizzo di procedure anche informatizzate. Il trattamento è effettuato in base all'articolo 6, par. 1 lett. e) del GDPR.

#### b. Pubblicazione delle osservazioni

Le osservazioni pervenute possono essere pubblicate sul sito internet di ARERA al termine della consultazione. I partecipanti alla consultazione possono chiedere che, per esigenze di riservatezza, i propri commenti siano pubblicati in forma anonima. Una generica indicazione di confidenzialità presente nelle comunicazioni trasmesse non sarà considerata una richiesta di non divulgare i commenti.

I partecipanti alla consultazione che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, delle osservazioni e/o documentazione inviata, sono tenuti ad indicare quali parti delle proprie osservazioni e/o documentazione sono da considerare riservate e non possono essere divulgate. A tal fine, i partecipanti alla consultazione sono tenuti a trasmettere una versione non confidenziale delle osservazioni destinata alla pubblicazione.

#### c. Modalità della pubblicazione

In assenza delle indicazioni di cui al punto b) della presente Informativa (richiesta di pubblicazione in forma anonima e/o divulgazione parziale), le osservazioni sono pubblicate in forma integrale unitamente alla ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione. La ragione sociale/denominazione del partecipante alla consultazione che contenga dati personali è oscurata. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità di persone fisiche identificate o identificabili. I dati personali delle persone fisiche che rispondono alla consultazione nella loro capacità personale sono oscurati. Sono altresì oscurati tutti i dati personali contenuti nel corpo del contributo inviato e che possano rivelare l'identità del partecipante alla consultazione.

### 2. Modalità del trattamento e periodo di conservazione dei dati

Dei dati personali possono venire a conoscenza i Capi delle Strutture interessate dall'attività di regolamentazione cui è riferita la consultazione, nonché gli addetti autorizzati al trattamento. I dati saranno trattati mediante supporto cartaceo e tramite procedure informatiche, con l'impiego di misure di sicurezza idonee a garantirne la riservatezza nonché ad evitare l'indebito accesso agli stessi da parte di soggetti terzi o di personale non autorizzato. Tali dati saranno conservati per un periodo massimo di 5 anni.

### 3. Comunicazione e diffusione dei dati

I dati non saranno comunicati a terzi, fatti salvi i casi in cui si renda necessario comunicarli ad altri soggetti coinvolti nell'esercizio delle attività istituzionali del Titolare e i casi specificamente previsti dal diritto nazionale o dell'Unione Europea.

### 4. Titolare del Trattamento

Titolare del trattamento è ARERA, con sede in Corso di Porta Vittoria, 27, 20122, Milano, e-mail: [info@arera.it](mailto:info@arera.it), PEC: [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it), centralino: +39 02655651.



#### **5. Diritti dell'interessato**

Gli interessati possono esercitare i diritti di cui agli articoli 15-22 del GDPR rivolgendosi al Titolare del trattamento agli indirizzi sopra indicati. Il Responsabile della Protezione dei Dati personali dell'Autorità è raggiungibile al seguente indirizzo: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Via dei Crociferi, 19, 00187, Roma, e-mail: [rpdp@arera.it](mailto:rpdp@arera.it).

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

## **Premessa**

*Il presente documento per la consultazione si inquadra nell'ambito dell'implementazione del Regolamento (UE) n. 2017/2195 della Commissione che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento Balancing), tenuto conto inoltre delle disposizioni del Regolamento (UE) n. 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio sul mercato interno dell'energia elettrica.*

*In particolare, l'implementazione del Regolamento Balancing prevede lo sviluppo di una metodologia per armonizzare alcuni aspetti della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, che ogni TSO è tenuto ad implementare a livello nazionale, adeguando opportunamente i termini e le condizioni dei Balance Responsible Parties. Con questa consultazione l'Autorità intende presentare i principali elementi derivanti dal quadro regolatorio europeo, evidenziando gli elementi di criticità della disciplina attuale, nonché le linee di intervento proposte per un'evoluzione coerente con quanto disposto dalla regolazione europea.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, in un formato elettronico che consenta la trascrizione del testo, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **31 agosto 2021**.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.*

*Le osservazioni possono essere trasmesse unicamente attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it) o, in alternativa, all'indirizzo pec istituzionale [protocollo@pec.arera.it](mailto:protocollo@pec.arera.it).*

*Si fa riferimento all'Informativa sul trattamento dei dati personali, punto 1, lett. b) e c), in merito alla pubblicazione e alle modalità della pubblicazione delle osservazioni e si invitano i soggetti interessati a seguire le indicazioni ivi contenute, in particolare in relazione ad eventuali esigenze di riservatezza.*

**Autorità di regolazione per energia reti e ambiente - ARERA**  
**Divisione Energia**  
**Ufficio speciale Regolazione Euro-Unitaria**  
**Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale**  
**Piazza Cavour 5 – 20121 Milano**  
**Tel. 06 - 69791427**  
**Fax. 06 - 69791444**  
e-mail: [regolazione\\_europea@arera.it](mailto:regolazione_europea@arera.it)  
[mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)  
sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)

## INDICE

<b>1. ELEMENTI DI CONTESTO DELLA CONSULTAZIONE.....</b>	<b>6</b>
<b>2. ANALISI DI IMPATTO DEL QUADRO REGOLATORIO EUROPEO E AMBITI DI INTERVENTO.....</b>	<b>7</b>
Periodo di settlement a 15 minuti .....	7
Area di sbilanciamento .....	8
Area di prezzo di sbilanciamento .....	9
Calcolo del segno dello sbilanciamento .....	15
Tipologia di prezzo di sbilanciamento ( <i>single vs. dual pricing</i> ) .....	16
Calcolo del prezzo di sbilanciamento .....	19
Valore delle attivazioni evitate .....	25
Riassunto dell'analisi di impatto .....	27
<b>3. ULTERIORI CORRISPETTIVI PER UNITÀ ABILITATE E NON ABILITATE.....</b>	<b>28</b>
<b>4. PROSSIMI PASSI.....</b>	<b>32</b>

## 1. ELEMENTI DI CONTESTO DELLA CONSULTAZIONE

- 1.1 Nel documento per la consultazione 322/2019/R/eel (di seguito: DCO TIDE), l’Autorità ha indicato, come obiettivo a cui tendere per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, una valorizzazione degli sbilanciamenti il più possibile aderente al valore dell’energia utilizzata per il bilanciamento in tempo reale, al fine di fornire agli operatori tutti gli elementi necessari per assumere decisioni efficienti circa l’acquisto o la vendita dell’energia elettrica e circa l’utilizzo della rete, nel rispetto del contesto legislativo e regolatorio europeo.
- 1.2 Al riguardo, l’Autorità ha specificato la necessità/opportunità che:
- dal punto di vista temporale, sia definito un periodo rilevante pari a 15 minuti, qualunque sia il tipo di unità (abilitata o non abilitata) al cui programma di immissione o di prelievo lo sbilanciamento è riferito, in linea con quanto previsto dall’articolo 8, comma 4, del Regolamento sul mercato interno per l’energia elettrica EU 2019/943 (di seguito: Regolamento Elettrico), e dall’articolo 53 del Regolamento UE 2017/2195 (di seguito: Regolamento *Balancing*);
  - dal punto di vista spaziale, gli sbilanciamenti effettivi siano associati ai programmi di immissione e di prelievo presentati dai *Balance Responsible Parties* (di seguito: BRP) per ciascun punto di dispacciamento;
  - dal punto di vista merceologico, sia definito un prezzo unitario di sbilanciamento effettivo di tipo *single pricing*, in coerenza con la soluzione ritenuta preferibile dal Regolamento *Balancing*, che rifletta il valore dell’energia attivata da Terna sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (di seguito: MSD) e sulle piattaforme di bilanciamento europee per compensare gli sbilanciamenti.
- 1.3 Le considerazioni sopra sintetizzate non erano state sviluppate nel DCO TIDE in quanto era ancora in corso di definizione la metodologia per armonizzare alcuni elementi del *settlement* degli sbilanciamenti, sviluppata da ENTSO-E ai sensi dell’articolo 52 del Regolamento *Balancing* e approvata da ACER successivamente alla pubblicazione del DCO TIDE, con la decisione 18/2020 del 15 luglio 2020 (di seguito: “metodologia ACER”)<sup>1</sup>.
- 1.4 Questa consultazione intende presentare gli orientamenti dell’Autorità in merito alla possibile evoluzione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, volta ad assicurarne la tempestiva conformità con il quadro legislativo e regolatorio europeo attualmente vigente.
- 1.5 La consultazione è parte integrante del percorso verso il Testo Integrato del

---

<sup>1</sup> Ai sensi dell’art. 52 del Regolamento *Balancing*, tale metodologia stabilisce criteri armonizzati per: i) il calcolo dei volumi di sbilanciamento, ii) le componenti principali usate per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, iii) l’uso del meccanismo *single pricing* e iv) l’eventuale applicazione del meccanismo *dual pricing*

Dispacciamento Elettrico (di seguito: TIDE) e, in tal senso, integra il DCO TIDE. Al tempo stesso, le innovazioni qui prospettate dovranno trovare applicazione, nelle loro parti essenziali, entro il 15 gennaio 2022, come previsto dalla metodologia ACER: pertanto, in sede di prima attuazione, esse rappresenteranno un adeguamento del vigente Allegato A alla deliberazione 111/06 nelle more della loro integrazione nel TIDE.

## **2. ANALISI DI IMPATTO DEL QUADRO REGOLATORIO EUROPEO E AMBITI DI INTERVENTO**

- 2.1 In questo capitolo si presentano i principali contenuti della metodologia ACER e le disposizioni relative alla disciplina degli sbilanciamenti derivanti direttamente dal Regolamento *Balancing* e dal Regolamento Elettrico, operando un confronto con la disciplina degli sbilanciamenti attualmente in vigore ai sensi dell'Allegato A alla delibera 111/06, per identificare gli eventuali elementi di incompatibilità e trarre spunto per gli interventi necessari per adeguare la disciplina nazionale al quadro europeo. Si cercherà inoltre di allineare, laddove possibile, la terminologia in uso nel contesto europeo con quella comunemente utilizzata a livello nazionale.
- 2.2 Il capitolo è stato suddiviso secondo gli ambiti principali caratterizzanti la disciplina degli sbilanciamenti, prevedendo per ciascuno di essi uno schema descrittivo che riporta: i contenuti derivanti dal quadro regolatorio europeo, l'impatto sulla disciplina attuale e le eventuali criticità e le proposte di evoluzione per riformare la disciplina.

