



**REGOLE TECNICHE PER IL TRASFERIMENTO DELLE
PARTITE ECONOMICHE RELATIVE AI CORRISPETTIVI
DI SBILANCIAMENTO, ALLE OFFERTE ACCETTATE
SUL MERCATO INFRAGIORNALIERO E AI
CORRISPETTIVI DI NON ARBITRAGGIO**

Marzo 2021

Sommario

Premessa.....	3
Introduzione.....	4
Definizioni.....	6
1. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	8
1.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	8
1.2. Obblighi informativi per gli operatori titolari di unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	16
1.3. Trasferimento del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili	21
2. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili	24
2.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamenti alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili	24
2.2. Trasferimento dei corrispettivi del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili	27
3. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione non rilevanti programmabili	31
3.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili con potenza nominale maggiore di 1 MW	32
3.2. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale	34
4. Conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamento	38
5. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale	39
5.1. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione rilevanti non programmabili	40
5.2. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione non rilevanti non programmabili	41
5.3. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione non rilevanti programmabili	42

Premessa

L'aggiornamento delle Regole Tecniche del GSE è relativo alle modifiche di cui la deliberazione 103/2019/R/eel relativamente all'introduzione della zona di mercato Calabria (CALA) e allo spostamento della regione Umbria dalla zona Centro Nord (CNOR) alla zona di Centro Sud (CSUD) con soppressione del polo di produzione limitata di Rossano, e alle modifiche introdotte al codice di rete con la deliberazione 344/2020/R/EEL relativamente alla definizione dei criteri per la modifica dei programmi post-MI delle unità di produzione non abilitate al MSD e non rilevanti in caso di invio di ordini di limitazione e/o azzeramento della produzione da parte di Terna, consentendo l'aggiornamento del programma definito in esito ai mercati dell'energia sulla base dei dati di misura.

Il GSE si riserva la facoltà di aggiornare periodicamente le regole di trasferimento dei suddetti corrispettivi e delle modalità di attribuzione degli oneri/ricavi per la partecipazione ai mercati infragiornalieri applicate alle unità di produzione RID e TFO, anche a seguito di modifiche del quadro normativo e regolatorio.

Introduzione

L'Autorità, con le deliberazioni 444/2016, 800/2016 e 419/2017/R/eel che modificano l'Allegato A della deliberazione n. 111/06, ha introdotto delle nuove modalità di valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi nell'ambito del servizio di dispacciamento, nonché il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale.

Per quanto riguarda la valorizzazione degli oneri di sbilanciamento¹, si riportano di seguito le principali novità introdotte già a partire da agosto 2016:

- per il periodo compreso tra agosto 2016 ad agosto 2017, i corrispettivi di sbilanciamento:
 - per le unità di produzione non abilitate ai servizi di dispacciamento, diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili, sono valorizzati con il meccanismo “*single-dual pricing*”, introdotto con le deliberazioni 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel; tali modalità erano state anche oggetto di una precedente consultazione delle regole tecniche da parte del GSE;
 - per le unità di alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, possono essere valorizzati al *single pricing* per l'intera energia sbilanciata, oppure è possibile aderire al regime alternativo previsto dalla delibera 522/2014/R/eel;
- per il periodo a decorrere da settembre 2017, i corrispettivi di sbilanciamento sono valorizzati, per tutte le unità di produzione, con il meccanismo “*single pricing*” di cui alla deliberazione 419/2017/R/eel, ripristinando di fatto le modalità operative specificate nelle regole tecniche già vigenti prima dell'entrata in vigore delle deliberazioni 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel.

Nel dettaglio, per il periodo compreso tra agosto 2016 ad agosto 2017, i corrispettivi di sbilanciamento:

- per le unità di produzione non abilitate ai servizi di dispacciamento, diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili, sono valorizzati con il meccanismo *single-dual pricing* che prevede:
 - una banda standard pari a $\pm 15\%$ del programma vincolante modificato e corretto (con banda standard complessiva che raggiunge il 30%);
 - l'applicazione, all'interno della banda, della valorizzazione degli sbilanciamenti oggi in vigore con un prezzo indipendente dal segno dello sbilanciamento della singola unità (ciò significa che all'interno della banda valgono ancora le regole finora applicate mediante il cosiddetto *single pricing*);
 - l'applicazione, all'esterno della banda, del prezzo zonale del Mercato del Giorno Prima in caso di sbilanciamento discorde rispetto all'andamento della macrozona, e del prezzo medio delle offerte accettate nel Mercato del Bilanciamento per bilanciare il sistema, in caso di sbilanciamento concorde (quindi, al di fuori della banda, gli sbilanciamenti sono valorizzati a *dual pricing*);

¹ Con riferimento all'entrata in esercizio di nuovi impianti, il “Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” di Terna prevede un periodo di collaudo, pari al massimo a 180 giorni, per le nuove unità di produzione. In questi casi l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento è valorizzata al prezzo zonale MGP.

- per le unità di produzione rilevanti e non, alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, è possibile optare per la valorizzazione al *single pricing* per l'intera energia sbilanciata, o di aderire al regime alternativo previsto dalla delibera 522/2014/R/eel, basato su bande, differenziate per fonte, all'interno delle quali lo sbilanciamento è valorizzato al prezzo del mercato del giorno prima con l'applicazione di una componente perequativa che tiene conto dello sbilanciamento complessivo di tutte le unità che hanno aderito a tale regime, e all'esterno delle quali lo sbilanciamento è valorizzato al *single pricing*.

Nelle more di una revisione completa della regolazione del servizio di dispacciamento con la delibera 419/2017/R/eel, l'Autorità ha introdotto:

- a decorrere dall'1 settembre 2017:
 - la nuova metodologia di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulle misure degli scambi interzonali e con l'estero;
 - il ripristino del meccanismo "*single pricing*" per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi delle unità non abilitate, in maniera coerente con l'introduzione della nuova metodologia del calcolo del segno;
- a decorrere dall'1 luglio 2017:
 - il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale da applicarsi agli sbilanciamenti relativi alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate, al fine di eliminare le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale e dei prezzi di mercato determinati a livello zonale.

Definizioni

Mercato del Giorno Prima (MGP): Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante del giorno successivo.

Mercato Infragiornaliero (MI): Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascun periodo rilevante, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD): Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi.

Macrozona: aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei Prezzi di vendita. le macrozone sono: macrozona Nord (comprendente la zona Nord) e macrozona Sud (comprendente le rimanenti zone, ivi inclusi i poli di produzione limitata).

Prezzo macrazonale (P_{macr}): prezzo macrozonale nella macrozona in cui è localizzato il punto di dispacciamento riferito al periodo rilevante considerato, calcolato in ciascuna macrozona, come media pesata dei prezzi zionali ponderata sui programmi vincolanti di prelievo in ciascuna zona appartenente alla macrozona considerata.

Prezzo medio MSD di acquisto: $P_{\text{medio}}(MSD_{\text{acq}}, RR_{\text{acq}})$ è la media dei prezzi di valorizzazione delle offerte di acquisto accettate con verso decremento di tipo Altri Servizi nel mercato di bilanciamento e delle offerte di acquisto accettate sulla Piattaforma RR nella macrozona di riferimento, ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante h.

Prezzo medio MSD di vendita: $P_{\text{medio}}(MSD_{\text{ven}}, RR_{\text{ven}})$ è la media dei prezzi di valorizzazione delle offerte di vendita accettate con verso incremento di tipo Altri Servizi nel mercato di bilanciamento e delle offerte di vendita accettate sulla Piattaforma RR nella macrozona di riferimento, ponderata per le relative quantità, nel medesimo periodo rilevante h.

PVMC: Programma vincolante modificato e corretto negoziato nell'ambito degli attuali Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infragiornalieri (MI) per ciascun punto di dispacciamento. Il programma tiene conto degli eventuali ordini di dispacciamento imposti da Terna, ivi inclusi gli ordini di dispacciamento impartiti ai fini della sicurezza alle unità di produzione e può essere rivisto fino in prossimità del tempo reale.

Periodo rilevante (per MGP e MI): Periodo temporale cui deve essere riferita la singola offerta sul mercato elettrico (ora h).

Sbilanciamento fisico assoluto: Differenza in valore assoluto, a livello orario, tra le effettive immissioni e i programmi finali di immissione (PVMC) di una unità di produzione.

TFO: regime commerciale della tariffa fissa omnicomprensiva di cui alla delibera 343/2012/R/efr, 404/2016/R/efr e 341/2019/R/EFr riconosciuta dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione aderenti ai regimi di incentivazione di cui ai decreti interministeriali 5 maggio 2011, 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

RID: regime commerciale del ritiro dedicato regolato ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica sono state introdotte dalla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07.

CIP6: regime commerciale regolato ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99.

