



# APE

APPUNTI DI ENERGIA

## Piattaforme Europee per il bilanciamento: focus su IN, PICASSO e MARI



Marzo 2026

## Di cosa si parla



APE su Euphemia

In tema di energia gli Stati Membri dell'Unione Europea hanno come obiettivo la creazione di un mercato interno per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, promuovere la concorrenza e ottimizzare l'uso delle risorse energetiche attraverso la cooperazione transfrontaliera. A tal fine, **l'integrazione dei mercati elettrici a livello europeo rappresenta un risultato strategico fondamentale da raggiungere**. I primi passi sono stati compiuti con l'iniziativa PCR (*Price Coupling of Regions*) che permette un'unica soluzione del mercato del giorno prima europeo, come abbiamo raccontato nell'APE dedicato a EUPHEMIA.

Una seconda iniziativa riguarda l'unificazione dei mercati di bilanciamento per l'approvvigionamento delle risorse necessarie al mantenimento della frequenza di rete entro i limiti operativi prefissati; tale iniziativa si concretizza nello sviluppo di apposite **piattaforme europee per il bilanciamento**, che si configurano come strumenti attraverso i quali i Gestori di Rete (*Transmission System Operator*, TSO) si coordinano per il dimensionamento, l'approvvigionamento e l'attivazione di tutte le risorse dedicate al bilanciamento dei sistemi elettrici nazionali, sfruttando i vantaggi di una rete europea interconnessa.

In questo APE **presenteremo brevemente il panorama regolamentativo per il bilanciamento europeo** con un focus particolare sulle tre piattaforme dedicate allo scambio della Frequency Restoration Reserve, uno dei prodotti elettrici fondamentali per il bilanciamento del sistema: **IN, PICASSO e MARI**.

## Una premessa: Il bilanciamento elettrico

Prima di entrare nel merito della struttura organizzativa e implementativa delle piattaforme, è utile richiamare alcune nozioni riguardanti il bilanciamento del sistema elettrico.

In un sistema elettrico caratterizzato da una frequenza di rete sostenuta direttamente dalla rotazione in sincronismo di grandi macchine rotanti (generatori sincroni), in condizioni di equilibrio (frequenza costante) la potenza prelevata dalle unità di consumo è uguale a quella immessa in rete dalle unità di generazione. In un sistema reale, però, sia la potenza prelevata sia quella immessa possono subire scostamenti dal valore dichiarato, determinando così squilibri di diversa ampiezza e velocità di variazione (gradiente); in particolare, alcuni eventi rilevanti di guasto (es. perdita di unità di consumo, perdita di unità di generazione, perdita di un sistema di interconnessione) possono produrre sbilanci di potenza tale da compromettere la stabilità di funzionamento dell'intero sistema elettrico, fino ad innescare fenomeni critici come un *blackout*.

**Il bilanciamento energetico rappresenta quindi una delle funzioni chiave svolte dai TSO** ed è finalizzato ad assicurare, in ogni momento, la corrispondenza tra l'energia immessa in rete dai produttori e quella prelevata dai consumatori, ossia il mantenimento continuo della frequenza di rete del sistema entro un intervallo di massimo scostamento ammissibile predefinito rispetto al valore nominale (50 Hz), nonché la garanzia della disponibilità di adeguate riserve necessarie al controllo del sistema. Tali riserve costituiscono i Servizi Ancillari (SA) che il TSO stesso approvvigiona presso fornitori qualificati con sufficiente anticipo, rispetto al momento di possibile utilizzo (tempo reale).

Il processo di bilanciamento si articola in tre fasi principali, nelle quali i TSO: 1) dimensionano il fabbisogno di riserva, 2) procurano la capacità di riserva sufficiente a soddisfare il fabbisogno e 3) dispongono l'attivazione, nel tempo reale, della capacità di riserva con conseguente scambio di energia di bilanciamento.

## Come funziona nel nostro paese: I

In Italia, a partire dall'avvio della Borsa elettrica (31 marzo 2004), l'approvvigionamento di SA per il bilanciamento è sempre avvenuto attraverso il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**, gestito dal TSO (ora Terna). RSE ha pubblicato un APE sull'argomento nel dettaglio.

## mercati di bilanciamento in Italia



Ape su MSD-MB

Riassumendo, a differenza dei mercati dell'energia (Mercato del Giorno Prima – MGP; Mercato Infragiornaliero, comprensivo di sessioni ad asta e di una sessione continua Cross-Berder Intraday – MI/XBID), dedicati alla compravendita di quantità di energia destinate al soddisfacimento della domanda di consumo, MSD è il mercato in cui gli operatori abilitati scambiano con il TSO la disponibilità dei propri impianti regolanti a variare (in una sola o in entrambe le direzioni di aumento e riduzione) le produzioni o i consumi, in modo tale che il TSO possa utilizzare questa disponibilità come risorsa per mantenere in tempo reale l'equilibrio tra immissioni e prelievi, come già accennato, nonché per risolvere le congestioni di rete.