### **Periodo di settlement a 15 minuti**

#### *Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale*

- 2.3 L'articolo 7(4) del Regolamento Elettrico richiede di applicare per tutti i punti in immissione, importazione, prelievo ed esportazione, un periodo di *settlement* degli sbilanciamenti pari a 15 minuti, a partire dal 1 gennaio 2021, salvo eventuali deroghe richieste dal TSO e approvate dal regolatore nazionale. Nella disciplina nazionale attuale, il concetto di periodo di *settlement* coincide con il periodo rilevante di cui all'articolo 11 della delibera 111/06, pari a 15 minuti per le unità abilitate e a un'ora per le unità non abilitate. Questa disposizione richiede, pertanto, di adeguare il periodo rilevante per tutte le unità non abilitate.
- 2.4 Nel seguito del documento saranno presenti entrambe le diciture “periodo di *settlement*” e “periodo rilevante”; la prima sarà utilizzata nella descrizione delle disposizioni europee, mentre la seconda sarà utilizzata per tutti i riferimenti alla disciplina nazionale.

#### *Proposta di evoluzione*

- 2.5 Dato che Terna ha presentato nel corso del 2020 una richiesta di deroga al termine di applicazione del periodo di *settlement* di 15 minuti fino a fine 2024 e che l'Autorità ha approvato tale deroga con delibera 474/2020/R/eel, il termine ultimo per l'applicazione del periodo di *settlement* a 15 minuti per tutte le unità è fissato al 1 gennaio 2025.

## Area di sbilanciamento

### Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.6 L'area di sbilanciamento è definita dal Regolamento *Balancing* come l'area entro cui è calcolato lo sbilanciamento del BRP e, ai sensi dell'articolo 54, deve essere uguale alla *scheduling area*<sup>2</sup>, tranne che nei sistemi *central dispatching*, come quello italiano, dove può essere più piccola. Inoltre, ai sensi della metodologia ACER e in linea con l'articolo 54, nel caso di sistemi *central dispatching*, ogni BRP può definire più programmi e, di conseguenza, regolare più sbilanciamenti per area di sbilanciamento (anche corrispondenti alle singole unità), contrariamente a quanto previsto per i sistemi *self dispatching* dove ogni BRP deve avere una sola posizione per ciascuna area di sbilanciamento.
- 2.7 La disciplina nazionale prevede che i programmi e gli sbilanciamenti siano definiti per ciascun punto di dispacciamento. Come definito dall'articolo 10 dell'allegato A alla delibera 111/06, e come specificato da Terna nel Capitolo 4 del Codice di Rete, il punto di dispacciamento può avere una dimensione geografica variabile in funzione della tipologia di unità: ad esempio, il punto di dispacciamento per unità di produzione rilevanti<sup>3</sup>, tendenzialmente, coincide con il punto di connessione dell'unità stessa con corrispondenza con il nodo della rete rilevante a cui l'unità rilevante è connessa; al contrario, il punto di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti è l'insieme dei punti di connessione delle unità non rilevanti appartenenti alla medesima zona di mercato e inseriti nel medesimo contratto di dispacciamento, senza una chiara corrispondenza con i nodi della rete rilevante. Si noti che la definizione di punto di dispacciamento è suscettibile di innovazione come già oggetto di consultazione nel DCO TIDE a cui si rimanda.
- 2.8 In base all'attuale impostazione, un BRP<sup>4</sup> può quindi avere più posizioni di sbilanciamento per ciascuna zona di mercato, riconducibili, in generale e nelle more delle innovazioni che verranno introdotte con il TIDE, ad un aggregato di unità di consumo, a uno o più aggregati di unità di produzione non rilevanti e alle singole unità di produzione rilevanti incluse nel proprio contratto di dispacciamento.
- 2.9 La metodologia ACER e in generale il quadro regolatorio europeo consentono una certa flessibilità nella definizione dei perimetri di calcolo degli sbilanciamenti di competenza di ciascun BRP; non si ravvisano pertanto incompatibilità con l'attuale

---

<sup>2</sup> Il Regolamento EU 2017/1485, che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica definisce la *scheduling area* come l'area alla quale si applicano gli obblighi del TSO inerenti le attività di programmazione individuata sulla base delle esigenze operative o organizzative. Ai sensi dell'articolo 110(2) del SOGL, quando l'area di controllo del TSO comprende più zone di mercato, il perimetro della *scheduling area* è pari alla zona di mercato. Nel caso dell'Italia, pertanto, la *scheduling area* coincide con la zona di mercato.

<sup>3</sup> Sono rilevanti le unità di taglia pari o superiore a 10 MVA

<sup>4</sup> Nella normativa nazionale il BRP è denominato utente del dispacciamento.

disciplina, fatta salva l'eventuale necessità di adeguarsi alla nuova terminologia, ma sempre con la possibilità di mantenere inalterata l'impostazione corrente.

Proposta di evoluzione

- 2.10 L'Autorità intende mantenere inalterata l'attuale disciplina, vista la possibilità di definire aree di sbilanciamento più piccole della zona di mercato. Pertanto si intende definire l'area di sbilanciamento pari all'area sottesa al punto di dispacciamento. In questo modo essa coinciderà, nell'impostazione attuale e nelle more delle innovazioni che verranno introdotte con il TIDE, con la zona di mercato, con riferimento alle unità non rilevanti e con il singolo punto di connessione con riferimento alle unità rilevanti. A seguito del completamento del TIDE, con l'introduzione delle nuove definizioni di punto di dispacciamento, l'area di sbilanciamento (essendo pari all'area sottesa al punto di dispacciamento medesimo) cambierà di conseguenza le proprie dimensioni.

## **Area di prezzo di sbilanciamento**

Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.11 Ai sensi del Regolamento *Balancing* l'area di prezzo di sbilanciamento è l'area per la quale viene definito e calcolato un prezzo di sbilanciamento. La metodologia ACER stabilisce che essa sia pari ad una o più aree di sbilanciamento ed inoltre, in linea con l'art. 6(6) del Regolamento Elettrico, l'area di prezzo di sbilanciamento deve essere uguale alla zona di mercato, fatta eccezione per i sistemi *central dispatching*, per i quali l'area di prezzo di sbilanciamento può essere anche più piccola della zona di mercato. Nel caso di sistemi *central dispatching* la metodologia ACER stabilisce inoltre che più aree di prezzo di sbilanciamento possono essere aggregate per la definizione del segno e per il calcolo del prezzo di sbilanciamento e che quindi ogni riferimento ad una generica area di prezzo di sbilanciamento può in realtà riferirsi ad un aggregato di aree di prezzo<sup>5</sup>.
- 2.12 Attualmente la disciplina nazionale per la valorizzazione degli sbilanciamenti prevede il calcolo del prezzo su base macrozonale, avendo definito come

---

<sup>5</sup> L'articolo 1(2) della metodologia ACER stabilisce: "An imbalance price area, as delineated in each Member State's terms and conditions for BRPs, shall be equal to one or more imbalance areas as delineated by a single TSO, or a combination of imbalance areas delineated by different TSOs within a bidding zone. Each imbalance price area shall be equal to a bidding zone, except in the case of a central dispatching model where an imbalance price area may constitute a part of a bidding zone, pursuant to Article 6(6) of the Electricity Regulation. In this case [cioè nel caso di central dispatch system, n.d.r.], the imbalance price areas can be aggregated for the calculation of the imbalance price, for the definition of the total system imbalances, and any reference to an imbalance price area can refer to an aggregate of imbalance price areas".

macrozona Nord la corrispondente zona Nord, e come macrozona Sud l'unione di tutte le altre zone, ad eccezione delle zone estere.

- 2.13 Il principio di aggregazione delle zone ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento era stato introdotto dalla delibera 165/06, poiché erano frequenti i casi in cui in una specifica zona non risultava accettata alcuna offerta di acquisto o di vendita nel MSD ai fini del bilanciamento (mentre risultavano invece offerte accettate in zone limitrofe anche ai fini del bilanciamento della zona in esame), rendendo difficile determinare in maniera ragionevolmente corretta i prezzi di sbilanciamento. All'epoca, la configurazione macrozonale Nord, Sardegna, Sicilia e Sud forniva una sufficiente approssimazione degli aggregati di nodi della rete nei quali erano attivate le risorse per soddisfare i fabbisogni di bilanciamento.
- 2.14 Successivamente, ai sensi della legge 11 agosto 2014 n. 116, con la delibera 525/2014/R/eel, l'Autorità ha provveduto alla fusione delle macrozone Sicilia e Sardegna con la macrozona Sud, giungendo all'attuale configurazione. È opportuno sottolineare come la legge 11 agosto 2014 n. 116 preveda l'eliminazione delle macrozone Sardegna e Sicilia, “[...] *in attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento [...]*”.
- 2.15 Tale configurazione e in particolare la macrozona Sud risulta non compatibile con il quadro europeo definito dalla metodologia ACER e dai regolamenti stessi, poiché essa rappresenta costantemente un'area di prezzo di sbilanciamento con una dimensione più grande della zona di mercato.

#### Proposta di evoluzione

- 2.16 Il meccanismo macrozonale statico non consente di tenere in considerazione, ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento, gli scambi complessivi di energia di bilanciamento (in quanto non tiene conto degli scambi tra le macrozone) e, pertanto, non consente di rappresentare pienamente il valore dell'energia attivata per soddisfare i fabbisogni di bilanciamento nelle varie zone di mercato.
- 2.17 Premesso che le dimensioni massime dell'area di prezzo di sbilanciamento sono imposte da una norma primaria quale il Regolamento Elettrico, l'Autorità ritiene che l'implementazione della metodologia ACER e di tutti gli elementi connessi ad essa ricada nel solco di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti, il che consente di superare la previsione normativa contenuta nella legge 116/14. Pertanto, si ritiene non solo necessario, ma anche opportuno abbandonare l'attuale approccio di macrozone statiche (Nord, Sud) verso una configurazione in linea con

il quadro regolatorio europeo, in modo da riflettere meglio la reale dimensione geografica dell'energia attivata ai fini del bilanciamento.