SSP: regime commerciale dello scambio sul posto, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche sono disciplinate dal Testo integrato per lo scambio sul posto (TISP) di cui alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08.

TO: regime commerciale della tariffa omnicomprensiva, le cui modalità e condizioni tecnico-economiche sono disciplinate dalla deliberazione dell'Autorità 12 gennaio 2009, ARG/elt 01/09, in attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008.

1. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

1.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

Per ciascuna unità di produzione rilevante RID/TFO, il GSE determina, per ogni punto di dispacciamento, la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_{i,h} = (C_{i,h}^{sbil} - P_{i,h}^Z * Sbil_{i,h})$$

dove:

- $OS_{i,h}$ = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esimo punto di dispacciamento;
- $C_{i,h}^{sbil}$ = corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna all'i-esimo punto di dispacciamento nell'ora h, ai sensi dell'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- $P_{i,h}^Z$ = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade l'i-esimo punto di dispacciamento per l'ora h;
- $Sbil_{i,h}$ = sbilanciamento effettivo attribuito dal GSE all'i-esimo punto di dispacciamento nell'ora h.

Si definisce “quota residua puntuale”, relativa all'i-esimo punto di dispacciamento, la somma algebrica, determinata su base mensile, delle quote residue del corrispettivo orario di sbilanciamento:

$$OS_i = \sum_{h=1}^n OS_{i,h}$$

Le quote residue ottenute puntualmente vengono redistribuite attraverso l'applicazione di un algoritmo di aggregazione, al fine di sfruttare meccanismi di compensazione tra singole unità di produzione. Tale aggregazione, resa possibile grazie al ruolo del GSE come controparte centrale, permette di ridurre le differenze di quote residue pro-capite di corrispettivi di sbilanciamento che si realizzano in capo alle diverse unità di produzione. L'algoritmo sarà, dunque, tanto più efficace quanto maggiore sarà il numero di unità di produzione ricompresi nell'aggregato, anche in virtù della compensazione resa possibile a livello macro zonale dalla nuova regolazione introdotta dall'Autorità con la deliberazione 525/2014/R/eel, che ha stabilito che ai fini della determinazione dei prezzi di sbilanciamento effettivo di cui all'articolo 40 dell'Allegato A della deliberazione 111/06, le macrozone A, B, C, D e Continente siano sostituite con le macrozone NORD e SUD.

I criteri di attribuzione e compensazione dei corrispettivi di sbilanciamento prevedono di tenere conto sia di una componente di compensazione fisica degli sbilanciamenti, correlata quindi agli sbilanciamenti fisici

imputabili a ciascuna unità di produzione, sia di una componente di compensazione meramente economica, indipendente dagli sbilanciamenti, associabile ai prezzi dei mercati dell'energia (MGP e MSD) e al segno dell'aggregato macrozonale, che incidono sulla determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento.

L'algoritmo prevede un'aggregazione distinta per ogni fonte primaria (ad esempio: idroelettrica ad acqua fluente, eolica, fotovoltaica). All'interno di ciascuna fonte, la quota residua da trasferire alla singola unità di produzione i , viene definita dalla seguente combinazione lineare:

$$OS_i^{TR} = s * OS_{MOD_i} + (1 - s) * \widetilde{OS}_i$$

dove:

- s è il *coefficiente di stabilizzazione* pari a 0.5;
- OS_{MOD_i} è la *quota residua stabilizzata* relativa all'unità i -esima calcolata con il meccanismo di stabilizzazione descritto alla lettera a) del presente paragrafo;
- \widetilde{OS}_i è la *quota residua perequata* relativa all'unità i -esima calcolata con il meccanismo di perequazione descritto alla lettera b) del presente paragrafo.

Il valore del coefficiente di stabilizzazione potrà essere aggiornato periodicamente (tipicamente di anno in anno), sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo. Il GSE si riserva comunque di rivedere il periodo di applicazione del coefficiente di stabilizzazione fornendo opportuna informazione ai produttori mediante il proprio portale internet.

a) Meccanismo di stabilizzazione

Il meccanismo di stabilizzazione permette di parametrizzare la quota residua relativamente ad ogni singola fonte primaria, tenendo conto di un indice di prevedibilità, rappresentato dallo *sbilanciamento fisico assoluto* della singola unità di produzione rispetto allo sbilanciamento fisico assoluto complessivo di tutte le unità di produzione appartenenti alla stessa fonte. La quota residua risultante sarà dunque proporzionale allo sbilanciamento fisico assoluto prodotto dall'unità di produzione nel mese di riferimento e indipendente dall'energia immessa in rete.

A partire dalla definizione della quota residua oraria, per una determinata fonte f , il GSE determina la quota residua totale come:

$$OS_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n OS_{k,h}$$

dove:

- j_f = numero di unità di produzione rilevanti di fonte f ;
- n = numero di ore mensili.

Tale valore viene calcolato per fonte primaria, in modo da applicare l'algoritmo di stabilizzazione per ciascuna fonte distintamente e indipendentemente dalla zona di appartenenza dell'unità di produzione.

Tanto premesso non esclude che il GSE possa definire, ai fini dell'ottimizzazione nella gestione del trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento ai singoli operatori, criteri diversi di aggregazione, come ad esempio per zona, zona/fonte, unico aggregato, sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo, previa rendicontazione periodica all'Autorità dei risultati ottenuti dall'applicazione del nuovo regime, con relativo periodo di preavviso agli operatori.

La quota residua di ciascuna unità di produzione i , derivante dall'applicazione del meccanismo di stabilizzazione, viene definita OS_{MOD_i} ed è calcolata come segue:

$$OS_{MOD_i} = OS_{TOT} * \pi_i$$

dove π_i è l'*indice di prevedibilità dell'unità di produzione*. Esso è un indice compreso tra 0 e 1 e rappresenta l'errore previsionale indotto, tra l'altro, dalle caratteristiche strutturali e tecniche di ciascuna unità di produzione, oltre che dalla più o meno corretta e tempestiva comunicazione da parte degli operatori al GSE dei dati di indisponibilità ai fini delle sessioni di mercato. Pertanto una migliore comunicazione dei dati di propria competenza al GSE verrà utilizzata, nella previsione, a beneficio degli operatori stessi.

L'*indice di prevedibilità* dell'unità di produzione i è definito nel modo seguente:

$$\pi_i = \frac{\sum_{h=1}^n |Sbil_{i,h}|}{\sum_{k=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n |Sbil_{k,h}|}, \quad k = 1, \dots, i, \dots, j_f$$

dove:

- k è l'indice delle unità di produzione appartenenti alla stessa fonte f
- j_f è il numero di unità di produzione rilevanti di fonte f
- n è il numero di ore mensili

Tanto più la previsione per l'unità di produzione i si è dimostrata efficace, tanto più l'indice di prevedibilità tende a zero. Viceversa, tanto più la previsione per l'unità di produzione i è incerta, tanto più l'indice di prevedibilità si approssima ad 1, raggiungendo tale valore nel caso in cui l'impianto i sia il solo responsabile dello sbilanciamento complessivo della fonte.

b) Meccanismo di perequazione

Il meccanismo di perequazione ha l'obiettivo di ridurre il divario tra il valore minimo e massimo delle quote residue di sbilanciamento relative alle singole unità di produzione alimentate dalla fonte f , facendole tendere verso un valore medio, in modo tale da ridurre il rischio associato all'attribuzione dei corrispettivi di sbilanciamento.

È evidente l'opportunità di introdurre un sistema di perequazione dei corrispettivi dello sbilanciamento che compensi le differenze di costo dovute a fattori non tipicamente soggetti al controllo dell'unità di produzione e del suo titolare (quali il prezzo zonale di vendita MGP, i prezzi medi di acquisto e vendita MSD e il segno dell'aggregato macrozonale), mantenendo inalterati tuttavia gli stimoli all'efficienza ed all'efficacia delle attività di supporto di natura previsionale.

La perequazione viene applicata sulle quote residue unitarie delle unità di produzione appartenenti alla stessa fonte f indipendentemente dalla zona di appartenenza dell'unità.

Come già specificato nella lettera a) del presente paragrafo, il GSE può definire diversi criteri di aggregazione, come ad esempio per zona, zona/fonte, unico aggregato.

Sia mis_i la *misura* dell' i -esima unità di produzione e $mis_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} mis_k$ la sommatoria delle misure di ciascuna unità di produzione, relativa alla medesima fonte f , e OS_{TOT}^* la quota residua delle unità di produzione RID rilevanti, come definita nel precedente paragrafo, al netto della somma delle quote residue relative alle unità di produzione aventi misura nulla (\widehat{OS}_{TOT}):

$$OS_{TOT}^* = OS_{TOT} - \widehat{OS}_{TOT}$$

Si definisce quota residua unitaria il rapporto

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

e, per ogni unità i :

$$OS_{unit_i} = \frac{OS_i}{mis_i}$$

(tale definizione non è applicabile per le unità di produzione i aventi mis_i pari a 0).