Questo mercato si articola in due fasi temporali: **MSD ex-ante**, in cui Terna si approvvigiona delle riserve necessarie per il giorno successivo sulla base dei programmi di immissione e prelievo risultanti dai mercati energetici, e il **Mercato di Bilanciamento (MB)**, che rappresenta il mercato di "ultima istanza" attivato in tempo reale per correggere gli sbilanciamenti residui. Su questi mercati vengono scambiati alcuni tipi di prodotti energetici che fanno riferimento a specifici SA di cui Terna si avvale. Nella figura sotto si riporta una lista dei SA italiani adottati storicamente da Terna. In particolare, i **servizi dedicati al bilanciamento** sono la riserva primaria, la riserva secondaria e terziaria, le risorse per il bilanciamento e quelle per la risoluzione delle congestioni; tutti questi, tranne la riserva primaria, sono sempre stati approvvigionati ed attivati tramite prodotti scambiati su MSD e compaiono in lilla nell'elenco. La riserva primaria, fornita obbligatoriamente dagli impianti rilevanti (cioè di taglia maggiore di 10 MW) programmabili, a partire dal 1° aprile 2014 è stata remunerata su base volontaria secondo un meccanismo apposito al di fuori di MSD. Sotto il profilo economico, MSD adotta un meccanismo di prezzo di **tipo pay-as-bid**, tale per cui ogni offerta accettata viene remunerata esattamente al prezzo presentato dall'operatore. Per quanto riguarda, invece, l'attivazione delle risorse, la riserva secondaria **segue un approccio pro-rata**, cioè l'energia necessaria al bilanciamento viene ripartita proporzionalmente tra le risorse selezionate. Le altre risorse, invece, vengono attivate secondo logiche di ordine di merito, con l'eccezione della riserva primaria, la cui attivazione avviene sulla base di un segnale locale, l'errore misurato della frequenza di rete rispetto al valore di riferimento.

Si osserva che la declinazione dei SA di cui alla figura precedente è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2025, per effetto dell'entrata in vigore del nuovo **Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)**.



Figura 1 - Servizi ancillari



Ape sul TIDE

## Perché è difficile bilanciare l'Europa: vari modi per bilanciare un

Il processo di bilanciamento è molto complesso, e coinvolge diversi aspetti, come le caratteristiche tecniche dei diversi servizi, le loro modalità di attivazione, le loro modalità di approvvigionamento e di remunerazione o ancora le dinamiche che regolano il calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento. Tutti questi elementi sono in generale implementati in diversi modi da parte dei diversi TSO, in relazione alle caratteristiche, e delle conseguenti esigenze, dei sistemi elettrici da essi gestiti.

Ad esempio, il modello MSD-MB italiano menzionato sopra non è implementato con le stesse caratteristiche operative in altri Paesi europei. Alcuni Paesi, infatti, adottano una

## sistema elettrico

remunerazione a prezzo uniforme per i prodotti scambiati sui mercati di bilanciamento, mentre altri non ricorrono a meccanismi di mercato per approvvigionarsi di alcune risorse che in Italia invece vengono scambiate su MSD-MB. Le differenze inoltre possono riguardare le caratteristiche stesse dei prodotti scambiati su tali mercati, come ad esempio i tempi di attivazione, la potenza minima o massima contrattabile, e altri requisiti tecnici. Le differenze di cui sopra hanno portato i TSO a reperire d'abitudine le risorse necessarie soltanto all'interno dei loro sistemi, senza ricorrere ad una condivisione di SA con gli altri TSO, salvo azioni di mutuo soccorso in situazioni di particolare emergenza. Pertanto, il mantenimento in sicurezza dell'intero sistema interconnesso europeo era garantito, ma senza un utilizzo ottimizzato delle risorse complessivamente disponibili. Ecco perché si è deciso di avviare un processo di integrazione e coordinamento delle risorse stesse, attraverso la loro condivisione su piattaforme di mercato comuni.

## La soluzione, darsi delle regole comuni: SOGL ed EBGL



SOGL



EBGL

Il processo di integrazione dei mercati in generale e di quelli per il bilanciamento in particolare ha richiesto un intenso lavoro di armonizzazione per uniformare i vari processi definendo dei prodotti standard e regole comuni, in grado di eliminare le barriere tecniche, procedurali ed economiche e di permettere lo scambio delle risorse di bilanciamento tra Paesi diversi, rendendo **compatibili tra loro i diversi modelli di dispacciamento**.

Questo processo di progressiva convergenza regolatoria è stato possibile grazie alle linee guida indicate nei due regolamenti europei **System Operation Guideline (Reg. UE 2017/1485)** ed **Electricity Balancing Guideline (Reg. UE 2017/2195)**.

Il primo, detto in breve SOGL, ha una funzione generale e più ampia: si concentra infatti sulla gestione operativa e sulla sicurezza del sistema di trasmissione, coprendo aspetti relativi al controllo della frequenza (Load Frequency Control - LFC, Area Control Error - ACE, servizi di riserva per il bilanciamento FCR/FRR/RR), ai limiti operativi di alcune grandezze rilevanti per il funzionamento dell'intero sistema (es. tensione, frequenza di rete, limiti di corrente), allo scambio dei dati tra TSO e con i DSO (Distribution System Operator), agli utenti della rete di trasmissione/distribuzione (*Significant Grid User* - SGU).