- 2.18 L'Autorità ritiene opportuno fissare l'area di prezzo di sbilanciamento pari all'area minima per la quale sono attualmente calcolati e disponibili i prezzi di bilanciamento, cioè pari alla zona di mercato.
- 2.19 L'area di prezzo di sbilanciamento è, in generale, un elemento da definire in maniera univoca e permanente nei termini e condizioni nazionali per i BRP. Tuttavia, la metodologia ACER consente, specialmente per sistemi *central dispatching*, ai fini del calcolo del segno e per la determinazione del prezzo di sbilanciamento, di considerare aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento anziché riferirsi alle singole aree in modo indipendente. Questa flessibilità consente di calcolare il segno del sistema e il prezzo di sbilanciamento per aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento, applicando una geometria variabile per tenere conto di eventuali compensazioni di sbilanciamenti e scambi di energia di bilanciamento. Ciò consente di ricostruire l'esito di un mercato zonale secondo il principio di *market splitting*: se fra due aree di prezzo di sbilanciamento non si verifica alcuna congestione, i due prezzi risulteranno uguali, altrimenti risulteranno "separate" con due prezzi differenti. Nell'ambito del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, il meccanismo di *market splitting* non è un risultato implicito come avviene, ad esempio, in esito al MGP, ma, essendo un processo *ex-post* che tiene conto di diversi segmenti di mercato, richiede di ricostruire, a valle dei diversi segmenti di mercato, i perimetri degli aggregati di aree liberi da congestione.
- 2.20 Tale flessibilità consentirebbe di rappresentare correttamente le congestioni in esito al mercato di bilanciamento, contrariamente a quanto avviene oggi, dove, da un lato, nella macrozona Sud si assume implicitamente l'assenza di congestioni nella fase del tempo reale tra le zone che la compongono, con conseguente compensazione degli sbilanciamenti e scambio di energia di bilanciamento illimitato, dall'altro si assume la totale separazione tra la macrozona Nord e quella Sud, ignorando di fatto eventuali scambi di energia nel tempo reale.
- 2.21 L'Autorità, nell'ambito della revisione delle aree di prezzo di sbilanciamento, intende introdurre un meccanismo di aggregazione delle aree che consenta di individuare in maniera dinamica e per ciascun periodo rilevante, gli aggregati zonalmente liberi da congestione. Ciò al fine di identificare in maniera più precisa l'ambito geografico per cui determinate attivazioni di bilanciamento sono rilevanti e trasferire così, attraverso il prezzo di sbilanciamento, un valore più prossimo a quello dell'energia attivata nel tempo reale ai fini del bilanciamento.
- 2.22 A tal fine si intende riprendere in considerazione la soluzione delle zone dinamiche, già prospettata nel documento per la consultazione DCO 368/2013/R/eel. Secondo tale soluzione, l'aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento, ai fini del calcolo del segno e del relativo prezzo di sbilanciamento, avverrebbe a partire dalle zone di mercato di MGP. In ciascun periodo rilevante, tali aggregati sarebbero determinati tenendo conto dei flussi effettivi tra zone confinanti: se, ad esempio, il flusso

effettivo non saturasse il limite di transito tra due zone, queste sarebbero considerate nel medesimo aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento; viceversa, se il flusso effettivo saturasse il limite di transito tra le due zone, queste sarebbero considerate indipendenti e non aggregate. Questa soluzione consente di calcolare il prezzo di sbilanciamento per un'area geografica tenendo conto di tutte le offerte accettate per il bilanciamento della medesima area, ivi incluse le offerte accettate in altre aree ma funzionali allo scopo grazie a interconnessioni non sature.

- 2.23 Rispetto al contesto di riferimento del DCO 368/2013/R/eel, l'organizzazione del mercato del tempo reale sta subendo alcune trasformazioni che sono rilevanti per l'applicazione della soluzione delle zone dinamiche. Fino alla fine del 2020, il mercato funzionale alla gestione da parte di Terna del sistema nel tempo reale poteva essere identificato esclusivamente con le attività del mercato di bilanciamento (MB), ma a partire da gennaio 2021 è stata avviata la partecipazione alla piattaforma di bilanciamento europea per lo scambio di *Replacement Reserve* (piattaforma TERRE) e, entro i prossimi due anni, è attesa la partecipazione di Terna alla piattaforma europea per lo scambio di *manual Frequency Restoration Reserve* (piattaforma MARI) e alla piattaforma per lo scambio di *automatic Frequency Restoration Reserve* (piattaforma PICASSO)<sup>6</sup>. Pertanto, se prima l'identificazione dell'aggregato di zone poteva avvenire tenendo come riferimento la sola sessione di MB, ad oggi occorre considerare che il mercato per il bilanciamento è articolato in più segmenti indipendenti, dove il TSO scambia prodotti di bilanciamento con caratteristiche differenti e valorizzati a prezzi potenzialmente differenti.
- 2.24 In generale, l'organizzazione delle piattaforme di bilanciamento, istituite ai sensi del Regolamento Balancing, prevede un mercato su base zonale, con una risoluzione ad asta implicita e valorizzazione dell'energia di bilanciamento a prezzo marginale. Pertanto l'esito di ciascuna asta (che in generale avrà come riferimento un determinato periodo rilevante<sup>7</sup>) fornisce già indicazione degli aggregati di zone ai fini del bilanciamento e delle congestioni tra detti aggregati. Se il mercato di bilanciamento si riassume nel *run* di una singola piattaforma, la configurazione di aggregati zonal risultante potrebbe essere assunta come riferimento, ma poiché ci sono tre diverse piattaforme europee, oltre al processo nazionale di MB, che operano con tempistiche ed esiti differenti, è necessario stabilire dei criteri per la definizione degli aggregati di aree di prezzo di bilanciamento, a partire dalle soluzioni dei diversi segmenti di mercato.
- 2.25 Se la configurazione degli aggregati di aree<sup>8</sup> privi di congestioni fosse costante nei diversi segmenti di mercato, ovvero le eventuali congestioni tra le zone di mercato

---

<sup>6</sup> Le piattaforme di bilanciamento europee sono basate sui progetti di implementazione TERRE ([https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/terre](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre)), MARI ([https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari)) e PICASSO ([https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso))

<sup>7</sup> Questo è valido con riferimento alle attivazioni schedate della piattaforma TERRE e della piattaforma MARI. Per la piattaforma PICASSO il ciclo di clearing è diverso dal periodo rilevante

<sup>8</sup> Nella nomenclatura europea si utilizza il termine “*uncongested area*”

fossero sempre le stesse, tale configurazione darebbe automaticamente il perimetro di aggregazione di aree di prezzo di bilanciamento. Al contrario, se le congestioni tra zone di mercato fossero diverse nei vari segmenti di mercato del bilanciamento (si pensi ad esempio ad una congestione presente in esito alla piattaforma TERRE ma assente in esito alla piattaforma MARI), sarebbe necessario stabilire un criterio per definire una configurazione unica da applicare ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento.

2.26 A tal fine si prefigurano due opzioni:

- assumere la configurazione di aggregati di zone secondo le congestioni che si verificano nel tempo reale, a valle di tutti i segmenti di mercato del bilanciamento, sulla base dei flussi effettivi tra zone confinanti (soluzione già suggerita dal DCO 368/2013/R/eel);
- assumere la configurazione di aggregazione massima consentita nei vari segmenti del mercato di bilanciamento, in modo da riflettere ogni congestione tra zone che si è verificata nei vari periodi temporali e non solamente quelle che si manifestano nel tempo reale secondo i flussi effettivi.

Per meglio comprendere gli effetti delle due opzioni, si consideri l'esempio seguente.

#### **Esempio 1**

Si considerino due zone di mercato tra loro interconnesse A e B e si assuma che in esito ai mercati dell'energia sia disponibile una capacità di scambio tra A e B pari a 80 MW. Si assuma inoltre che il TSO abbia a disposizione due segmenti di mercato per il bilanciamento, con clearing e settlement indipendenti e basati sul prezzo marginale (ad es. le piattaforme TERRE e MARI).

Si assuma inoltre che lo sbilanciamento effettivo del tempo reale totale per un determinato periodo rilevante delle unità localizzate nella zona A sia di -140 MWh, mentre quello delle unità localizzate in B sia -70 MWh.

Si consideri quindi la seguente sequenza di azioni:

- Nel primo segmento di mercato, il TSO stima un fabbisogno di bilanciamento a salire di 100 MWh per ciascuna zona. In zona A sono attivate offerte per 180 MWh ad un prezzo di 100 €/MWh e in zona B sono attivate offerte per 20 MWh ad un prezzo di 150 €/MWh. La capacità di scambio tra A e B risulta congestionata e si formano due prezzi marginali differenti.
- Nel successivo segmento di mercato, il TSO perfeziona la stima del fabbisogno e stima ulteriori 40 MWh a salire in A e 30 MWh a scendere in B. I due fabbisogni si compensano parzialmente e il mercato attiva ulteriori offerte a salire in A per 10 MWh, sempre ad un prezzo di 100 €/MWh. La capacità di scambio tra A e B non risulta più congestionata e il prezzo marginale è il medesimo per entrambe le zone.

Seguendo la prima opzione per l'aggregazione delle aree di prezzo di sbilanciamento, le due zone di mercato A e B apparterrebbero al medesimo aggregato di aree, poiché il transito effettivo non è congestionato. Il segno dello sbilanciamento di sistema sarebbe pari alla somma degli sbilanciamenti effettivi di entrambe le zone (-210 MWh complessivamente) e il prezzo di sbilanciamento sarebbe rappresentativo delle attivazioni per soddisfare i fabbisogni a salire di entrambe le zone, secondo le modalità di calcolo che saranno discusse in seguito (ad esempio applicando la media dei prezzi pesati per i rispettivi fabbisogni a salire, in tutti i segmenti di mercato e nelle zone appartenenti all'aggregato).