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola unità, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione (AP_i), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{k=1}^{j_f} OS_k = \sum_{k=1}^{j_f} (OS_k - AP_k)$$

essendo j_f il numero di unità di produzione rilevanti di fonte f . La somma di tutti gli ammontare di perequazione deve essere dunque pari a 0.

L'ammontare di perequazione (AP_i), per ogni unità di produzione rilevante i , viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie, trasferendo a ciascun produttore RID/TFO importi la cui quota unitaria sia più vicina alla quota residua unitaria media:

$$AP_i = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_i = 0 \\ \left[\sigma(OS_{unit_i} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_i} - OS_{unit}}{j_f} \right] * mis_i & \text{se } mis_i \neq 0 \end{cases}$$

dove:

- il parametro σ è compreso tra 0 e 1;
- j_f è il numero di unità di produzione rilevanti di fonte f .

La quota residua di ciascuna unità di produzione rilevante i , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita \widetilde{OS}_i ed è calcolata come segue:

$$\widetilde{OS}_i = OS_i - AP_i$$

Si segnala che nel caso in cui σ sia posto pari a 1 si ottiene il caso per il quale le quote residue unitarie di ciascun produttore, avente misura diversa da 0, coincidono e risultano pari a OS_{unit} e la quota residua perequata dipende solamente dalla misura immessa dalla singola unità di produzione. Si fa presente che il meccanismo descritto prevede di trasferire puntualmente le quote residue relative alle unità di produzione con misura pari a 0 (AP_i pari a 0).

Al fine rendere meno volatile il valore di quota residua unitaria mensile, il GSE fissa pari a 0,5 il valore del *coefficiente di stabilizzazione* (s) e pari a 1 il valore *del parametro di perequazione* (σ), lasciandosi altresì la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

Si specifica inoltre che il GSE comunicherà a Terna il regime di prezzo da applicare per ciascuna unità rilevante in merito alla valorizzazione dello sbilanciamento, secondo un criterio volto alla minimizzazione del rischio di prezzo di sbilanciamento di portafoglio.

Si fa presente che per la regolazione delle partite commerciali definite in fase di conguaglio si prevede di seguire le medesime tempistiche previste dal *TIS - Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement)* (ARG/elt 107/09).

Procedura di ammissione e sospensione dall'algoritmo di aggregazione

Si prevede di utilizzare una *procedura di ammissione* al portafoglio di unità di produzione partecipanti all'algoritmo di aggregazione dei corrispettivi di sbilanciamento. Tale procedura è rivolta alle unità di produzione rilevanti eoliche² che, provenendo dal Mercato Libero, sottoscrivono una convenzione RID con il GSE. Tali unità di produzione vedranno in principio trasferirsi puntualmente la quota residua ad esse attribuibile sino all'ammissione al portafoglio delle unità di produzione eoliche gestite dal GSE. La procedura di ammissione al portafoglio di unità di produzione eoliche gestite dal GSE si rende necessaria al fine di inizializzare il modello previsionale e di valutarne l'affidabilità sulla base delle informazioni comunicate dall'operatore, per evitare che eventuali inefficienze dei modelli previsionali e/o comunicazioni incomplete o errate da parte degli operatori vadano ad influenzare i corrispettivi di sbilanciamento del portafoglio di unità di produzione gestite in modo aggregato. Il criterio sotteso alla scelta di applicazione di tale procedura, è quindi garantire i partecipanti all'aggregato dal punto di vista dell'omogeneità della qualità delle previsioni effettuate dal GSE.

Per permettere che la previsione raggiunga determinati standard qualitativi definiti dal GSE, si ritiene necessario un periodo, al più di 30 giorni, durante il quale l'operatore di unità di produzione provenienti dal Mercato Libero dovrà inviare un proprio programma di produzione. Tale programma potrà essere offerto dal GSE e utilizzato per il calcolo del corrispettivo di sbilanciamento, il quale verrà trasferito puntualmente all'operatore.

Trascorso il periodo al più di 30 giorni, una Commissione interna al GSE valuterà, sulla base di criteri oggettivi e indici prestabiliti di seguito illustrati, l'opportunità di ammettere l'unità di produzione all'algoritmo di aggregazione per il trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento. Il periodo di 30 giorni decorre dal momento in cui il GSE ritiene completata in modo esaustivo la trasmissione da parte dell'operatore dei dati necessari all'inizializzazione dei propri sistemi di previsione. I criteri che dovranno essere valutati in merito alla previsione del GSE ai fini dell'ammissione all'algoritmo di aggregazione sono i seguenti:

- indice *NRMSE* (Normalized Root Mean Square Error)³ mensile $\leq 20\%$,

² Date le caratteristiche e le tempistiche di addestramento dei modelli previsionali del GSE.

³ *NRMSE* è un indice utilizzato per valutare la qualità delle previsioni di energia elettrica. Esso è definito come:

$$NRMSE = \frac{1}{P_{nom}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{h=1}^n (Prog_h - Mis_h)^2}$$

dove P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto, $Prog_h$ il programma all'ora h , Mis_h la misura all'ora h ed n il numero di ore del periodo di riferimento.

- differenza tra $NRMSE_i$ (relativo all'unità di produzione i oggetto della procedura di ammissione) e la media dei valori di $NRMSE$ delle unità di produzione appartenenti all'aggregato $\leq 10\%$,
- definite le “*ore equivalenti di sbilanciamento*” come il rapporto tra l'energia sbilanciata in un mese in valore assoluto (MWh) e la potenza installata che ha generato lo sbilanciamento, le ore equivalenti di sbilanciamento calcolate per la singola unità devono essere inferiori alla media delle ore equivalenti di sbilanciamento dell'intero aggregato, maggiorata del 10%.

La valutazione sulla partecipazione all'algoritmo di aggregazione dell'unità di produzione esaminata, terrà conto anche del contributo, positivo o negativo, che il suo ingresso porta allo sbilanciamento dell'intero aggregato.

La stessa unità di produzione, nel caso di non ammissione all'aggregato, potrà essere rivalutata dalla Commissione interna al GSE nel mese successivo. Il GSE fornirà all'operatore evidenza degli esiti della valutazione e di eventuali fattori correttivi da apportare ai fini del successivo ciclo di valutazione. L'ammissione all'aggregato delle unità di produzione sarà valida dal primo giorno del mese successivo a quello di valutazione positiva.

Nel contempo, per tutte le unità di produzione che già partecipano all'algoritmo di aggregazione, verrà monitorato il livello di prestazione della previsione al fine di effettuare valutazioni sull'opportunità di “sospendere” momentaneamente la partecipazione di una singola unità di produzione all'aggregazione dei corrispettivi di sbilanciamento.

Pubblicazione mensile dei corrispettivi di sbilanciamento

Al fine di consentire al produttore di verifica il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE, ad ogni unità rilevante RID/TFO, pubblicherà mensilmente, su apposito portale informatico accessibile tramite proprie credenziali, le seguenti informazioni:

- soglia;
- flag UP in collaudo;
- PVMC (MWh) orario dell'Unità di Produzione, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infragiornalieri (MI), nel mese di riferimento;
- energia immessa oraria dell'unità di produzione, nel mese di riferimento (MWh);
- prezzo valorizzazione offerte vendita MGP (Euro/MWh);
- prezzo medio offerte vendita MSD (Euro/MWh);
- prezzo medio offerte acquisto MSD (Euro/MWh);
- segno sbilanciamento dell'aggregato zonale per ora.

In caso di applicazione dell'algorithmo di aggregazione descritto nello scenario 2, il GSE provvederà anche alla pubblicazione di:

- quota Residua stabilizzata;
- quota Residua perequata;
- coefficiente di stabilizzazione;
- coefficiente di perequazione.

1.2. Obblighi informativi per gli operatori titolari di unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

Informazioni a supporto della inizializzazione dei sistemi di previsione

Al fine di inizializzare nel modo più efficiente ed efficace il sistema di previsione per ciascuna delle unità di produzione rilevanti, qualora non siano già in possesso del GSE, i titolari di ciascuna delle suddette unità devono fornire un insieme minimo di informazioni specifico per le varie tipologie di fonte, il cui contenuto è illustrato nel seguito.