Il secondo, detto EBGL, disciplina specificamente i mercati del bilanciamento, includendo la formalizzazione di vari aspetti quali la definizione dei prodotti di bilanciamento standard (FCR, aFRR, mFRR, RR), i processi di attivazione di tali prodotti, le *gate closure* e il *settlement* dei mercati di bilanciamento, le regole per il calcolo del prezzo di sbilanciamento e le responsabilità degli attori coinvolti nelle negoziazioni sui mercati di bilanciamento. Infine, è proprio nell'EBGL, agli articoli 19, 20, 21 e 33, che viene esplicitata e messa in atto la volontà di implementare la cooperazione tra nazioni europee per il bilanciamento della rete europea attraverso piattaforme comuni dedicate.

Di seguito riportiamo alcune informazioni riguardanti i principali aspetti definiti nel SOGL e nell'EBGL, alla base dell'implementazione di un mercato di bilanciamento comune e utili per comprendere il funzionamento delle piattaforme europee.

## Le Load Frequency Control Area (LFCA)

Nel SOGL sono definiti i perimetri zionali dove i TSO operano e su cui le piattaforme si basano, così come la loro struttura organizzativa. Il perimetro più ampio è l'**Area Sincrona**, ossia una porzione della rete elettrica in cui tutti i generatori e le apparecchiature elettriche operano in sincronia alla stessa frequenza nominale (ad esempio 50 Hz in Europa o 60 Hz in Nord America). L'Italia, così come la maggior parte degli Stati europei, appartiene all'Area Sincrona "*Europa continentale*": essa comprende 26 paesi ed è una delle reti elettriche sincrone più estese al mondo. Nella figura qui accanto è riportata la distribuzione delle quattro zone sincrone (o *regional groups RG*) in cui è suddiviso il vasto sistema elettrico interconnesso dell'Europa.

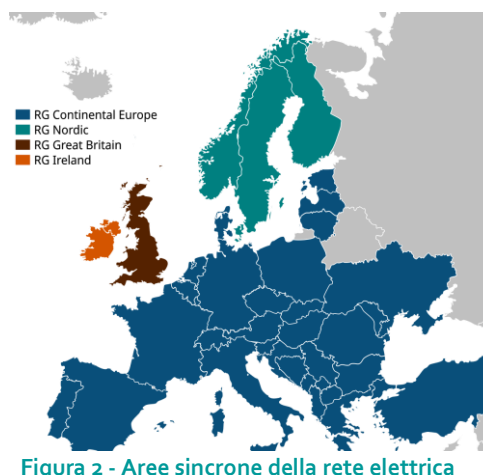


Figura 2 - Aree sincrone della rete elettrica europea [1]

Un'area sincrona è a sua volta composta da più **Load Frequency Control Area (LFCA)**, ovvero zone all'interno delle quali vengono gestiti il controllo del carico e della frequenza, il mantenimento del bilancio energetico e le deviazioni di frequenza. Inoltre, diverse LFCA che interagiscono per coordinare il loro bilanciamento possono costituire un *LFCA Block*. Il perimetro delle LFCA corrisponde solitamente a quello delle zone di mercato. Tuttavia, vi sono due casi in cui il confine delle LFCA non coincide con quello delle zone di mercato:

1. Quando ci sono molteplici zone di mercato all'interno della stessa LFCA.
2. Quando ci sono diverse LFCA all'interno della stessa zona di mercato.

Un esempio del primo caso è proprio l'Italia in cui la LFCA comprende sette diverse zone di mercato. Un esempio del secondo caso è la Germania in cui è presente un'unica zona di mercato che coincide con il perimetro dell'*LFC Block* tedesco ma che include ben quattro LFCA, ognuna gestita da un unico TSO.

Questi diversi perimetri d'azione (Area Sincrona, LFC Block, LFCA) sono necessari per definire le responsabilità dei TSO con l'obiettivo comune di mantenere un funzionamento stabile dell'intero sistema sincrono.

## L'Area Control Error (ACE)

Con riferimento ad una LFCA il parametro fondamentale con cui si stima lo sbilanciamento di un sistema è chiamato ACE (Area Control Error). Il SOGL pone uno standard e fissa la formula con cui calcolare tale parametro (equazione 1), definito come l'errore sugli scambi programmati alle frontiere (differenza tra la potenza realmente erogata e la potenza programmata), a cui si aggiunge l'errore associato allo scostamento della frequenza di rete

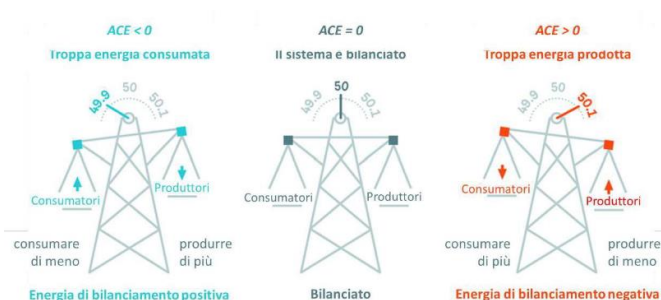


Figura 3 - Meccanismo di bilanciamento

a regime della regolazione primaria (prodotto di un fattore<sup>1</sup> per la differenza tra la frequenza misurata e quella nominale dell'area). Come illustra la figura, un sistema è bilanciato quando riesce a mantenere il proprio ACE uguale a 0.