Seguendo la seconda opzione per l'aggregazione invece, le due zone A e B rimarrebbero distinte, formando un'area di prezzo di sbilanciamento ciascuna, poiché nella sequenza dei mercati di bilanciamento il transito tra le zone è risultato congestionato almeno una volta. Il segno di sbilanciamento di sistema è calcolato indipendentemente per ciascuna area di prezzo in base allo sbilanciamento effettivo (-140 MWh e -70 MWh rispettivamente) e il prezzo è rappresentativo delle attivazioni per soddisfare il fabbisogno a salire per ciascuna area, ad esempio, applicando la media dei prezzi pesati per i rispettivi fabbisogni a salire, in tutti i segmenti di mercato e per ciascuna area in modo indipendente.

- 2.27 L'Autorità ritiene che la prima opzione dia una migliore rappresentazione dello stato del sistema e delle effettive possibilità di scambio di energia nell'istante assunto come riferimento del tempo reale, momento nel quale si concretizza lo sbilanciamento effettivo di ciascuna unità. Ciò consente di allineare il più possibile la dimensione geografica<sup>9</sup> dell'energia di bilanciamento acquistata e venduta da Terna con quella dell'energia acquistata e venduta dagli operatori a sbilanciamento. Tale allineamento sarebbe massimo se il mercato del tempo reale avesse un'unica sessione di *clearing* e *settlement*, dove il TSO finalizza le attivazioni di bilanciamento sulla base delle migliori stime dello sbilanciamento effettivo (ad esempio, nel caso esemplificativo presentato, se il TSO acquistasse energia di bilanciamento solamente nel secondo segmento di mercato, la stima del fabbisogno sarebbe pari allo sbilanciamento effettivo e il prezzo dell'energia di bilanciamento rappresenterebbe esattamente il valore del tempo reale). Non si ravvede inoltre un particolare valore aggiunto a valorizzare, tramite prezzi di sbilanciamento differenti, delle congestioni che non dipendono dagli sbilanciamenti effettivi degli operatori, ma prevalentemente da altri fattori legati all'esercizio del sistema. Sempre con riferimento all'esempio presentato, un segnale di prezzo differenziato per ciascuna area non darebbe alcun incentivo significativo alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi poiché non trasferirebbe al mercato indicazioni in

<sup>9</sup> Sotto l'ipotesi di una rappresentazione semplificata di un modello zonale, poiché l'attività di dispacciamento conserva comunque una dimensione geografica nodale.

merito allo stato del sistema nel tempo reale, ma al contrario rifletterebbe una situazione “pregressa” della rete.

*Q.1: Si condivide l’orientamento dell’Autorità di identificare gli aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento, utili ai fini del calcolo del segno e del prezzo, secondo la prima opzione, cioè sulla base delle sole congestioni del tempo reale?*

## **Calcolo del segno dello sbilanciamento**

### Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.28 La metodologia ACER prevede che il TSO calcoli il segno dello sbilanciamento<sup>10</sup> per ciascuna area (o aggregato di aree) di prezzo di sbilanciamento e per ciascun periodo di *settlement*, come differenza tra la somma di tutti i volumi di energia di bilanciamento a scendere e la somma di tutti i volumi a salire, per soddisfare la domanda del TSO. In particolare, vanno conteggiati: i volumi per il soddisfacimento della domanda del TSO, come calcolati dall’algoritmo delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento da *Replacement Reserve (RR)*, *automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)* e *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*, i volumi di prodotti specifici attivati localmente, per il soddisfacimento della domanda del TSO, i volumi risultanti dall’*Integrated Scheduling Process*, altri volumi attivati per bilanciamento e non riconducibili a prodotti standard o prodotti specifici. A questi volumi obbligatori, il TSO può aggiungerne altri, elencati nell’articolo 8(1) della metodologia ACER.
- 2.29 Una volta determinato il segno dell’area di prezzo di sbilanciamento, il TSO può determinare il “comportamento” dello sbilanciamento di ciascun BRP, classificato come “aggravante” o “non aggravante”, a seconda che esso sia concorde o discorde con il segno dell’area di prezzo.
- 2.30 La disciplina vigente prevede il calcolo del segno dello sbilanciamento macrozonale per ciascun periodo rilevante (che può essere orario o quartorario a seconda che si tratti rispettivamente di unità non abilitate o abilitate) come somma dei programmi vincolanti modificati e corretti di tutte le unità di produzione e consumo appartenenti alla macrozona e dei flussi effettivi di scambio di energia tra la data macrozona e la macrozona o zona estera confinante. Poiché tale misura è una metrica efficace per lo sbilanciamento effettivo del tempo reale, ovvero del fabbisogno di energia di bilanciamento del TSO per ciascuna macrozona,

---

<sup>10</sup> La metodologia ACER parla di “direzione” dello sbilanciamento, ma in questo caso si ritiene opportuno mantenere una continuità con la terminologia ad oggi in uso nella disciplina nazionale, riferendosi al “segno”.

l'approccio è compatibile con le disposizioni della metodologia ACER, che prevede la somma dei volumi per il soddisfacimento della domanda del TSO.

Proposta di evoluzione

- 2.31 Dal momento che si ritiene l'attuale meccanismo di calcolo del segno pienamente compatibile con la metodologia ACER, poiché effettua una misura diretta di quelli che sono i reali fabbisogni di bilanciamento del TSO, senza passare dall'aggregazione dei volumi attivati, con il conseguente rischio di includere volumi non finalizzati al bilanciamento<sup>11</sup>, l'Autorità intende mantenere invariato il metodo di calcolo previsto dalla disciplina attuale, adattandolo eventualmente a diversi perimetri di aggregazione delle aree di prezzo di sbilanciamento, nell'ottica di superamento delle attuali macrozone statiche, secondo quanto illustrato in precedenza.

**Tipologia di prezzo di sbilanciamento (*single vs. dual pricing*)**

Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.32 La metodologia ACER, in linea con l'articolo 52 del Regolamento *Balancing*, stabilisce come regola primaria l'uso del meccanismo *single pricing*. Ogni TSO è tenuto a calcolare, per ciascuna area di prezzo di sbilanciamento (o aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento) e per ciascun periodo di *settlement*, il prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti negativi e/o il prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti positivi (entrambi descritti nei paragrafi successivi)<sup>12</sup>, il valore delle attivazioni evitate e la direzione dello sbilanciamento del sistema. La metodologia, in particolare, prevede che:

- nel caso in cui in una data area di prezzo di sbilanciamento e in un periodo di *settlement* sia stata attivata energia di bilanciamento solamente a salire (scendere), il prezzo di sbilanciamento per tutti gli sbilanciamenti dei BRP è fissato pari al prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti negativi (positivi), come calcolato dall'articolo 9(1) (dall'articolo 9(2)) della metodologia ACER;
- nel caso in cui in una data area di prezzo di sbilanciamento e in un periodo di *settlement* sia stata attivata energia di bilanciamento sia a salire che a scendere, il TSO è tenuto a calcolare il segno dello sbilanciamento dell'area (o aggregato di aree) e fissare il prezzo degli sbilanciamento coerentemente con esso: in caso di area corta (lunga) il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo per

---

<sup>11</sup> Si ricorda che l'attuale metodologia di calcolo del segno nasce proprio per superare le distorsioni introdotte dal computo di volumi attivati dal TSO per motivi diversi dal bilanciamento.

<sup>12</sup> La metodologia ACER esplicita entrambi i prezzi (per sbilanciamenti positivi e negativi) come richiamo generale all'articolo 55 del regolamento *Balancing*. Naturalmente l'applicazione del *single pricing* comporta l'utilizzo del medesimo prezzo, calcolato sulla base del segno della zona di bilanciamento, per valorizzare tutti gli sbilanciamenti dei BRP, siano essi positivi o negativi.

sbilanciamenti negativi (positivi), come calcolato dall'articolo 9(1) (dall'articolo 9(2)) della metodologia ACER;

- nel caso in cui in una data area di prezzo di sbilanciamento e in un periodo di *settlement* non sia stata attivata energia di bilanciamento, il prezzo di sbilanciamento è fissato pari al prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti positivi o negativi, come calcolati secondo gli articoli 9(1) e 9(2) della metodologia ACER.

2.33 Secondo la metodologia ACER, ciascun TSO può proporre al proprio regolatore l'applicazione del meccanismo *dual pricing* in una area (o aggregato di aree) di prezzo di sbilanciamento, sulla base di uno dei seguenti criteri:

- In particolari periodi di *settlement* in cui il TSO ha attivato energia di bilanciamento in entrambe le direzioni, per evitare effetti negativi sul ripristino della frequenza secondo l'articolo 128 del Regolamento EU 2017/1485 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione (di seguito: SOGL), sulla stabilità della frequenza secondo l'articolo 3(34) del SOGL e/o sulla possibilità di mantenere i flussi di potenza entro i limiti secondo l'articolo 32(1) e (2) del SOGL, come risultato di azioni dei BRP in reazione al segnale di prezzo;
- In particolari periodi di *settlement* in cui il prezzo di sbilanciamento calcolato secondo i criteri della metodologia ACER non fornisce adeguati incentivi poiché lo sbilanciamento netto è prossimo a zero. In tal caso il *dual pricing* è considerato una misura di mitigazione e il TSO deve dettagliare nei termini e condizioni nazionali la soglia di applicazione;
- Per periodi di *settlement* in cui la componente di scarsità eventualmente inclusa nel prezzo di sbilanciamento è maggiore di zero;
- Nel caso di sistemi *central dispatching*, per particolari periodi di *settlement* dove l'applicazione del meccanismo di *single pricing* non fornisce corretti incentivi alle unità a rispettare lo *unit commitment* e le istruzioni di dispacciamento del TSO;
- Per tutti i periodi di *settlement* in cui il periodo è superiore o uguale a 30 minuti, in seguito all'esenzione dal requisito di fissare un periodo di *settlement* di 15 minuti, di cui all'articolo 53 del regolamento Balancing, o in seguito alla deroga al termine per l'implementazione di tale requisito, ai sensi dell'articolo 62 del Regolamento *Balancing*.