Per Tutte le fonti

Tabella 1: Dati anagrafici

Nome campo	Formato	Descrizione
Unità di produzione	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
Latitudine impianto	Decimale	Latitudine dell'impianto (di un punto rappresentativo) espressa in formato decimale
Longitudine impianto	Decimale	Longitudine dell'impianto (di un punto rappresentativo) espressa in formato decimale
Codice comune	Numerico	È il codice attribuito dall'ISTAT al Comune dove è ubicato l'impianto

Tabella 2: Serie storiche dati di produzione

Nome campo	Formato	Descrizione
Data	gg/mm/aaaa	Data cui si riferisce il campione.
Ora	1..24	Ora cui si riferisce il campione.
Gruppo di generazione	Codice alfanumerico	È il codice identificativo del gruppo di generazione cui si riferiscono i dati (aerogeneratore, campo fotovoltaico connesso allo stesso inverter, generatore elettrico di un impianto idroelettrico).
Potenza	Numerico	Potenza media erogata nel periodo di riferimento dal singolo gruppo di generazione.
Fonte primaria	Numerico	Dato di fonte primaria nell'ora in esame (irraggiamento orario W/mq – velocità del vento m/s – flusso idrico mc/s) nel punto di ubicazione dell'impianto.

Tabella 3: Serie storica dati Indisponibilità

Nome campo	Formato	Descrizione
Unità di produzione	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
data inizio evento	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
ora inizio evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
data fine evento	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
ora fine evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
Potenza	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW durante il periodo di inizio e fine evento

Per le serie storiche il periodo di riferimento è minimo 24 mesi. Il GSE si riserva di estendere totalmente o parzialmente le richieste di tali informazioni e quelle contenute nei paragrafi successivi anche ai titolari di unità di produzione non rilevanti.

Informazioni di indisponibilità dell'impianto a supporto della programmazione

Al fine di assicurare che il programma predisposto per le unità di produzione rilevanti sia il più aderente possibile alla realtà e che i dati di produzione consuntivati vengano interpretati correttamente durante il processo di addestramento dei sistemi di previsione, è necessario che i referenti tecnici delle varie unità di produzione diano comunicazione al GSE, attraverso un portale informatico appositamente predisposto o attraverso altri strumenti specifici per i dispositivi mobili e secondo le modalità indicate nel documento DTF, delle indisponibilità che di volta in volta interessano le unità di propria competenza.

In particolare, sono previste due modalità di trasmissione delle indisponibilità: una modalità, detta semplificata (MS nel seguito) che è orientata al miglioramento delle previsioni per le attività di mercato; una modalità detta completa (MC nel seguito) che serve a consuntivare in modo definitivo le indisponibilità occorse il mese precedente al fine di poter addestrare meglio i sistemi previsionali.

Tali modalità di trasmissione non sono tra loro alternative ossia è necessario comunicare tempestivamente al GSE le indisponibilità che intervengono sull'unità di produzione attraverso MS e consuntivare una volta al mese, tutte le indisponibilità occorse il mese precedente attraverso la MC.

Nello specifico,

- MS è caratterizzata da una tempistica di trasmissione in linea con il verificarsi degli eventi che interessano le unità di produzione e da un contenuto informativo leggero.
Essa è orientata a favorire una rapida azione da parte della Sala Mercato del GSE per l'eventuale correzione delle offerte su MGP e sui vari MI in prossimità degli orari di chiusura delle sessioni.
- MC consente di quadrare a livello di consuntivo mensile, le informazioni trasmesse nella prima modalità durante il mese precedente, specificando dettagli ulteriori (ad esempio, per indisponibilità legate ad impianti eolici, le turbine interessate), per consentire la corretta interpretazione dei dati di produzione misurati al fine dell'addestramento dei sistemi di previsione e valutare l'efficacia della comunicazione fornita in tempo reale.

Informazioni trasmesse in MS

Nella modalità semplificata è prevista la comunicazione al GSE da parte degli operatori e relativamente alle unità di produzione di propria competenza dei seguenti elementi:

Tabella 8: Informazioni da trasmettere in modalità semplificata

Nome campo	Formato	Descrizione
unità di produzione	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
data inizio evento	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
ora inizio evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
data fine evento	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
ora fine evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
potenza	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW

Sono ammesse comunicazioni aperte, riferite ad eventi di cui non si conosce a priori la tempistica di risoluzione.

Informazioni trasmesse in MC

Nella modalità completa è prevista la comunicazione al GSE (entro il decimo giorno successivo al mese di competenza) da parte degli operatori e relativamente alle unità di produzione di propria competenza, dei seguenti elementi per ciascuno degli eventi (eventualmente già comunicati in MS) che ha interessato nel mese precedente l'unità di produzione:

Tabella 9: Informazioni da trasmettere in modalità completa

Nome campo	Formato	Descrizione
unità di produzione	Codice alfanumerico	È il codice identificativo dell'unità di produzione cui il messaggio si riferisce, conosciuto al GSE e all'operatore (codice UP) (es. UP_ABCDEFG_1)
data inizio evento	gg/mm/aaaa	Data inizio dell'evento riportato
ora inizio evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di inizio dell'evento
data fine evento	gg/mm/aaaa	Data di fine dell'evento riportato, maggiore o uguale alla data inizio. Se non presente, l'evento rimane aperto e la comunicazione ha valore fino a quando non viene chiusa con un apposito messaggio.
ora fine evento	hh24:mi	Ora espressa in formato locale (quindi UTC+1 con DST) di fine dell'evento. Può essere non valorizzata (unitamente al campo data fine evento) in caso di eventi aperti.
potenza	Valore numerico eventualmente con decimali (separatore virgola)	Valore che esprime la potenza indisponibile complessiva relativa all'unità di produzione espressa in MW durante il periodo di inizio e fine evento

1.3. Trasferimento del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO rilevanti non programmabili

Per procedere all'individuazione dei controvalori di partecipazione ai mercati infragiornalieri da imputare alle unità rilevanti non programmabili RID/TFO il GSE provvederà dapprima ai conteggi relativi ad ogni fonte f , definibili come la sommatoria delle quantità accettate su MI, moltiplicate per la differenza tra il prezzo MI e il prezzo MGP.

In particolare, definito il controvalore per la partecipazione ai mercati infragiornalieri dell'unità i -esima come di seguito:

$$CNTR_MI_i = \sum_{h=1}^n Q_{MI_h} * (P_{MI_h} - P_{MGP_h})$$

Si determina il controvalore per fonte con:

$$CNTR_MI_f = \sum_{i=1}^{j_f} CNTR_MI_i = \sum_{i=1}^{j_f} \sum_{h=1}^n Q_{MI_{i,h}} * (P_{MI_{i,h}} - P_{MGP_{i,h}})$$

dove:

- $Q_{MI_{i,h}}$ = quantità accettate sui mercati infragiornalieri, nel periodo rilevante h , relative alla unità i -esima i , che appartiene alla fonte f ;
- $P_{MGP_{i,h}}$ = prezzo di vendita dell'energia elettrica nel periodo rilevante h , nella zona in cui ricade l'unità i -esima i ;
- $P_{MI_{i,h}}$ = prezzo in esito alla sessione di mercato infragiornaliero per il periodo rilevante h , nella zona in cui ricade l'unità i -esima i ;
- n = numero di periodi rilevanti relativi a offerte accettate sui mercati infragiornalieri per le unità j_f ;
- j_f = numero di unità di produzione rilevanti di fonte f .

Tale valore viene in seguito perequato, in maniera similare a quanto accade per i corrispettivi di sbilanciamento, ripartendolo tra le unità di produzione che appartengono alla stessa fonte f .

Perequazione del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri tra unità RID/TFO rilevanti non programmabili appartenenti alla stessa fonte

Sia $\overline{CNTR_MI}_f$ la media del controvalore per la partecipazione ai mercati infragiornalieri delle unità rilevanti appartenenti alla stessa fonte f, così definita:

$$\overline{CNTR_MI}_f = \frac{\sum_{i=1}^{J_f} CNTR_MI_i}{J_f}$$

dove $J_f =$ numero di unità di produzione rilevanti di fonte f

Il meccanismo di perequazione modifica il controvalore di partecipazione a MI relativo ad ogni singola unità, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione per MI denominato $APMI_i$, positivo o negativo, tale che:

$$\sum_{i=1}^{J_f} CNTR_MI_i = \sum_{i=1}^{J_f} (CNTR_MI_i - APMI_i)$$

L'ammontare di perequazione per ogni unità i, viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza dei controvalori di partecipazione a MI relativi alle unità rilevanti RID, appartenenti alla fonte f:

$$APMI_i = \left[\varepsilon (CNTR_MI_i - \overline{CNTR_MI}_f) + (1 - \varepsilon) \frac{CNTR_MI_i - \overline{CNTR_MI}_f}{J_f} \right]$$

dove il parametro ε è compreso tra 0 e 1, similmente a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento.

Il valore finale del controvalore di partecipazione a MI, determinato su base mensile e riferito allo stesso mese di competenza del trasferimento della quota residua, di ciascuna unità di produzione i, appartenente alla fonte f, derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definito VF_MI_i ed è calcolato come segue:

$$VF_MI_i = CNTR_MI_i - APMI_i$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione* ε , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo.