$$ACE = P_{reale} - P_{prog} + B \times (f_{reale} - f_{nominale}) \quad (1)$$

## I BRP e i BSP

Nell'EBGL, agli articoli 3(1)(11) e 3(1)(12), vengono definiti i ruoli, i doveri e le responsabilità dei due principali attori coinvolti nel bilanciamento energetico oltre al TSO:

- I **Balance Responsible Party (BRP)** sono dei soggetti partecipanti al mercato, o loro rappresentanti designati, responsabile degli sbilanciamenti che provocano sul mercato dell'energia elettrica. Sono quindi i soggetti che rispondono finanziariamente degli eventuali squilibri rispetto alla posizione in uscita dai mercati spot del proprio portafoglio.
- I **Balancing Service Provider (BSP)** sono invece i fornitori di servizi di bilanciamento che offrono riserve e flessibilità ai TSO per la gestione della frequenza e degli squilibri del sistema.

Le due figure possono, ma non necessariamente devono, essere associate ad un medesimo operatore di mercato.

## I prodotti standard

Un altro elemento chiave che viene introdotto nel SOGL e definito tecnicamente nell'EBGL è la **standardizzazione dei prodotti di bilanciamento** che vengono scambiati sulle diverse piattaforme. Come detto, questo standard consente di confrontare e aggregare offerte provenienti da paesi diversi.

Questi prodotti sono la nuova declinazione delle riserve primaria, secondaria e terziaria che tradizionalmente i TSO europei identificavano prima dell'entrata in vigore del Codice di rete europeo.

Vengono infatti definiti tre tipi di riserve: la **FCR**, la **FFR**, a sua volta suddivisa in **aFRR** e **mFRR**, e la **RR**. La definizione dei corrispondenti quattro prodotti riguarda le caratteristiche tecniche delle riserve, le modalità di offerta, i tempi di risposta e le regole di attivazione. Queste risorse intervengono in sequenza coordinata, con tempi di attivazione e funzioni differenti:



<sup>1</sup> Il fattore moltiplicativo K-Factor esprime il grado di reazione dell'area di controllo alla deviazione unitaria di frequenza (MW/Hz).

Nella tabella qui sotto riportiamo le principali caratteristiche tecniche di funzionamento per ciascun tipo di riserva, come definite nell'EBGL.

**Tabella 1 - Principali caratteristiche tecniche dei prodotti standard di bilanciamento**

| Caratteristica          | aFRR          | mFRR          | RR            |
|-------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Modalità di attivazione | Automatica    | Manuale       | Manuale       |
| Tempo di risposta       | ~ 0 min       | 2,5 min       | Fino a 30 min |
| Periodo di rampa        | 5 min         | Fino a 10 min | Fino a 30 min |
| Tempo di attivazione    | 5 min         | 12,5 min      | 30 min        |
| Durata min di consegna  | Non richiesto | 5 min         | 15 min        |
| Durata max di consegna  | Non definito  | 20 min        | 60 min        |

## Il **Cross Border Marginal Price (CBMP)** e il **Merit Order**

Il regolamento EBGL stabilisce due importanti caratteristiche economiche del funzionamento delle piattaforme europee:

- 1) il processo di formazione del prezzo si basa sul meccanismo del prezzo marginale (*pay-as-cleared*). Pertanto, il prezzo dell'ultima offerta (la più costosa) di un prodotto standard che è stata attivata per coprire il fabbisogno di energia all'interno di un'area specifica (che può essere costituita da un insieme di Aree LFC non congestionate) sarà il prezzo ricevuto (o pagato) da tutti gli operatori le cui offerte di vendita (o acquisto) sono state accettate al punto di intersezione delle curve di domanda e di offerta. Tale prezzo marginale è definito come **Cross Border Marginal Price (CBMP)**.
- 2) Il processo di attivazione delle risorse approvvigionate attraverso le piattaforme deve avvenire con un approccio di **merit order**, in contrapposizione all'approccio *pro-rata* adottato tradizionalmente dalla maggioranza dei TSO europei.

## L'implementazione: fare dei regolamenti realtà

Ora che abbiamo visto le principali innovazioni regolatorie riguardo al bilanciamento europeo, vediamo come queste vengono implementate. L'architettura europea del bilanciamento si articola attraverso piattaforme, ognuna dedicata allo scambio di un prodotto standard specifico o a una funzione specifica.



IN

Le piattaforme di scambio delle risorse aFRR, mFRR e RR sono quattro:

- **IGCC (International Grid Control Cooperation) o IN (Inbalance Netting):** questa

piattaforma, implementata come parte integrante della piattaforma PICASSO (si veda il punto successivo) ma originariamente come parte estesa di una fase del processo *Grid Control Cooperation* (GCC) realizzato dai quattro TSO tedeschi, è dedicata al processo di *Imbalance Netting*, che consente di compensare, attraverso lo scambio di risorse di aFRR, sbilanciamenti di segno opposto tra diverse aree, riducendo l'attivazione non necessaria di riserve costose ed aumentando l'efficienza complessiva del sistema. La IGCC oggi include TSO di 24 Paesi (in blu scuro in figura). La realizzazione dell'attuale piattaforma è il risultato di una serie di evoluzioni progressive: la prima fase, nel 2010, come anticipato, è stata implementata all'interno della cosiddetta GCC tra i quattro TSO tedeschi. L'attuale piattaforma è stata completata il 24 giugno 2021.