2.34 Il TSO è tenuto a giustificare la proposta presentando una valutazione degli impatti negativi in caso di mancata applicazione del *dual pricing*, in termini di sicurezza del sistema, e di altri eventuali impatti dovuti al *dual pricing*. La metodologia ACER stabilisce inoltre che la valutazione sia basata su criteri tecnico-economici,

tenendo conto degli obiettivi dei regolamenti europei (*Balancing* e SOGL) e i principi generali di *settlement* del regolamento *Balancing*.

2.35 Nel caso in cui l'autorità approvi la proposta di applicazione del *dual pricing*, il TSO è tenuto a calcolare il prezzo di sbilanciamento:

- Per sbilanciamenti aggravanti, secondo le regole generali stabilite dalla metodologia ACER all'articolo 9;
- Per sbilanciamenti non aggravanti, secondo le regole per il calcolo del valore delle attivazioni evitate, di cui all'articolo 10 della metodologia ACER, oppure secondo le regole di cui all'articolo 9 della medesima metodologia.

2.36 La disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti attualmente in vigore prevede tre regimi e meccanismi di prezzo differenti per unità abilitate, unità non abilitate e unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, anche appartenenti alla stessa area di prezzo di sbilanciamento: le prime sono soggette ad un meccanismo *dual pricing*, per le seconde vige un meccanismo *single pricing*, mentre il meccanismo applicato alle ultime prevede due metodologie di calcolo differenti per gli sbilanciamenti compresi o non compresi in bande predefinite e può essere considerato un ibrido, per via della componente perequativa che modifica il prezzo applicato, in funzione del segno dello sbilanciamento dell'unità. Infatti, sebbene al di fuori delle bande si preveda l'applicazione della medesima valorizzazione prevista per le altre unità non abilitate, e quindi un *single pricing*, la presenza della componente perequativa all'interno della banda lo configura come un sistema ibrido. Innanzitutto, il prezzo applicato non è il medesimo per tutto il volume di sbilanciamento di una singola unità, e soprattutto, la componente perequativa modifica il prezzo di valorizzazione equivalente all'interno della banda, in funzione della direzione dello sbilanciamento dell'unità. Un'unità con sbilanciamento negativo (unità corta) paga un prezzo pari al prezzo zonale più la componente perequativa, mentre un'unità con sbilanciamento positivo (unità lunga) riceve il prezzo zonale meno la componente perequativa. Secondo la definizione fornita nella metodologia ACER, questo approccio si può configurare come valorizzazione *dual pricing*, poiché il prezzo applicato per sbilanciamenti positivi è diverso da quello per sbilanciamenti negativi.

2.37 La differenziazione dei meccanismi di prezzo in funzione della tipologia di unità all'interno della stessa area di prezzo è un elemento di incompatibilità della disciplina nazionale rispetto al quadro regolatorio europeo, orientato verso l'applicazione di un meccanismo *single pricing* per ciascuna area di prezzo di sbilanciamento e senza discriminazione in base alle caratteristiche delle unità. Come sarà discusso nei paragrafi successivi, il meccanismo *dual pricing* è ancora applicabile, sotto determinate condizioni, ma tale applicazione varrebbe per l'intera

area di prezzo di sbilanciamento interessata e a tutti i BRP, senza distinzione sulla base delle caratteristiche delle unità.

Proposta di evoluzione

- 2.38 In linea con quanto stabilito dalla metodologia ACER, dal Regolamento *Balancing* e dal Regolamento Elettrico, l’Autorità ritiene necessario uniformare l’applicazione del meccanismo *single pricing* a tutti i BRP, indipendentemente dalle caratteristiche dell’unità. Ciò significa che le unità all’interno del perimetro di una data area di prezzo di sbilanciamento saranno soggette al meccanismo di *single pricing* con il medesimo prezzo, calcolato secondo i principi esposti nei paragrafi successivi.
- 2.39 L’applicazione del *single pricing* come regola generale in ciascuna area di prezzo di sbilanciamento, porta inevitabilmente al superamento della attuale disciplina di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.
- 2.40 Infine, l’Autorità non ritiene possibile proseguire con l’applicazione del meccanismo *dual pricing* ad un sottoinsieme di unità all’interno della medesima area di prezzo di sbilanciamento, in quanto, come chiarito sopra, detto meccanismo dovrebbe valere per tutte le unità dentro la medesima area di prezzo di sbilanciamento. Inoltre, i criteri per una eventuale applicazione del *dual pricing* ai sensi della metodologia ACER, inclusa l’applicazione uniforme all’interno della zona di prezzo di sbilanciamento e solo per determinati periodi rilevanti, devono pervenire dal TSO mediante una proposta al regolatore, sulla base di una valutazione che giustifichi tale applicazione. Pertanto si rimanda a Terna la valutazione e l’eventuale presentazione all’Autorità di una proposta per l’applicazione del *dual pricing*.

## **Calcolo del prezzo di sbilanciamento**

Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.41 Per il calcolo del prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti negativi (positivi), la metodologia ACER consente di usare l’approccio della media pesata, l’approccio del prezzo massimo (minimo) o una combinazione dei due, utilizzando i prezzi e i volumi per le attivazioni positive (negative) di energia di bilanciamento, elencati dalla metodologia stessa. In particolare, per ciascuna area di prezzo di

sbilanciamento e periodo di *settlement* i prezzi per determinare il prezzo di sbilanciamento sono:

- i prezzi delle risorse per il soddisfacimento della domanda del TSO, come calcolati dall'algoritmo delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento RR, aFRR, mFRR;
- i prezzi di energia di bilanciamento derivanti da attivazioni di prodotti specifici attivati localmente dal TSO;
- i prezzi risultanti dall'*Integrated Scheduling Process*;
- i prezzi di attivazioni per bilanciamento non riconducibili a prodotti standard o prodotti specifici.

2.42 La metodologia ACER stabilisce, inoltre, che il TSO debba usare uno o più prezzi tra quelli elencati, tenendo conto che il TSO deve usare i prezzi delle piattaforme europee, qualora partecipi alle piattaforme, i prezzi dei prodotti specifici, qualora attivi prodotti specifici, i prezzi dall'*Integrated Scheduling Process*, qualora usi l'*Integrated Scheduling Process*.

2.43 Nel caso del calcolo della media pesata, il TSO deve usare: i volumi per il soddisfacimento della domanda del TSO (come calcolati dall'algoritmo delle piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento), i volumi di prodotti specifici attivati localmente per il soddisfacimento della domanda del TSO, i volumi risultanti dall'*Integrated Scheduling Process*, altri volumi attivati per bilanciamento e non riconducibili a prodotti standard o prodotti specifici.

2.44 Inoltre, la metodologia ACER consente ai TSO di includere nei termini e condizioni per i BRP le seguenti componenti aggiuntive che concorrono a definire il prezzo di sbilanciamento:

- componente di scarsità, da applicare nelle situazioni di scarsità, definite a livello nazionale;
- componente incentivante, da applicare per soddisfare determinate condizioni, definite a livello nazionale;
- una componente relativa alla neutralità finanziaria del TSO.

2.45 Infine, la metodologia ACER stabilisce i criteri per calcolare i limiti definiti dagli articoli 55(4)(a) e 55(5)(a) del Regolamento *Balancing*, secondo i quali il prezzo di sbilanciamento, comprensivo anche delle componenti aggiuntive, per sbilanciamenti negativi (positivi) deve essere non inferiore (non superiore) della media pesata dei prezzi delle attivazioni di energia di bilanciamento positiva (negativa) da FRR e da RR. Secondo la metodologia ACER, il TSO deve calcolare

le condizioni limite usando tutti i prezzi e tutti i volumi per il soddisfacimento del fabbisogno di bilanciamento del TSO, qualora applicabili.

2.46 La disciplina attuale prevede la definizione di prezzi di sbilanciamento differenziati all'interno della stessa macrozona, in funzione della tipologia delle unità appartenenti ad una specifica macrozona. In particolare:

- Per unità abilitate, il prezzo dello sbilanciamento aggravante (ossia concorde)<sup>13</sup> è pari al minimo (massimo) tra il prezzo zonale definito in MGP e il più basso (alto) prezzo accettato tra quelli delle offerte di acquisto (vendita) accettate in tempo reale nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento nel periodo di *settlement* e nella macrozona, qualora il segno macrozonale sia positivo (negativo). Il prezzo dello sbilanciamento non aggravante (ossia discorde) è sempre pari al prezzo zonale definito in MGP.
- Per unità non abilitate diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, il prezzo di sbilanciamento è definito come il minimo (massimo) tra il prezzo zonale definito in MGP e la media pesata delle offerte di acquisto (vendita) accettate in tempo reale nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento nel periodo di *settlement* e nella macrozona, qualora il segno macrozonale sia positivo (negativo).
- Per unità non abilitate e alimentate da fonti rinnovabili non programmabili<sup>14</sup> la disciplina prevede l'applicazione del prezzo per unità non abilitate di cui al precedente punto ai volumi eccedenti una banda (differenziata per fonte), e l'applicazione del prezzo zonale addizionato ad una componente perequativa all'interno della banda. La componente perequativa è calcolata per garantire la neutralità finanziaria della valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità alimentate a fonti rinnovabili ed è applicata al valore assoluto dello sbilanciamento di ciascun BRP, indipendentemente dalla direzione dello sbilanciamento stesso.

2.47 La disciplina vigente specifica inoltre che, ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento per tutte le tipologie di unità, non sono considerate le offerte accettate per il servizio di regolazione secondaria (aFRR nella nomenclatura europea).