Il GSE, inoltre, si riserva in futuro di prevedere modalità di trasferimento dei valori di cui sopra, in modo tale da incentivare la corretta comunicazione dei periodi di indisponibilità da parte dei produttori di unità RID rilevanti. Tali meccanismi potranno essere identificati a valle delle analisi svolte dallo stesso GSE sui dati disponibili a consuntivo.

Pubblicazione mensile dei corrispettivi mercati infragiornalieri

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei controvalori MI, il GSE, ad ogni unità rilevante RID/TFO, pubblicherà mensilmente, su apposito portale informatico accessibile tramite credenziali, le seguenti informazioni:

- Codice UP
- Codice istanza
- Data
- Periodo rilevante (ora)
- Tipologia offerta (acquisto / vendita)
- Zona di mercato
- Sessione del mercato infragiornaliero di riferimento
- $Q_{MI_{i,h,s}}$
- $P_{MI_{z,h,s}}$
- $P_{MGP_{z,h}}$
- $CNTR_{MI_i}$
- $\overline{CNTR_{MI_f}}$
- numero di unità di produzione della stessa fonte (J_f) oggetto di trasferimento
- parametro ε
- VF_{MI_i}

2. Trasferimento dei corrispettivi alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili

2.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamenti alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili

Per procedere all'individuazione della quota residua da imputare alle tipologie commerciali RID e TFO, il GSE ha sviluppato un settlement specifico che determina, per ogni aggregato zonale, lo sbilanciamento fisico attribuibile alle tipologie commerciali RID e TFO e lo valorizza secondo l'applicazione di quanto riportato in delibera AEEGSI 111/06 in termini di disciplina degli sbilanciamenti.

Il GSE, per il suddetto calcolo, utilizza per ciascun regime commerciale RID e TFO, allocato all'interno del punto di dispacciamento zonale delle unità di produzione non rilevanti non programmabili, i seguenti dati:

- i consuntivi della misura, su base mensile, impiegati nella valorizzazione del bene di cessione dell'energia di ogni singola UP e aggregati per regime commerciale;
- i programmi di produzione aggregati ed utilizzati, nell'ambito dell'offerta, per singolo regime commerciale, e modificati in base alle movimentazioni su MSD e modulazioni in tempo reale da parte di Terna (attribuibili alle sole unità di produzione RID e TFO).

Sulla base delle suddette grandezze fisiche, il GSE determina lo sbilanciamento fisico dei regimi commerciali RID e TFO per ogni zona di mercato e applica su base oraria i corrispettivi di sbilanciamento determinati da Terna, valorizzando così la quota residua da trasferire alle singole unità di produzione nelle modalità in seguito riportate.

Il GSE esonera mensilmente dal trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento le unità RID e TFO per le quali non è stato erogato il corrispettivo di cessione dell'energia elettrica immessa in rete. Si prevedono, inoltre, delle fasi di conguaglio sia secondo le tempistiche riportate nel TIS - Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (settlement) sia secondo conguagli interni al GSE.

Calcolate le quote residue zonali OS_z associate allo sbilanciamento delle 7⁴ zone mercato relative alle unità di produzione non rilevanti RID e alle unità TFO, si procede con la ripartizione verso le singole unità, attraverso le seguenti fasi:

- *fase 1* – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato;
- *fase 2* – si provvede a ripartire puntualmente la quota residua, per ogni unità di produzione RID non rilevante e TFO.

⁴ Ai sensi della Delibera 103/19/R/eel che introduce la nuova zona di mercato CALA, a partire dalla competenza di gennaio 2021, risultano 7 le zone di mercato. Con riferimento ai conguagli per gli anni precedenti, sono mantenute le consuete 6 zone di mercato.

La previsione zonale aggregata dell'energia elettrica immessa in rete permette di attenuare i rischi in capo alle singole unità di produzione facenti parte della stessa zona di mercato, sfruttando meccanismi di compensazione.

Tanto premesso, ai fini dell'ottimizzazione nella gestione del trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento ai singoli operatori, il GSE si riserva la possibilità di definire criteri diversi di aggregazione, come ad esempio per fonte, zona/fonte, sulla base di analisi svolte sui dati di consuntivo, previa rendicontazione periodica all'Autorità dei risultati ottenuti dall'applicazione del nuovo regime, con relativo periodo di preavviso agli operatori.

Fase 1: Perequazione tra zone di mercato

Sia mis_z la misura relativa alla zona di mercato z e $mis_{TOT} = \sum_{z=1}^7 mis_z$ la sommatoria delle misure di ciascuna zona. Si definisce quota residua unitaria il rapporto:

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

dove OS_{TOT}^* è la quota residua totale OS_{TOT} , al netto della somma delle quote residue relative alle zone aventi misura nulla e, per ogni zona z :

$$OS_{unit_z} = \frac{OS_z}{mis_z}$$

(tale definizione non è applicabile per le zone z aventi mis_z pari a 0), con

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^7 OS_z$$

per $z = 1 \dots 7$ gli aggregati zonali di mercato.

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione (AP_z), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^7 OS_z = \sum_{z=1}^7 (OS_z - AP_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona z viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie relative alle 7 zone di mercato:

$$AP_z = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_z = 0 \\ \left[\sigma(OS_{unit_z} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_z} - OS_{unit}}{7} \right] * mis_z & \text{se } mis_z \neq 0 \end{cases}$$

dove il parametro σ è compreso tra 0 e 1.

La quota residua di ciascuna zona z , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita \widetilde{OS}_z ed è calcolata come segue:

$$\widetilde{OS}_z = OS_z - AP_z$$

Si segnala che nel caso in cui σ sia pari a 1 si ottiene il caso per il quale le quote residue unitarie di ciascuna zona coincidono e risultano pari a OS_{unit} . In questo caso la quota residua perequata dipende solamente dalla misura relativa alla singola zona di mercato.

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione* (σ), lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

Fase 2: Ripartizione puntuale della quota residua

Il trasferimento dei corrispettivi \widetilde{OS}_z alle singole unità di produzione RID non rilevanti e TFO per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione i nella zona z rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona z . In altri termini:

$$OS_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \times \widetilde{OS}_z$$

Pubblicazione mensile dei corrispettivi di sbilanciamento

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE, ad ogni unità non rilevante non programmabile RID/TFO, pubblicherà mensilmente, su apposito portale informatico accessibile tramite proprie credenziali, le seguenti informazioni:

- Soglia;
- Aggregazione del programma orario, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e Infra-giornalieri (MI) e modificati in base alle movimentazioni su MSD e modulazioni in tempo reale da parte di Terna e utilizzato per il calcolo della quota residua, per le unità RID e TFO non programmabili nel mese di riferimento per l'aggregato relativo all'unità;
- Aggregazione oraria della misura, per le unità RID/TFO non programmabili nel mese di riferimento per l'aggregato relativo all'unità;
- Energia immessa oraria impianto;
- Prezzo valorizzazione offerte vendita MGP (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte vendita MSD (Euro/MWh);
- Prezzo medio offerte acquisto MSD (Euro/MWh);
- Segno sbilanciamento aggregato zonale.

Le informazioni di testata conterranno invece:

- Ammontare di perequazione;
- Coefficiente di perequazione.

2.2. Trasferimento dei corrispettivi del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri alle unità di produzione RID/TFO non rilevanti non programmabili

Per procedere all'individuazione del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri da imputare alle tipologie commerciali RID e TFO, il GSE effettuerà prima i calcoli relativi ad ogni aggregato zonale data dalla sommatoria delle quantità accettate nelle varie sessioni dei MI, moltiplicate per la differenza tra il prezzo in esito ai MI e il prezzo in esito al MGP:

$$CNTR_MI_{TOT,Z} = \sum_{h=1}^n Q_{MI_{z,h}} * (P_{MI_{z,h}} - P_{MGP_{z,h}})$$

dove:

- $Q_{MI_{z,h}}$ = quantità accettate sui mercati infragiornalieri, nel periodo rilevante h e relative all'aggregato zonale z.
- $P_{MGP_{z,h}}$ = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona z in cui ricade l'aggregato zonale, nel periodo rilevante h;
- $P_{MI_{z,h}}$ = prezzo in esito alla sessione di mercato infragiornaliero nella zona z in cui ricade l'aggregato zonale, nel periodo rilevante h;
- n = numero di periodi rilevanti relativi a offerte accettate sui mercati infragiornalieri per l'aggregato zonale z.