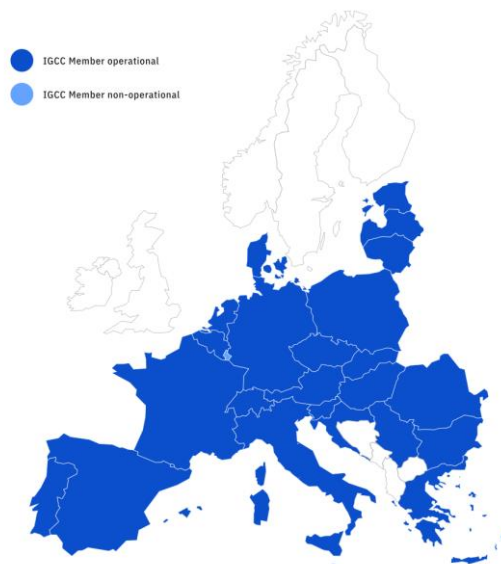


Figure 1: IGCC membership status

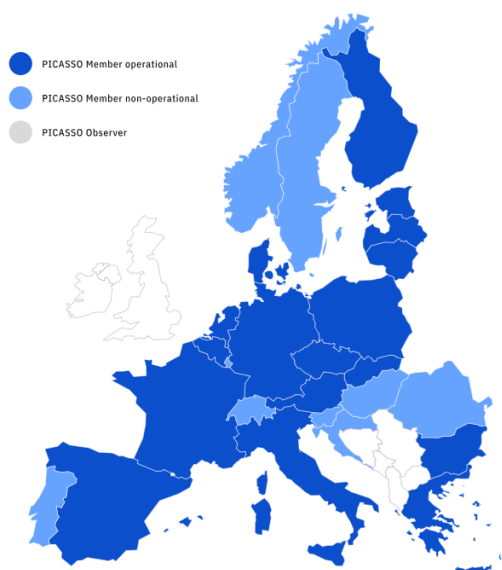
**Figura 4 - IGCC membri operativi e membri non operativi [2]**

- **PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation):** è la

piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserve di ripristino della frequenza ad attivazione automatica (aFRR), che permette interventi rapidi e coordinati per correggere le deviazioni di frequenza e ottimizzare gli scambi transfrontalieri. Questa piattaforma, a metà 2025, vede la partecipazione di 17 paesi operativi (in blu scuro nella figura) e 9 paesi non operativi (in azzurro) che sono ancora in una fase di riadattamento regolamentativo per poter partecipare alla piattaforma. La piattaforma è in esercizio dal 24 luglio 2022 (Go Live completo della piattaforma) ed il progetto è in costante monitoraggio ed evoluzione.



PICASSO



PICASSO implementation project (as of July 2025)



MARI



TERRE

#### - MARI

**(Manually Activated Reserves Initiative):** questa piattaforma è volta ad ottimizzare lo scambio di riserve di ripristino della frequenza ad attivazione manuale (mFRR). È utilizzata per gestire sbilanciamenti di maggiore entità o durata, integrando le risorse disponibili in diverse aree. A inizio 2026 MARI vede 12 membri operativi (in blu scuro nell'immagine), un membro (la Francia) che, seppur non operativo, condivide già la capacità di trasmissione disponibile, 12 membri non operativi (in azzurro) e 2 membri osservatori (in grigio). MARI è stata attivata il 5 ottobre 2022.

Figura 5 - PICASSO membri operativi e membri non operativi [3]

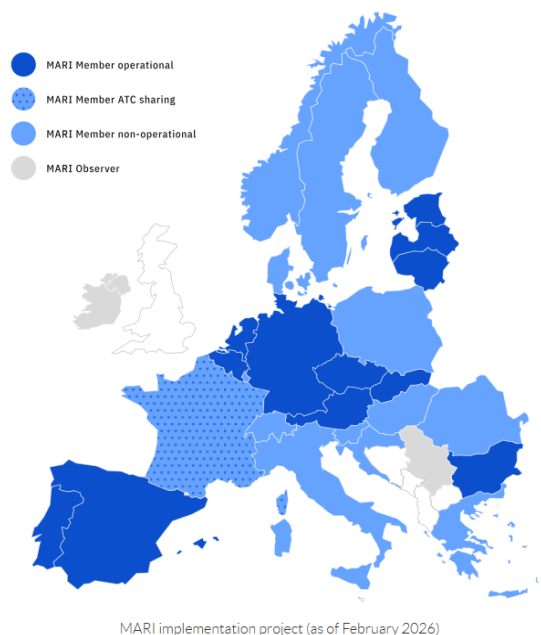


Figura 6 - MARI membri operativi e membri non operativi [4]

#### - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)

era la piattaforma europea per lo scambio di Replacement Reserves Balancing (RR). Il progetto TERRE, entrato in esercizio dal 29 settembre 2020, ha rappresentato una delle prime iniziative europee volte a integrare i mercati di bilanciamento dell'energia elettrica. Tuttavia, successive evoluzioni delle dinamiche di mercato introdotte dal Regolamento EU 2024/1747 *Electricity Market Design Reform* (EMDR), adottato il 21 Maggio del 2024, hanno portato alla decisione della chiusura della piattaforma per diverse incompatibilità tecniche. Da fine 2025, quindi, TERRE non è più attiva.