2.48 I metodi per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento ad oggi in vigore non sono di per sé incompatibili con il quadro regolatorio europeo, dal momento che sono

---

<sup>13</sup> Si ricorda che per unità abilitate è in vigore un meccanismo *dual pricing* che assegna un prezzo diverso per sbilanciamenti aggravanti (concordi al segno macrozonale) e sbilanciamenti non aggravanti (discordi al segno macrozonale)

<sup>14</sup> Ai sensi della delibera 111/06 l'utente del dispacciamento può optare per l'applicazione del prezzo di sbilanciamento per unità non abilitate

consentiti sia l'approccio della media pesata (applicato alle unità non abilitate) che l'approccio massimo/minimo (applicato alle unità abilitate). Tuttavia, come discusso in precedenza, l'applicazione di due metodi di calcolo all'interno della stessa area di prezzo di sbilanciamento, in funzione delle caratteristiche delle unità, risulta incompatibile e necessita di essere uniformato. Inoltre, la metodologia ACER richiede di tenere in considerazione tutti i volumi attivati per soddisfare il fabbisogno di bilanciamento, mentre ad oggi le movimentazioni per riserva secondaria sono escluse. Questo elemento è particolarmente critico per il prezzo applicato alle unità non abilitate, poiché la media pesata, escludendo le attivazioni di riserva secondaria, potrebbe non rispettare le condizioni limite di cui agli articoli 55(4) e 55(5) del Regolamento *Balancing*.

- 2.49 Infine, il criterio di calcolo attuale dei prezzi di sbilanciamento, indipendentemente dalla tipologia di unità a cui si applicano, include sempre un confronto con il prezzo del MGP; questo sembra non compatibile con la metodologia ACER, la quale non prevede l'uso del prezzo dei mercati dell'energia, ma solamente i prezzi delle offerte di bilanciamento o il valore delle attivazioni evitate.

Proposta di evoluzione

- 2.50 In linea con quanto previsto dalla metodologia ACER e in continuità con l'attuale disciplina nazionale, la definizione del prezzo di sbilanciamento deve avvenire sulla base del segno di ciascuna area (o aggregato di aree) di prezzo di sbilanciamento:
- Se il segno dello sbilanciamento è positivo (area lunga), il prezzo di sbilanciamento è quello definito per sbilanciamenti positivi, rappresentativo del valore dell'energia di bilanciamento attivata a scendere;
  - Se il segno dello sbilanciamento è negativo (area corta), il prezzo di sbilanciamento è quello definito per sbilanciamenti negativi, rappresentativo del valore dell'energia di bilanciamento attivata a salire.
- 2.51 In ottica di armonizzazione del prezzo di sbilanciamento da applicare a tutti i BRP, indipendentemente dalle caratteristiche dell'unità, l'Autorità ritiene opportuno estendere a tutti gli sbilanciamenti delle unità in una determinata area di prezzo (o aggregato di aree di prezzo in assenza di congestioni tra le stesse), l'attuale regime applicato alle unità non abilitate, basato sulla media pesata dei prezzi delle attivazioni, opportunamente rivisto per tenere conto delle partecipazioni (attuali e future) alle piattaforme europee di scambio di energia di bilanciamento e del quadro regolatorio fissato dalla metodologia ACER e dai regolamenti europei.
- 2.52 Si ricorda infatti che, oltre al mercato di bilanciamento, dove Terna attiva risorse ai fini del bilanciamento in tempo reale, con una remunerazione *pay-as-bid*, entro il 2022 saranno pienamente operative le tre piattaforme europee per lo scambio di energia di bilanciamento, che prevedono la negoziazione di tre prodotti distinti e con tempistiche differenti, con la conseguente formazione di tre prezzi marginali indipendenti. Pertanto, in un prossimo futuro, il gestore di rete potrebbe trovarsi nella situazione in cui, ai fini del bilanciamento in tempo reale per un determinato

periodo rilevante, vengono negoziate quantità a prezzi marginali differenti, oltre alle eventuali attivazioni nazionali dal mercato di bilanciamento, attualmente remunerate *pay-as-bid*<sup>15</sup>. Si ritiene quindi che, la media di questi prezzi, pesati per le relative quantità, possa dare una corretta rappresentazione del valore dell'energia di bilanciamento attivata ai fini del bilanciamento, data la frammentazione del mercato stesso in diversi segmenti indipendenti e l'impossibilità di identificare il mercato del tempo reale con un'unica sessione di negoziazione che esprima un singolo prezzo per ciascun periodo rilevante.

2.53 Alla luce di quanto detto, si ritiene opportuno calcolare per ciascun periodo di *settlement* e ciascun aggregato di area di prezzo di sbilanciamento:

- il prezzo per sbilanciamenti positivi pari alla media dei prezzi calcolati dall'algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento (RR, aFRR, mFRR)<sup>16</sup>, pesati sulle rispettive quantità approvvigionate da Terna a scendere (se presenti) per ciascuna zona appartenente all'aggregato di area di prezzo di sbilanciamento, e dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderati per le relative quantità;
- il prezzo per sbilanciamenti negativi pari alla media dei prezzi calcolati dall'algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento, pesati per le rispettive quantità approvvigionate da Terna a salire (se presenti) per ciascuna zona appartenente all'aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento), e dei prezzi delle offerte di vendita accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale, ponderato per le relative quantità.

2.54 La metodologia ACER specifica di utilizzare prezzi e quantità dell'*Integrated Scheduling Process*, che, nel contesto nazionale, può essere identificato con tutte le procedure di MSD ex-ante e di MB. Tuttavia, l'*Integrated Scheduling Process* consente attivazioni delle risorse anche per altri scopi oltre al puro bilanciamento; in continuità con quanto avviene oggi, l'Autorità ritiene opportuno considerare solamente le quantità accettate ai fini del bilanciamento in tempo reale, identificate da Terna con le sole movimentazioni di MB.

2.55 Per garantire piena conformità alle disposizioni del Regolamento *Balancing*, e in particolare alle condizioni limite di cui agli articoli 55(4) e 55(5), nonché alla metodologia ACER, si ritiene necessario includere nel calcolo della media pesata anche i valori delle attivazioni di riserva secondaria, ad oggi esclusi, in modo da riflettere tutti i prezzi per attivazioni di energia di bilanciamento da RR e da FRR.

---

<sup>15</sup> Il ragionamento sarebbe analogo anche se il mercato di bilanciamento nazionale (MB) avesse una valorizzazione a prezzo marginale

<sup>16</sup> Con riferimento alle piattaforme in esercizio e in cui Terna partecipa attivamente per lo scambio di energia di bilanciamento e soddisfacimento di fabbisogno

Il prezzo di sbilanciamento così calcolato rappresenterà sempre il valore estremo (massimo o minimo) delle condizioni limite.

2.56 Infine, l’Autorità ritiene opportuno mantenere nel calcolo un riferimento al prezzo dell’energia in esito al mercato del giorno prima, per garantire coerenza tra il mercato dell’energia e la valorizzazione degli sbilanciamenti ed impedire potenziali arbitraggi distorsivi che possono insorgere in alcune situazioni. Per fare ciò si intende ricorrere ad una componente incentivante, determinata per ciascun aggregato di aree di prezzo e per ciascun periodo rilevante, affinché il prezzo di sbilanciamento sia almeno pari al prezzo MGP, nel caso di sbilanciamento di area negativo, o non più del prezzo MGP, nel caso di sbilanciamento di area positivo.

2.57 La tabella seguente riassume la definizione del prezzo di sbilanciamento secondo gli orientamenti esposti sopra:

<b>Sbilanciamento di area positivo:</b>	<b>Sbilanciamento di area negativo:</b>
$med(P_i^{MB\downarrow}; P_i^{RR,FRR\downarrow}) + I_{MGP}^{\downarrow}$	$med(P_i^{MB\uparrow}; P_i^{RR,FRR\uparrow}) + I_{MGP}^{\uparrow}$

dove:

- $med(P_i^{MB\downarrow}; P_i^{RR,FRR\downarrow})$  è la media pesata dei prezzi calcolati dall’algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento (RR, aFRR, mFRR), pesati per i rispettivi fabbisogni approvvigionati da Terna a scendere (se presenti) in ciascuna zona appartenente all’aggregato di area di prezzo di sbilanciamento  $i$ , e dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in tempo reale (incluse le attivazioni di riserva secondaria), ponderati per le relative quantità;
- $med(P_i^{MB\uparrow}; P_i^{RR,FRR\uparrow})$  è la media pesata dei prezzi calcolati dall’algoritmo di ciascuna piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento (RR, aFRR, mFRR), pesati per i rispettivi fabbisogni approvvigionati da Terna a salire (se presenti) in ciascuna zona appartenente all’aggregato di area di prezzo di sbilanciamento  $i$ , e dei prezzi delle offerte di acquisto accettate nelle medesime zone nel mercato per il servizio di dispacciamento ai fini del bilanciamento in

tempo reale (incluse le attivazioni di riserva secondaria), ponderati per le relative quantità;

- $I_{MGP}^{\downarrow}$  è la componente incentivante, calcolata per ciascun periodo rilevante, pari:
  - alla differenza, se negativa, tra il minimo prezzo di MGP delle zone appartenenti all'aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento e la quantità  $med(P_i^{MB\downarrow}; P_i^{RR, FRR\downarrow})$ ;
  - a 0 altrimenti;
- $I_{MGP}^{\uparrow}$  è la componente incentivante, calcolata per ciascun periodo rilevante, pari:
  - alla differenza, se positiva, tra il massimo prezzo di MGP delle zone appartenenti all'aggregato di aree di prezzo di sbilanciamento e la quantità  $med(P_i^{MB\uparrow}; P_i^{RR, FRR\uparrow})$ ;
  - a 0 altrimenti.