Per stabilire il controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri da imputare alle sole unità RID e TFO, il GSE provvede a riproporzionare $CNTR_{MI_{TOT,Z}}$ per ogni zona di mercato z, tramite il rapporto tra i quantitativi previsti e offerti su MGP per i regimi commerciali RID e TFO, e il totale offerto per l'intero aggregato zonale:

$$CNTR_{MI_Z} = \frac{Q_{PREV_{RID,Z}}}{Q_{off_z}} * CNTR_{MI_{TOT,Z}}$$

dove:

- Q_{off_z} = quantità offerta su MGP, nel mese di competenza n, relativamente l'aggregato zonale delle unità non rilevanti non programmabili incluse nel contratto di dispacciamento del GSE e collocate nella zona z (tale quantità include quindi tutti i regimi commerciali gestiti dal GSE);
- $Q_{PREV_{RID,Z}}$ = quantità totale in esito ai sistemi previsionali del GSE per il mese n di competenza, relativamente le unità non rilevanti non programmabili RID e TFO collocate nella zona z offerta su MGP.

Prima di ripartire il risultato di tale operazione tra le singole unità di produzione RID e TFO, il GSE applica un meccanismo di perequazione tra le singole zone di mercato, in maniera analoga a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento, quindi:

- *fase 1* – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato per i corrispettivi di partecipazione ai mercati infragiornalieri;
- *fase 2* – si provvede a ripartire proquota misura i suddetti corrispettivi, per ogni unità di produzione RID non rilevante e TFO.

Fase 1: Perequazione tra zone di mercato del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri

Sia $\overline{CNTR_MI}$ la media dei controvalori per la partecipazione ai mercati infragiornalieri degli aggregati zonali, così definita:

$$\overline{CNTR_MI} = \frac{\sum_{z=1}^7 CNTR_MI_z}{7}$$

per $z = 1 \dots 7$ gli aggregati zonali di mercato.

Il meccanismo di perequazione modifica il controvalore di partecipazione a MI relativo ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione per MI denominato $APMI_z$, positivo o negativo, tale che:

$$\sum_{z=1}^7 CNTR_MI_z = \sum_{z=1}^7 (CNTR_MI_z - APMI_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona z viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza dei controvalori di partecipazione a MI relative alle 7 zone di mercato:

$$APMI_z = \left[\varepsilon (CNTR_MI_z - \overline{CNTR_MI}) + (1 - \varepsilon) \frac{CNTR_MI_z - CNTR_MI}{7} \right]$$

dove il parametro ε è compreso tra 0 e 1, similmente a quanto già esposto per i corrispettivi di sbilanciamento.

Il valore finale del contributo di partecipazione a MI di ciascuna zona z , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definito VF_MI_z ed è calcolato come segue:

$$VF_MI_z = CNTR_MI_z - APMI_z$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione* ε , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

Fase 2: Trasferimento puntuale del controvalore di partecipazione ai mercati infragiornalieri

Il trasferimento dei controvalori VF_MI_z , alle singole unità di produzione RID non rilevanti e TFO per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione i nella zona z rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona z . In altri termini:

$$VF_MI_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} * VF_MI_z$$

$VF_MI_i^{TR}$ viene determinato, in corrispondenza della determinazione della quota residua, per lo stesso mese di competenza.

Pubblicazione mensile dei controvalori di partecipazione ai mercati infragiornalieri

Al fine di rendere tracciabile il calcolo dei controvalori MI, il GSE, ad ogni unità non rilevante non programmabile RID e TFO, pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico, accessibile tramite credenziali, le seguenti informazioni:

- Codice impianto
- Codice istanza
- Data
- Periodo rilevante (ora)
- Tipologia offerta (acquisto / vendita)
- Zona di mercato
- Sessione del mercato infragiornaliero di riferimento
- $Q_{MI_{z,h,s}}$
- $P_{MI_{z,h,s}}$
- $P_{MGP_{z,h}}$
- Q_{off}^{RID}
 TFO^z
- Q_{off_z}
- $CNTR_MI_z$
- $\overline{CNTR_MI}$
- parametro ε .
- VF_MI_z
- mis_i
- mis_z
- $VF_MI_i^{TR}$

3. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità di produzione non rilevanti programmabili

Il GSE si avvale di due criteri differenti per le unità non rilevanti RID/TFO programmabili. Tali unità vengono distinte tra quelle caratterizzate da potenza nominale maggiore di 1 MW e quelle di potenza nominale fino a 1 MW. Per quanto riguarda le unità con potenza nominale maggiore di 1 MW, il GSE mantiene le modalità operative vigenti tramite la deliberazione 280/07. Nello specifico si ritiene opportuno che per le unità di tale taglia, continui ad essere il produttore ad inviare al GSE il proprio programma di produzione, mentre per le unità fino a 1 MW di potenza nominale è il GSE ad elaborare i programmi di produzione da offrire su MGP.

Relativamente al programma di produzione inviato dalle unità di produzione maggiori di 1 MW, si specifica che il GSE considererà accettato il programma di produzione inviato dai produttori in proporzione alle quantità accettate sul MGP. Ciò significa che, per ogni unità di produzione i -esima collocata nella zona di mercato z e per ogni periodo rilevante, il programma di produzione ritenuto valido dal GSE ai fini del calcolo dello sbilanciamento sarà pari a:

$$PRG_{i,h} = \frac{Q_{accz,h}}{Q_{offz,h}} \times PRG_INV_{i,h}$$

dove:

- $PRG_INV_{i,h}$ = programma di produzione inviato dal produttore per il periodo rilevante h e relativamente l' i -esima unità di produzione collocata nella zona di mercato z ;
- $Q_{accz,h}$ = quantità in esito ai mercati dell'energia, accettata dal GME per il periodo rilevante h relativamente l'aggregato zonale delle unità RID/TFO non rilevanti programmabili della zona z ;
- $Q_{offz,h}$ = quantità offerta sui mercati dell'energia, per il periodo rilevante h , relativamente l'aggregato zonale delle unità RID non rilevanti programmabili della zona z .

Il GSE provvederà a calcolare lo sbilanciamento fisico orario attribuibile ad ogni singola unità come differenza tra la misura (la medesima utilizzata in fase di benessere della cessione) e lo stesso programma di produzione inviato dal produttore e accettato dal GSE come definito sopra (nel caso di mancato invio del programma, si assume il programma pari a 0 per ogni periodo rilevante). Utilizzando la disciplina prevista dall'art. 40 dell'Allegato A alla deliberazione 111/06, così come modificato dalle deliberazioni 444/2016, 800/2016 e 419/2017, il GSE provvederà a valorizzare detti sbilanciamenti e trasferire le quote residue ad ogni singola unità di produzione maggiore di 1 MW.

Per quanto riguarda le unità fino a 1 MW di potenza, la quota residua imputabile a tali unità di produzione sarà pari alla differenza tra:

- la quota residua calcolata dal GSE secondo i dati forniti da Terna, sull'intero aggregato delle unità di produzione non rilevanti programmabili

e

- la sommatoria delle singole quote residue calcolate dal GSE per le unità programmabili maggiori di 1 MW.

Infine, tale ammontare di quota residua, una volta sottoposto a un meccanismo di perequazione zonale, con cui si intende minimizzare le distanze delle quote residue unitarie zonali dalla quota residua unitaria media, viene ripartito tra le singole unità di produzione con potenza nominale fino a 1 MW, sulla base della misura utilizzata nella fase di benessere della cessione.

3.1. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili con potenza nominale maggiore di 1 MW

Per tali unità il GSE prevede l'invio da parte del produttore di un programma di produzione da doversi utilizzare per i calcoli degli sbilanciamenti da attribuire ad ogni singola unità di produzione. Gli sbilanciamenti orari in esito alla differenza tra la misura oraria e il programma di produzione inviato al GSE dal produttore mediante l'ausilio di un apposito portale, già in esercizio, verranno valorizzati utilizzando le stesse regole valide per le unità programmabili secondo quanto stabilito all'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, così come modificato dalle deliberazioni 444/2016, 800/2016 e 419/2016.

Per ciascuna unità di produzione programmabile non rilevante RID/TFO maggiore di 1 MW, quindi, il GSE determinerà la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_PRG_{i,h} = (C_{i,h}^{sbil} - P_{i,h}^Z * Sbil_{i,h})$$

dove:

- $OS_PRG_{i,h}$ = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esima unità di produzione RID/TFO programmabile caratterizzata da potenza nominale maggiore di 1 MW;
- $C_{i,h}^{sbil}$ = corrispettivo di sbilanciamento attribuito dal GSE all'i-esima unità di produzione nell'ora h, calcolato in base alle medesime regole riportate dall'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- $P_{i,h}^Z$ = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade l'i-esima unità di produzione per l'ora h;

- $Sbil_{i,h}$ = sbilanciamento effettivo attribuito dal GSE all'i-esima unità di produzione nell'ora h.