Nelle sezioni successive è presentato, senza entrare troppo nel dettaglio, il funzionamento delle tre piattaforme attualmente attive.

## IN

L'Imbalance Netting è il processo che permette ai TSO di diverse LFCA di coordinarsi per evitare l'attivazione simultanea di aFRR in direzioni opposte, compensando le richieste di ciascun TSO in presenza di una sufficiente capacità di interconnessione.

L'IN riceve come input dai TSO partecipanti le seguenti informazioni:

- La domanda di aFRR calcolata come differenza tra l'aFRR già attivata e l'ACE.
- Le limitazioni esistenti in termini di capacità di transito disponibile (ATC) tra le LFC Area partecipanti all'IN (sia per l'import che per l'export).<sup>2</sup>
- Lo stato di partecipazione che può essere attivo o inattivo a seconda della connessione o disconnessione del TSO alla piattaforma.

<sup>2</sup> Se la capacità è insufficiente per un determinato scambio di energia, l'algoritmo ricalcola il netting per massimizzare la compensazione entro i limiti di capacità esistenti.

Ad ogni ciclo di ottimizzazione, che avviene ogni 4 secondi, la piattaforma IN elabora gli input elencati e restituisce alle varie aree LFC partecipanti il valore di correzione corrispondente  $P_{corr}$  (correzione della potenza residua da attivare per aFRR, si veda l'equazione 2), che si attiva ogniqualvolta dei TSO presentino un fabbisogno di aFRR nella direzione opposta.  $P_{corr}$  rappresenta la potenza della LFCA partecipante all'IN "nettata" con le altre LFCA. Un valore negativo di  $P_{corr}$  porterà a un import di potenza, mentre un valore positivo porterà a un export di potenza. Il segnale viene quindi elaborato dal controllore locale (Regolatore di Rete) del singolo TSO, riducendo l'attivazione di aFRR locale. L'integrazione del processo di *netting* prevede infatti che, una volta che le  $P_{corr}$  vengono fornite ai vari TSO, questi ricalcolino il proprio ACE per valutare il proprio sbilanciamento:

$$ACE = P_{reale} - P_{prog} + B \times (f_{reale} - f_{nominale}) - P_{corr} \quad (2)$$

## PICASSO

La struttura della piattaforma operativa di PICASSO prevede un processo che si articola principalmente in due fasi:

- 1) un processo di *Imbalance Netting* come quello che avviene nella piattaforma IN.
- 2) un processo di ottimizzazione centralizzato tramite un algoritmo (**Activation Optimization Function - AOF**), grazie a cui si selezionano e attivano le riserve di aFRR in base a criteri di efficienza economica e tecnica, massimizzando il welfare complessivo e rispettando i vincoli di rete e di capacità transfrontaliera.

### Il netting

Dato che il processo di *netting* vede coinvolti sia Stati membri partecipanti solo alla piattaforma IN, altri solo alla piattaforma PICASSO e altri ancora partecipanti a entrambe, il processo di *netting* e ottimizzazione su PICASSO tiene conto di questa intersezione, valutando il *netting* con un processo a *step* progressivi, descritto in figura qui accanto.