## Valore delle attivazioni evitate

### Disposizioni del quadro europeo e impatto sulla disciplina attuale

- 2.58 La metodologia ACER e, più in generale, il Regolamento *Balancing* richiedono inoltre la definizione del valore delle attivazione evitate (VoAA), in tutti i periodi rilevanti in cui non c'è stata attivazione di energia di bilanciamento per il soddisfacimento del fabbisogno di una determinata area (o aggregato di aree) di prezzo di sbilanciamento e che tale valore fissi le condizioni limite per il prezzo di sbilanciamento, ai sensi dell'articolo 55(4)(b) e 55(5)(b), nonché le condizioni limite per il prezzo di sbilanciamento per sbilanciamenti non aggravanti, nel caso di applicazione del *dual pricing*.
- 2.59 Ciascun TSO è tenuto a calcolare il valore delle attivazioni evitate, per almeno tutti i periodi di *settlement* e aree di prezzo di sbilanciamento per i quali non vi è stata attivazione di energia di bilanciamento in una delle due direzioni. I TSO che applicano il meccanismo *dual pricing* possono calcolare due valori delle attivazioni evitate, uno per ciascuna direzione. Per calcolare il valore delle attivazioni evitate il TSO può utilizzare solamente i prezzi delle offerte di energia di bilanciamento a lui disponibili.
- 2.60 La disciplina attuale non prevede un esplicito calcolo del valore delle attivazioni evitate, ma il riferimento al prezzo MGP nel calcolo del prezzo di sbilanciamento fissa automaticamente il prezzo pari a quello di MGP, nel caso in cui non si verificano attivazioni di energia di bilanciamento. Questo può rappresentare un'incompatibilità con la metodologia ACER, che prevede l'utilizzo dei soli prezzi delle offerte di energia di bilanciamento, e richiede un nuovo metodo per fissare il

valore delle attivazioni evitate. La metodologia consente comunque ai TSO una certa flessibilità per la definizione di tale valore.

Proposta di evoluzione

- 2.61 Nell'ipotesi di una corretta aggregazione delle aree di prezzo di sbilanciamento per la determinazione del segno dello sbilanciamento di sistema, i casi in cui non si verifica alcuna attivazione per il soddisfacimento del fabbisogno di tale area di prezzo sono presumibilmente molto rari e riconducibili alla situazione in cui, in un determinato periodo rilevante:
- Lo sbilanciamento dell'area di prezzo è zero e il fabbisogno di bilanciamento del TSO è nullo in tutte le piattaforme europee e nel MB;
  - Lo sbilanciamento dell'area di prezzo è diverso da zero e il fabbisogno di bilanciamento del TSO è nullo in tutte le piattaforme europee e nel MB, in quanto tale sbilanciamento viene azzerato con il processo di *Imbalance Netting*.
- 2.62 Nel primo caso l'Autorità ritiene opportuno fissare il valore delle attivazioni evitate pari al minor prezzo tra le offerte per "altri servizi" in vendita disponibili per il mercato di bilanciamento, intendendolo come il valore marginale dell'energia per supplire 1 MW di sbilanciamento addizionale.
- 2.63 Nel secondo caso invece si ritiene opportuno fissare il valore delle attivazioni evitate pari al Costo Opportunità (*Opportunity Cost*) definito da Terna per il *settlement* della piattaforma di *Imbalance Netting*, poiché lo sbilanciamento dell'area è compensato proprio dal processo di *netting*. Tale valore rappresenta il costo evitato per le attivazioni di secondaria ed è pari alla media dei prezzi offerti nel mercato per il servizio di dispacciamento per la riserva secondaria, pesati per le rispettive quantità.

Q.2: *Si condividono gli orientamenti dell'Autorità sul valore delle attivazioni evitate?*

## Riassunto dell'analisi di impatto

Ambito	Quadro europeo	Disciplina vigente	Conformità	Osservazioni
Area di prezzo di sbilanciamento ( <i>Imbalance price area</i> )	La dimensione deve essere minore o uguale alla zona di mercato	Due macrozone statiche. La macrozona Sud è un aggregato di zone di mercato	Non conforme	Necessario definirla pari alla zona di mercato o più piccola. Possibile considerare aggregati di aree di prezzo ai fini del calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento.
Area di sbilanciamento ( <i>Imbalance area</i> )	L'Area deve essere minore o uguale alla zona di mercato. Un central dispatching system può avere più posizioni finali, pari alle <i>scheduling units</i>	Area pari a quella sottesa al punto di dispacciamento (singola unità rilevante o aggregato di non rilevanti per zona)	Conforme	
Prezzo di sbilanciamento	Raccomandata l'applicazione del <i>single pricing</i> e un prezzo unico in tutta l'area. Per area corta (lunga), il prezzo deve riflettere le attivazioni a salire (scendere), tenendo conto di tutti i processi (piattaforme europee e integrated scheduling process). Il <i>dual pricing</i> può essere proposto dal TSO per specifici periodi di <i>settlement</i> , sotto determinate condizioni e opportunamente giustificato	Prezzi e meccanismi differenziati per tipologia di unità all'interno della stessa area di prezzo: <i>single price</i> + media pesata, <i>dual price</i> + max/min, perequazione per rinnovabili	Non conforme	Necessario armonizzare il <i>single pricing</i> con il medesimo valore per tutte le unità, senza discriminazioni in base alla tipologia. Il <i>dual pricing</i> può essere proposto dal TSO, per alcuni periodi rilevanti.  Attualmente i prezzi delle attivazioni per riserva secondaria sono esclusi; è necessario includerli.
Segno dello sbilanciamento	Calcolato come somma di tutti i volumi attivati in ciascuna direzione (da piattaforme e <i>integrated scheduling process</i> )	Determinazione del segno reale come somma degli sbilanciamenti effettivi	Conforme	

	per soddisfare la domanda del TSO in ciascuna area di prezzo di sbilanciamento			
Valore delle attivazioni evitate (VoAA)	Da calcolare quando non vi è stata attivazione di energia di bilanciamento in una delle due direzioni, utilizzando solamente i prezzi delle offerte di energia di bilanciamento disponibili a questo TSO	Prezzo di sbilanciamento fissato dal prezzo MGP, nel caso in cui non si verificano attivazioni di energia di bilanciamento	Non conforme	I casi per l'utilizzo del VoAA sono presumibilmente molto rari, ma è comunque necessario definirne il valore coerentemente con il quadro regolatorio europeo

### 3. ULTERIORI CORRISPETTIVI PER UNITÀ ABILITATE E NON ABILITATE

- 3.1 Nonostante la revisione dell'area di prezzo di sbilanciamento, il meccanismo proposto in questo documento di consultazione per il calcolo del segno e del relativo prezzo di sbilanciamento prevede comunque la definizione di un aggregato di aree di prezzo che può essere maggiore della dimensione delle zone di mercato. Pertanto, anche con il superamento della macrozona statica in favore di un'aggregazione dinamica, può verificarsi la situazione in cui zone di mercato con prezzi zionali diversi, siano soggette allo stesso prezzo di sbilanciamento. Come già evidenziato nei DCO 316/2016/R/eel e DCO 277/2017/R/eel, questa situazione può indurre gli operatori di mercato a condurre strategie di arbitraggio per trarre profitto dai differenziali tra i prezzi zionali del mercato dell'energia, con conseguenze economiche ai danni del sistema. L'adozione della macrozona dinamica permette di mitigare questo rischio, poiché non vi è più una certezza sistematica circa le zone di mercato in cui gli sbilanciamenti vengono regolati al medesimo prezzo, e pertanto gli operatori che intendono condurre strategie di arbitraggio dovrebbero attuare una previsione delle congestioni del tempo reale, con i relativi rischi.
- 3.2 L'Autorità ritiene tuttavia opportuno mantenere in vigore il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale, introdotto con la delibera 419/2017/R/eel, per neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre acquistando/vendendo energia a prezzo zonale per poi rivenderla/riacquistarla a sbilanciamento all'interno dell'aggregato di aree, con effetti potenzialmente distorsivi e ulteriori oneri per il sistema. Tale corrispettivo sarebbe calcolato per ciascun periodo rilevante, con riferimento ai perimetri degli

aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento, come definiti dal processo di aggregazione dinamica.

- 3.3 L'estensione del meccanismo di valorizzazione *single pricing* anche alle unità abilitate aprirebbe poi la possibilità, agli operatori titolari di queste, di attuare le medesime strategie di arbitraggio tra i prezzi dell'energia zonali e il prezzo di sbilanciamento definito a livello di aggregato di area; tali strategie sono ad oggi precluse dall'applicazione del meccanismo *dual pricing*, che penalizza sempre le deviazioni dal programma vincolante. L'Autorità ritiene quindi opportuno estendere l'applicazione del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale anche alle unità abilitate, a partire dall'entrata in vigore della nuova valorizzazione basata su *single pricing*.
- 3.4 L'Autorità ritiene altresì necessario mantenere i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento ad oggi in vigore per le unità abilitate, eventualmente adeguandoli alla nuova disciplina, per preservare una corretta incentivazione finanziaria al rispetto dei programmi vincolanti modificati e corretti, per esigenze di sicurezza del sistema. Già oggi, l'allegato A alla delibera 111/06 stabilisce che tali corrispettivi siano definiti da Terna al fine di evitare che l'utente del dispacciamento possa trarre profitto dal mancato rispetto degli impegni assunti nei confronti del gestore di rete in qualsiasi fase, sottofase o sessione del mercato per il servizio di dispacciamento. Attualmente, con il meccanismo di prezzo duale e un valore definito come il massimo/minimo dei prezzi delle attivazioni per bilanciamento qualora lo sbilanciamento comporti un aggravio per il sistema, i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento si applicano solamente nel caso in cui lo sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento è di segno opposto allo sbilanciamento aggregato zonale (sbilanciamento non aggravante). Negli altri casi, il prezzo duale e il valore del prezzo di sbilanciamento costituiscono un incentivo sufficiente a garantire il rispetto del programma vincolante e degli ordini di dispacciamento.
- 3.5 Con l'estensione del meccanismo *single pricing* e la determinazione del prezzo di sbilanciamento come media pesata dei prezzi di tutte le attivazioni per bilanciamento in una data direzione, potrebbero insorgere situazioni in cui l'utente del dispacciamento di una unità abilitata abbia l'incentivo economico a deviare dal programma vincolante modificato e corretto ed eventualmente a non rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. Per adeguare i corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, è opportuno analizzare tali situazioni, per identificare quando l'eventuale deviazione dal programma può comportare criticità

per la sicurezza o maggiori oneri per il sistema e quando invece la deviazione può essere considerata a supporto del sistema stesso.