Il GSE procederà con l'attribuzione mediante trasferimento puntuale, all'i-esima unità di produzione (in questo caso alla singola unità di produzione non rilevante programmabile caratterizzata da potenza nominale maggiore di 1 MW), del corrispettivo:

$$OS_PRG_i = \sum_{h=1}^n OS_PRG_{i,h}$$

dove n è il numero di ore mensili

pari alla somma algebrica, su base mensile, delle quote residue del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo all'i-esima unità di produzione.

In tale scenario non viene attuato nessun meccanismo di compensazione tra unità di produzione e, per ogni mese, a ciascuna unità di produzione, sarà applicato il proprio corrispettivo di sbilanciamento.

Pubblicazione mensile del corrispettivo di sbilanciamento

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per ogni unità RID non rilevante programmabile con potenza nominale maggiore di 1 MW, a livello orario:

- programma orario, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e utilizzato per il calcolo della quota residua per le unità RID;
- energia immessa oraria dell'impianto (MWh), nel mese di riferimento;
- prezzo valorizzazione offerte vendita MGP (Euro/MWh);
- prezzo medio offerte vendita MSD (Euro/MWh);
- prezzo medio offerte acquisto MSD (Euro/MWh);
- segno sbilanciamento dell'aggregato zonale per ogni ora;
- quota residua oraria.

3.2. Trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento alle unità non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale

Per ciascun punto di dispacciamento associabile all'intero aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili, il GSE determinerà, secondo i dati di dettaglio degli sbilanciamenti comunicati da Terna, la quota residua oraria secondo la seguente formula:

$$OS_{z,h} = (C_{z,h}^{sbil} - P_{z,h}^Z * Sbil_{z,h})$$

dove:

- $OS_{z,h}$ = quota residua del corrispettivo orario di sbilanciamento relativo allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile;
- $C_{z,h}^{sbil}$ = corrispettivo di sbilanciamento attribuito da Terna allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile nell'ora h, ai sensi dell'articolo 40 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, così come modificato dalle deliberazioni 444/2016, 800/2016 e 419/2017;
- $P_{z,h}^Z$ = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade lo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile per l'ora h;
- $Sbil_{z,h}$ = sbilanciamento effettivo attribuito da Terna allo z-esimo aggregato zonale non rilevante programmabile nell'ora h.

Calcolata la quota residua attribuibile a ciascun punto di dispacciamento associabile all'intero aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili:

$$OS_{AGGR,z} = \sum_{h=1}^n OS_{z,h}$$

Dove:

- n è il numero di ore nel mese;
- z è la zona di mercato relativa al punto di dispacciamento dell'aggregato zonale delle unità RID/TFO/TO non rilevanti programmabili.

Viene quindi calcolata la quota residua attribuibile all'insieme delle unità non rilevanti programmabili maggiori di 1 MW, presenti in ciascun aggregato zonale:

$$OS_{AGGR_{>1MW},z} = \sum_{i=1}^k OS_{PRG_{i,z}}$$

dove:

- k è il numero di unità non rilevanti programmabili maggiori di 1 MW, presenti in ciascun aggregato zonale;
- z è la zona di mercato dell'insieme delle unità non rilevanti programmabili maggiori di 1 MW, presenti nella medesima zona di mercato.

Quindi, relativamente al calcolo delle quote residue da attribuire all'insieme delle unità di produzione non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale, presenti in ciascuna zona di mercato:

$$OS_Z = OS_{AGGR,z} - OS_{AGGR_{>1MW},z}$$

dove z è la zona di mercato

si effettua poi la ripartizione verso le singole unità con potenza nominale fino a 1 MW, attraverso le seguenti fasi:

- *fase 1* – si applica un meccanismo di perequazione tra le zone di mercato;
- *fase 2* – si provvede a ripartire puntualmente la quota residua, per ogni unità di produzione RID/TFO programmabile non rilevante fino a 1 MW di potenza nominale, sulla base della misura utilizzata nella fase di benessere della cessione.

Fase 1: Perequazione tra zone di mercato

Definita la quota residua totale delle unità con potenza nominale fino a 1 MW come:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^7 OS_z$$

- per $z = 1...7$ le zone di mercato

considerando:

- mis_z la *misura* relativa all'aggregazione delle unità RID/TFO/TO fino a 1 MW di potenza nominale, presenti in ciascuna zona di mercato z ;
- $mis_{TOT} = \sum_{z=1}^7 mis_z$ la sommatoria delle misure delle unità RID/TFO/TO fino a 1 MW di potenza nominale;

si definisce quota residua unitaria il rapporto:

$$OS_{unit} = \frac{OS_{TOT}^*}{mis_{TOT}}$$

dove OS_{TOT}^* è la quota residua totale OS_{TOT} , al netto della somma delle quote residue relative alle zone aventi misura nulla e, per ogni zona z , la quota residua unitaria zonale come:

$$OS_{unit_z} = \frac{OS_z}{mis_z}$$

Il meccanismo di perequazione modifica la quota residua relativa ad ogni singola zona, sottraendo alla stessa un ammontare di perequazione (AP_z), positivo o negativo, tale che:

$$OS_{TOT} = \sum_{z=1}^7 OS_z = \sum_{z=1}^7 (OS_z - AP_z)$$

L'ammontare di perequazione per ogni zona z viene definito dalla combinazione lineare identificata di seguito, al fine di diminuire la varianza delle quote residue unitarie relative alle 7 zone di mercato:

$$AP_z = \begin{cases} 0 & \text{se } mis_z = 0 \\ \left[\sigma(OS_{unit_z} - OS_{unit}) + (1 - \sigma) \frac{OS_{unit_z} - OS_{unit}}{7} \right] * mis_z & \text{se } mis_z \neq 0 \end{cases}$$

dove il parametro σ è compreso tra 0 e 1.

La quota residua di ciascuna zona z , derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione, viene definita \widetilde{OS}_z ed è calcolata come segue:

$$\widetilde{OS}_z = OS_z - AP_z$$

Il GSE fissa a 1 il valore del *parametro di perequazione* σ , lasciandosi la possibilità di aggiornare successivamente tale valore sulla base delle analisi svolte sui dati di consuntivo.

Fase 2: Ripartizione puntuale della quota residua

Il trasferimento dei corrispettivi \widetilde{OS}_z alle singole unità di produzione RID/TFO non rilevanti programmabili fino a 1 MW di potenza nominale, per ciascuna zona mercato avviene proporzionalmente all'energia immessa in rete da ciascuna unità di produzione i nella zona z , rispetto al totale dell'energia immessa in rete nella medesima zona z . In altri termini:

$$OS_i^{TR} = \frac{mis_i}{mis_z} \times \widetilde{OS}_z$$

La differenza tra OS_{TOT}^* e la sommatoria nel mese di competenza di OS_i^{TR} relativa alle unità di produzione non rilevanti programmabili in RID e TFO sarà imputabile al conto A3, in quanto relativa all'onere attribuibile alle unità in TO.

Pubblicazione mensile del corrispettivo di sbilanciamento

Al fine di consentire al produttore di verifica il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per le unità RID/TFO non rilevanti programmabile fino a 1 MW di potenza nominale, a livello orario:

- coefficiente di perequazione;
- ammontare di perequazione;
- quota residua zona;
- misura della zona di appartenenza dell'unità;
- misura impianto.

Si fa presente che il GSE si riserva la facoltà di aggiornare le regole di trasferimento dei corrispettivi di sbilanciamento e controvalore MI applicate alle unità di produzione RID e TFO a seguito di aggiornamenti normativi e regolatori.

4. Conguagli relativi ai corrispettivi di sbilanciamento

A seguito della pubblicazione di conguagli del corrispettivo di sbilanciamento da parte di Terna, il GSE procederà ad effettuare i conguagli con le stesse modalità di trasferimento adottate in acconto per il trasferimento della quota residua. Il GSE potrà inoltre procedere ad effettuare conguagli anche a seguito di esigenze interne.

5. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale

Terna calcola il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario ($C_{nonarb_{unit}}$) pari, per ciascun periodo rilevante, alla differenza tra:

- il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima di cui al comma 30.4, lettera b) della delibera 111/06, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento;
- il prezzo macrozonale nella macrozona in cui è localizzato il punto di dispacciamento, quest'ultimo pari alla media pesata dei prezzi di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima di cui al comma 30.4, lettera b) della delibera 111/06, ponderata sui corrispondenti programmi vincolanti di prelievo, in ciascuna zona appartenente alla macrozona considerata.

Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento relativo sia a unità di produzione non abilitate sia a unità di consumo, l'utente del dispacciamento riceve da Terna, se positivo, o paga a Terna, se negativo, il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale ($C_{nonarb_{macr}}$), pari al prodotto tra il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario e lo sbilanciamento effettivo:

$$C_{nonarb_{macr}} = C_{nonarb_{unit}} * Sbil_{punto} = (P_z - P_{macr}) * Sbil_{punto}$$

dove

- $C_{nonarb_{unit}}$ è il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario;
- P_z è il prezzo zonale MGP nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento riferito al periodo rilevante considerato;
- P_{macr} è il prezzo macrozonale nella macrozona in cui è localizzato il punto di dispacciamento riferito al periodo rilevante considerato;
- $Sbil_{punto}$ è lo sbilanciamento effettivo associato al punto di dispacciamento riferito al periodo rilevante considerato.