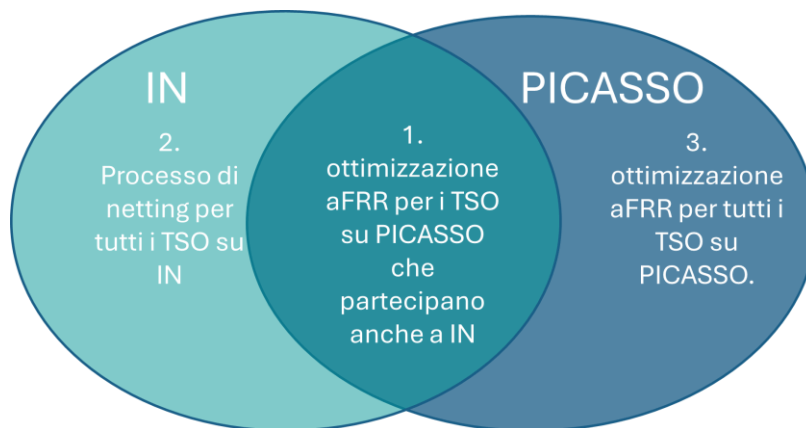


Figura 7 - Relazione tra netting in IGCC e in PICASSO

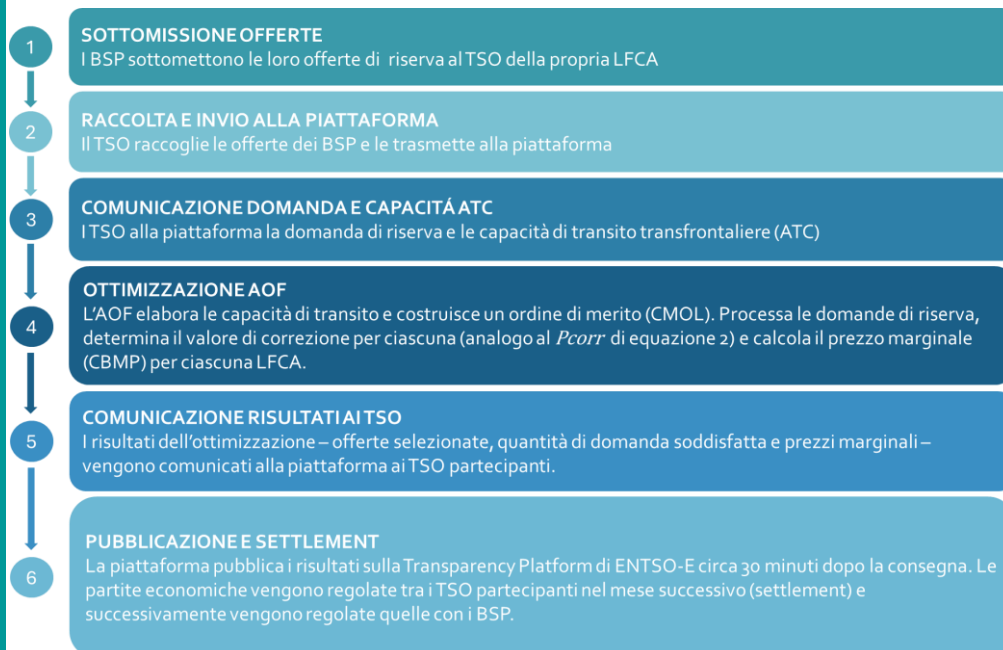
### Il processo di ottimizzazione

L'AOF di PICASSO, in linea con l'articolo 30(1) dell'EBGL, ogni 4 secondi determina un singolo CBMP per ogni regione non congestionata. Le offerte possono essere selezionate solo in una direzione: a salire oppure a scendere. A differenza di altre sessioni di mercato, come il mercato MGP o le piattaforme MARI e TERRE nei quali l'algoritmo determina esplicitamente i fabbisogni soddisfatti e le offerte dei BSP selezionate, l'algoritmo della piattaforma PICASSO non restituisce direttamente le quantità selezionate, ma invia un segnale di correzione alla quantità di aFRR che ciascun TSO attiverà. Ad esempio, se un TSO ha un fabbisogno a salire di aFRR pari a 100 MW e l'algoritmo determina che 20 MW possono essere soddisfatti tramite l'attivazione di risorse più economiche di un altro TSO, il segnale



di correzione inviato sarà pari a -20 MW. Ciò implica che il TSO attiverà solamente i restanti 80 MW tramite le risorse interne.

Il processo di ottimizzazione si sviluppa in sei *step*, mostrati in figura, di cui i primi due hanno luogo in un periodo temporale antecedente al tempo reale, gli step dal tre al cinque sono in tempo reale e l'ultimo avviene successivamente.



### Elasticità della domanda in PICASSO

Fino a metà 2024, la piattaforma PICASSO operava con una domanda anelastica da parte dei TSO. Essa, infatti, rifletteva i volumi necessari per garantire la stabilità e la sicurezza operativa del sistema elettrico, come previsto dal Regolamento SOGL. In questo senso, i TSO erano obbligati a garantire la disponibilità di riserve sufficienti indipendentemente dai costi. Tuttavia, a seguito di episodi di prezzi estremi e della conseguente sospensione temporanea dell'Italia dalla piattaforma, ACER ha rivisto le regole operative. Con le Decisioni 08/2024 e 09/2024, ACER ha introdotto la possibilità per i TSO di utilizzare una quota di domanda elastica, ossia dipendente dal prezzo, permettendo loro di riflettere in modo più efficiente il compromesso tra costi aggiuntivi e la stabilità della frequenza del sistema.

### MARI

MARI si basa sulla piattaforma LIBRA per la gestione dei dati e delle informazioni scambiate con i TSO e si basa sull'AOF per quanto riguarda l'algoritmo di ottimizzazione delle attivazioni e del calcolo dei prezzi marginali. Il processo di ottimizzazione seguito dalla piattaforma MARI segue gli stessi passaggi del processo di ottimizzazione di PICASSO riportati nella figura sopra, con le seguenti differenze: l'AOF per MARI non determina solo i prezzi marginali, ma anche le capacità di scambio transfrontaliero basandosi sull'ordine di merito per ciascun quarto d'ora. Così come definita dall'articolo 11 dell'*Implementation Framework* della mFRR, la funzione è progettata per massimizzare il surplus economico e minimizzare i flussi tra le varie zone. Il primo obiettivo della funzione è quello di soddisfare tutta la domanda inelastica. Anche per MARI i TSO hanno la possibilità di formulare una domanda che, oltre alla componente anelastica, possa includere anche una componente elastica.