3.6 Con riferimento ad una UP abilitata ed un determinato periodo rilevante, si possono identificare le seguenti casistiche:

1. Ordini di dispacciamento concordi con le azioni di bilanciamento (es. accettazione di offerte in vendita quando il segno dell'area – o aggregato di aree – è negativo). In questa circostanza si possono distinguere due sotto-casi:
  - a. Il prezzo di sbilanciamento è inferiore (superiore) al prezzo di remunerazione della quantità in vendita (acquisto) accettata dal gestore di rete. In tale situazione, l'utente del dispacciamento otterrebbe un vantaggio economico non rispettando gli ordini di dispacciamento regolando a sbilanciamento le rispettive quantità comportando rischi per la sicurezza e maggiori oneri per i consumatori. Ad oggi questa situazione è evitata dalla valorizzazione degli sbilanciamenti per unità abilitate, fissata pari al massimo dei prezzi accettati, ma con l'adozione di un prezzo di valorizzazione pari alla media pesata dei prezzi delle attivazioni, si rende necessario introdurre un corrispettivo per neutralizzare l'incentivo ad arbitrare tra il prezzo offerto sul mercato per il servizio di dispacciamento e il prezzo di sbilanciamento. Tale corrispettivo dovrebbe prevedere, per ciascuna unità abilitata la restituzione del margine, se positivo (negativo), tra il prezzo di valorizzazione delle offerte in vendita (acquisto) accettate e il prezzo di sbilanciamento.
  - b. Il prezzo di sbilanciamento è superiore (inferiore) al prezzo di remunerazione della quantità in vendita (acquisto) accettata dal gestore di rete. In tale situazione, per l'utente del dispacciamento il mancato rispetto comporterebbe uno sbilanciamento aggravante (concorde al segno del sistema) correttamente penalizzato dal prezzo di sbilanciamento, senza necessità di introdurre ulteriori corrispettivi.
2. Ordini di dispacciamento discordi con le azioni di bilanciamento (es. accettazione di offerte in vendita quando il segno dell'area – o aggregato di aree – è positivo). In tale situazione il prezzo di sbilanciamento non è in grado di riflettere adeguatamente il mancato rispetto degli ordini, poiché lo sbilanciamento conseguente al mancato rispetto si configurerebbe come non aggravante e pertanto con un prezzo potenzialmente vantaggioso per l'arbitraggio. È bene notare come questo caso specifico sia già trattato dall'art. 42 dell'Allegato A della delibera 111/06, e ad oggi è l'unico corrispettivo di mancato rispetto degli ordini applicato alle unità abilitate. L'Autorità ritiene opportuno mantenere il corrispettivo invariato, adeguandolo eventualmente ai nuovi valori del prezzo di sbilanciamento. Ad oggi gli sbilanciamenti non aggravanti sono valorizzati a prezzo MGP, mentre l'Autorità si propone di applicare il prezzo singolo di sbilanciamento. Pertanto, il corrispettivo dovrebbe riflettere il differenziale tra il prezzo di valorizzazione delle offerte

accettate nel mercato per il servizio di dispacciamento e il prezzo di sbilanciamento dell'area in cui è localizzata l'unità.

3. Intervallo di fattibilità. Ai fini del coordinamento tra il mercato per il servizio di dispacciamento e il mercato *intraday* a negoziazione continua, Terna ha introdotto il concetto di intervallo di fattibilità, per individuare eventuali vincoli operativi delle unità abilitate entro cui devono ricadere i programmi definiti nei mercati dell'energia; tali intervalli sono individuati tenendo conto delle esigenze di esercizio del sistema e del contributo che ciascuna unità abilitata fornisce al soddisfacimento dei vincoli di sistema. Ogni violazione dell'intervallo di fattibilità attraverso uno sbilanciamento effettivo dell'unità, potrebbe dunque comportare un rischio per la sicurezza del sistema, o comunque maggiori oneri per il gestore di rete. L'Autorità ritiene pertanto opportuno considerare la definizione degli intervalli di fattibilità come un ordine di dispacciamento vero e proprio e definire opportuni corrispettivi qualora l'intervallo non sia rispettato a causa di uno sbilanciamento effettivo e qualora non siano già applicati corrispettivi ricadenti nei casi precedenti, per il mancato rispetto di ordini per quantità in vendita o in acquisto. In particolare, si ritiene necessario disincentivare le deviazioni al di fuori dell'intervallo di fattibilità, qualora lo sbilanciamento effettivo dell'unità sia discorde dal segno della zona, prevedendo un corrispettivo di restituzione per la quota parte che eccede l'intervallo di fattibilità pari al valore assoluto della differenza tra il prezzo di sbilanciamento e il prezzo del mercato del giorno prima della zona in cui è ubicata l'unità.

È da notare come l'applicazione di questo corrispettivo possa includere i casi in cui un'unità abilitata non riceva ordini di dispacciamento in acquisto o in vendita da parte del gestore di rete, pur essendo determinante per il soddisfacimento di uno o più vincoli di sistema. Infatti, l'assenza di quantità in acquisto o in vendita sul mercato per il servizio di dispacciamento, non significa che il programma dell'unità non sia indispensabile per l'esercizio sicuro del sistema, poiché una deviazione da tale programma potrebbe comportare la violazione di uno o più vincoli che, al contrario, il programma definito contribuiva implicitamente a soddisfare. È presumibile che, qualora le misure per il coordinamento tra MSD e il mercato *intraday* all'ora h-1 saranno pienamente implementate, tale unità avrà un intervallo di fattibilità definito e pertanto il corrispettivo appena discusso fornirà il corretto incentivo al rispetto dei vincoli di sistema.

- 3.7 In generale, fatti salvi i casi discussi in precedenza, in cui lo sbilanciamento è in violazione a uno specifico ordine di dispacciamento o a un intervallo di fattibilità definito dal gestore di rete, l'applicazione del meccanismo *single pricing* prevede che lo sbilanciamento discorde al segno del sistema non sia più penalizzato dal prezzo duale, ma valorizzato al prezzo dell'energia di bilanciamento, con un potenziale margine di guadagno, così come avviene oggi per le unità non abilitate. In linea con i principi stessi del meccanismo *single pricing*, l'Autorità non ritiene

necessario penalizzare ulteriormente tale situazione. Infatti, fermi restando i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, già stabiliti dall’Autorità per la definizione dei programmi, e assicurato il rispetto degli ordini di dispacciamento, il meccanismo di calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento dovrebbero essere sufficienti ad incentivare una corretta programmazione e il rispetto dei programmi stabiliti<sup>17</sup>.

*Q.3: Si condividono gli orientamenti dell’Autorità in merito all’applicazione di ulteriori corrispettivi per unità abilitate e non abilitate, necessari per la tutela del sistema?*

#### **4. PROSSIMI PASSI**

4.1 Per garantire coerenza con le tempistiche e i principi generali della metodologia ACER, del regolamento Balancing e del Regolamento Elettrico, l’Autorità ritiene necessario implementare, a partire dal 15 gennaio 2022, secondo la tempistica di attuazione richiesta dalla metodologia ACER, tutti gli interventi identificati nei capitoli 2 e 3, ad eccezione della proposta di aggregazione dinamica delle aree di prezzo di sbilanciamento, per la quale si ritiene opportuno prevedere un transitorio di implementazione. Tra gli interventi di immediata applicazione vi sono quindi:

- l’armonizzazione del meccanismo *single pricing*, da applicare indiscriminatamente a tutte le tipologie di unità, superando quindi il prezzo duale delle unità abilitate e il meccanismo di perequazione all’interno delle bande per le rinnovabili non programmabili;
- il calcolo del prezzo di sbilanciamento, come media dei prezzi di tutte le offerte attivate per bilanciamento nella direzione opposta al segno del sistema, in linea con le condizioni limite fissate dall’art. 55 del regolamento *Balancing*, e la definizione del valore delle attivazioni evitate;
- l’adeguamento degli ulteriori corrispettivi per unità abilitate e non abilitate, per neutralizzare l’arbitraggio macrozonale e il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento.

4.2 Per quanto riguarda l’implementazione dell’aggregazione dinamica delle aree di prezzo di sbilanciamento, in coerenza con i reali scambi di energia di bilanciamento che si verificano tra le zone di mercato, si ritiene opportuno prevedere una prima fase per identificare la metodologia di aggregazione e prevedere un adeguato periodo di test in parallelo, durante il quale vengano resi disponibili i risultati degli aggregati di aree e i corrispondenti prezzi di sbilanciamento, come strumenti di analisi *what if*. Come cronoprogramma di implementazione, l’Autorità ritiene ragionevole richiedere a Terna la definizione di una metodologia di aggregazione

---

<sup>17</sup> Strategie di sbilanciamento volontario nella direzioni non aggravante scontano comunque il rischio di previsione del segno stesso

dinamica delle aree di prezzo di sbilanciamento, da trasmettere all’Autorità, previa opportuna consultazione con gli operatori, della durata minima di un mese, entro maggio 2022. Si ritiene inoltre opportuno che Terna conduca la fase di test nel secondo semestre del 2022, in modo da consentire la piena attuazione della metodologia da gennaio 2023.

- 4.3 In fase di prima attuazione, prima della piena implementazione dell’aggregazione dinamica, si intende proseguire con l’attuale meccanismo di aggregazione statica che prevede due aggregati di aree di prezzo di sbilanciamento pari rispettivamente alla macrozona Nord e alla macrozona Sud. Al fine di evitare l’introduzione di un periodo intermedio durante il quale non trovino applicazione né le macrozone statiche né la richiamata aggregazione dinamica, il che comporterebbe ulteriori difficoltà operative per Terna e i BRP, si ritiene necessario continuare a prevedere le macrozone statiche fino alla piena implementazione dell’aggregazione dinamica ai fini del calcolo del segno e del prezzo di sbilanciamento.

Q.4: *Si condividono, in generale, gli orientamenti dell’Autorità sulla riforma della disciplina degli sbilanciamenti, in attuazione del quadro regolatorio europeo?*

Q.5: *Si condivide il cronoprogramma identificato dall’Autorità per la riforma della disciplina degli sbilanciamenti in attuazione del quadro europeo?*