Si precisa che, stante l'assetto delle macrozone di cui alla deliberazione 525/2014/R/eel attualmente in vigore, il prezzo macrozonale nella macrozona Nord coincide con il prezzo zonale della zona e, di conseguenza, in tale zona il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale risulta pari a zero.

5.1. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione rilevanti non programmabili

Il GSE determina, per ogni fonte j , un corrispettivo medio unitario di non arbitraggio (€/MWh) pari a:

$$C_{nonarb_{mediounit_j}} = \frac{\sum_{i=1}^n C_{nonarb_{macr_i}}}{\sum_{i=1}^n Mis_i}$$

dove:

- j indica la j -esima fonte di riferimento;
- $C_{nonarb_{macr_i}}$ è il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale riferito all' i -esimo punto di dispacciamento appartenente alla j -esima fonte, e dato dalla sommatoria di tutti i corrispettivi di non arbitraggio orari calcolati da Terna per il medesimo punto di dispacciamento nel mese di riferimento;
- Mis_i è la misura riferita all' i -esimo punto di dispacciamento, appartenente alla j -esima fonte, per il quale il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale risulta essere non nullo;
- n è il numero di punti di dispacciamento appartenenti alla j -esima fonte.

Successivamente, il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale da trasferire all' i -esimo punto di dispacciamento appartenente alla j -esima fonte di riferimento $C_{nonarb_{trasf_i}}$, viene calcolato come prodotto tra il corrispettivo medio unitario della j -esima fonte di appartenenza $C_{nonarb_{mediounit_j}}$, così come precedentemente calcolato, e la misura relativa all' i -esimo punto di dispacciamento Mis_i :

$$C_{nonarb_{trasf_i}} = C_{nonarb_{mediounit_j}} * Mis_i$$

Pubblicazione mensile del corrispettivo di non arbitraggio

Al fine di consentire al produttore di verifica il calcolo dei corrispettivi di non arbitraggio, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per le unità RID/TFO rilevanti non programmabile:

- ammontare dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonalmente appartenenti agli impianti della medesima fonte;
- ammontare delle misure appartenenti agli impianti della medesima fonte;
- corrispettivo di non arbitraggio medio unitario della fonte di appartenenza dell'impianto;
- misura mensile dell'impianto.

5.2. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione non rilevanti non programmabili

Il GSE determina, per tutti gli aggregati zonali, un unico corrispettivo medio unitario di non arbitraggio (€/MWh) pari a:

$$C_{nonarb_{mediounit}} = \frac{\sum_{k=1}^n C_{nonarb_{macr_k}}}{\sum_{k=1}^n Mis_k}$$

dove:

- $C_{nonarb_{macr_k}}$ è il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale riferito al k-esimo punto di dispacciamento, che coincide con l'aggregato zonale, e dato dalla sommatoria di tutti i corrispettivi di non arbitraggio orari calcolati da Terna per il medesimo aggregato zonale nel mese di riferimento;
- Mis_k è la misura riferita al k-esimo punto di dispacciamento, che coincide con l'aggregato zonale, per il quale il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale risulta essere non nullo;
- n è il numero di aggregati zonali.

Successivamente, il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale da trasferire all'i-esima unità di produzione $C_{nonarb_{trasf_i}}$, viene calcolato come prodotto tra il corrispettivo medio unitario $C_{nonarb_{mediounit}}$, così come precedentemente determinato, e la misura relativa all'i-esima unità di produzione Mis_i :

$$C_{nonarb_{trasf_i}} = C_{nonarb_{mediounit}} * Mis_i$$

Pubblicazione mensile del corrispettivo di non arbitraggio

Al fine di consentire al produttore di verifica il calcolo dei corrispettivi di non arbitraggio, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per le unità RID/TFO non rilevanti non programmabile:

- ammontare dei corrispettivi di non arbitraggio macrozonali appartenenti agli impianti della medesima fonte;
- ammontare delle misure appartenenti agli impianti della medesima fonte;
- corrispettivo di non arbitraggio medio unitario;
- misura mensile dell'impianto.

5.3. Trasferimento del corrispettivo di non arbitraggio macrozonale alle unità di produzione non rilevanti programmabili

Per ciascun periodo rilevante e per ciascuna unità di produzione non rilevante programmabile >1MW, il GSE calcola il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale $C_{nonarb_{macr>1MW}}$, come il prodotto tra:

- il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale unitario;
- lo sbilanciamento effettivo della medesima unità di produzione.

$$C_{nonarb_{macr>1MW}} = C_{nonarb_{unit}} * Sbil_{punto>1MW} = (P_z - P_{macr}) * Sbil_{punto>1MW}$$

Tale corrispettivo, sommato per tutti i periodi rilevanti del mese di riferimento, viene quindi trasferito in maniera puntuale ad ogni unità di produzione > di 1 MW per la quale è stato effettuato il relativo calcolo.

Ai fini della determinazione del corrispettivo di non arbitraggio per le unità di produzione con potenza inferiore o uguale 1 MW, il GSE determina preliminarmente un corrispettivo medio unitario residuale di non arbitraggio (€/MWh) pari a:

$$C_{nonarb_{mediounit\leq 1MW}} = \frac{\sum_{k=1}^n C_{nonarb_{macr_k}} - \sum_{i=1}^m C_{nonarb_{macr_{i>1MW}}}}{\sum_{i=1}^p Mis_{i\leq 1MW}}$$

dove:

- $\sum_{k=1}^n C_{nonarb_{macr_k}}$ è il totale del corrispettivo di non arbitraggio calcolato da Terna riferito a tutte le unità di produzione non rilevanti programmabili appartenenti agli n aggregati zonali;
- $\sum_{i=1}^m C_{nonarb_{macr_{i>1MW}}}$ è il totale del corrispettivo di non arbitraggio attribuito dal GSE alle unità di produzione non rilevanti programmabili con potenza maggiore di 1 MW;
- $\sum_{i=1}^p Mis_{i\leq 1MW}$ è il totale delle misure delle unità di produzione con potenza minore o uguale a 1 MW appartenenti alla macrozona per la quale esiste un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale diverso da zero;
- n è il numero degli aggregati zonali;
- m è il numero di unità di produzione non rilevanti programmabili con potenza maggiore di 1 MW;
- p è il numero delle unità di produzione non rilevanti programmabili con potenza minore o uguale di 1 MW.

Successivamente, il corrispettivo da trasferire all'i-esima unità di produzione con potenza inferiore o uguale a 1 MW $C_{nonarb_{trasf_{i \leq 1MW}}}$, sarà pari al prodotto tra:

- il corrispettivo medio unitario $C_{nonarb_{mediounit \leq 1MW}}$;
- la misura relativa ad ogni unità di produzione con potenza uguale o inferiore a 1MW $Mis_{i \leq 1MW}$, appartenente alla macrozona che presenta un corrispettivo di non arbitraggio non nullo.

$$C_{nonarb_{trasf_{i \leq 1MW}}} = C_{nonarb_{mediounit \leq 1MW}} * Mis_{i \leq 1MW}$$

Pubblicazione mensile del corrispettivo di non arbitraggio per le unità di produzione con potenza nominale maggiore di 1 MW

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di non arbitraggio, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per le unità RID non rilevanti programmabile con potenza nominale maggiore di 1 MW:

- corrispettivo di non arbitraggio unitario;
- misura oraria dell'impianto;
- programma orario, utilizzato dal GSE nell'ambito dei Mercati del Giorno Prima (MGP) e utilizzato anche per il calcolo della quota residua per le unità RID.

Pubblicazione mensile del corrispettivo di non arbitraggio per le unità di produzione con potenza minore o uguale di 1 MW

Al fine di consentire al produttore di verificare il calcolo dei corrispettivi di non arbitraggio, il GSE pubblicherà mensilmente su apposito portale informatico le seguenti informazioni per le unità RID/TFO non rilevanti programmabile con potenza minore o uguale di 1 MW:

- ammontare del corrispettivo di non arbitraggio calcolato da Terna per gli aggregati zonali degli impianti non rilevanti programmabili;
- ammontare del corrispettivo di non arbitraggio degli impianti non rilevanti programmabili con potenza nominale maggiore di 1 MW;
- ammontare delle misure degli impianti non rilevanti programmabili con potenza nominale minore o uguale di 1 MW;
- corrispettivo di non arbitraggio medio unitario;
- misura oraria dell'impianto.