## Tornando al nostro paese: l'Italia e le piattaforme fino ad ora

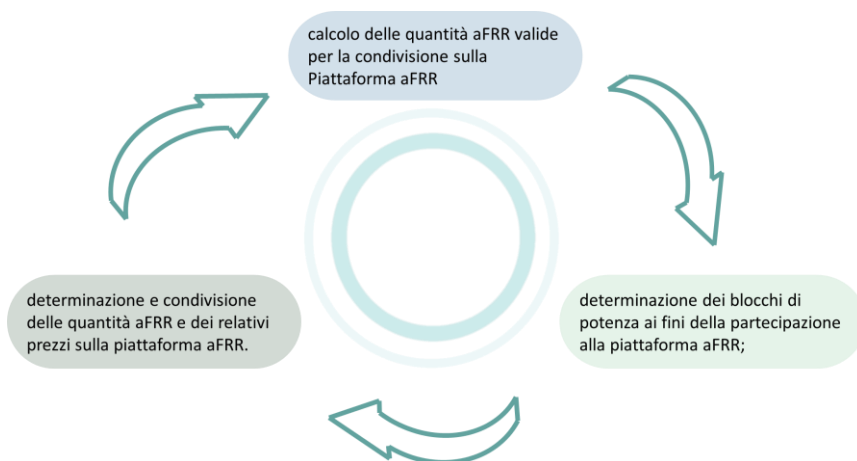


Delibera Arera



Codice di Rete

Terminiamo questa panoramica sul funzionamento delle principali piattaforme di bilanciamento europee tornando all'Italia. In quanto Stato membro dell'Unione, l'Italia è un membro attivo anche nella collaborazione dei TSO europei nell'ambito di ENTSO-E e nei progetti da essa promossa. Terna, in quanto TSO italiano, partecipa in diversa misura alle varie piattaforme di bilanciamento. È entrata come membro attivo nella piattaforma IGCC nel 2020 e vi partecipa pienamente da allora. Per quanto riguarda PICASSO, si è unita come membro attivo nel luglio 2023, per poi sospendere temporaneamente la partecipazione nel marzo 2024 a causa delle citate anomalie nei prezzi di sbilanciamento verificatesi dopo l'ingresso nella piattaforma. Il 25 novembre 2025, a seguito delle modifiche prima richiamate, Terna ha aderito alla piattaforma e ad oggi partecipa allo scambio di aFRR su PICASSO. In particolare, l'utilizzo della piattaforma europea aFRR da parte di Terna durante la prima partecipazione avveniva attraverso un processo di conversione in prodotto standard delle offerte di aFRR presenti su MSD, processo che si articolava nelle fasi rappresentate nella figura seguente.



Le tre fasi realizzavano un coordinamento tra MSD e la piattaforma per lo scambio di aFRR, per permettere un'attivazione comunque pro-rata delle risorse accettate sulla piattaforma. Nella seconda fase di partecipazione, invece, il processo di conversione delle offerte non occorre più, perché Terna è passata ad un'attivazione merit order delle offerte accettate sulla piattaforma. In ogni caso, a differenza di altri TSO, Terna ha comunque a disposizione la piattaforma nazionale, oltre a quella europea, per le risorse di aFRR (si veda la delibera Arera 364/2025).

Per quanto riguarda MARI, a inizio 2026 l'Italia non è ancora membro attivo ma sta pianificando l'ingresso nella piattaforma.

In ultimo, si osserva che l'integrazione dell'Italia nel contesto europeo trova anche recepimento nel TIDE, il testo che contiene la nuova regolamentazione del sistema nazionale del dispacciamento, nata principalmente per far fronte alle criticità legate all'introduzione di massicce quantità di generazione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP). Un elemento cardine del TIDE è la **neutralità tecnologica**, più precisamente la possibilità di abilitare alla fornitura di servizi ancillari risorse precedentemente escluse perché non rilevanti (ossia di taglia inferiore a 10 MW) o non programmabili quali gli impianti a FRNP, nonché la generazione distribuita, i sistemi di accumulo e i carichi, il tutto anche in forma aggregata. Inoltre, il TIDE prevede l'integrazione tra MSD e le piattaforme europee di scambio di servizi di bilanciamento, integrazione che nel tempo renderà la piattaforma nazionale con un ruolo sempre più marginale.

## Appunti a cura di:

*Giovanni Costantini e Sara Russo*



Giovanni Costantini è un ricercatore di RSE del gruppo REM (Regolazione dei Mercati Energetici) del dipartimento Sviluppo del Sistema Energetico. Ha svolto lavori di ricerca sia nel settore della fisica di base e dei plasmi non-neutri che nel settore dell'energia e delle rinnovabili. Ha inoltre collaborato a progetti di ricerca europei dei programmi LIFE e Horizon. Ha un dottorato di ricerca in fisica e un master di secondo livello in sostenibilità ed energie rinnovabili.

Sara Russo è una dottoranda in Economia, Management e Metodi per la Transizione Sostenibile all'Università di Ferrara, laureata magistrale in Economia e Commercio. Ha inoltre maturato esperienze internazionali a New York e Las Palmas, con un focus sulla gestione dell'innovazione tecnologica. In precedenza, ha lavorato come consulente per Artaud SRLS. Attualmente la sua attività di ricerca è focalizzata sui modelli economici per supportare la transizione sostenibile.

Per la realizzazione di questo APE vogliamo ringraziare Silvia Canevese e Antonio Gatti per i preziosi spunti, consigli e contributi che hanno condiviso in fase di revisione del documento.



[appuntidienergia@rse-web.it](mailto:appuntidienergia@rse-web.it)

Questo lavoro è stato finanziato dal Fondo di Ricerca per il Sistema Elettrico nell'ambito del Piano Triennale 2025-2027 (DM MASE n.388, 06-11-2024), in ottemperanza al DM 12 aprile 2024