Sprawozdanie OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Dotyczące bilansowania zgodnie z art. 60 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 (EBGL) za lata 2024–2025

Konstancin-Jeziorna, Maj 2026 r.

1 Spis treści

2 Wprowadzenie i podstawa prawna 4
2.1 Kluczowe wskaźniki KSE – porównanie 2024/2025 4
3 Charakterystyka bilansowania i rynku bilansującego w Polsce 4
3.1 Zakres geograficzny i model rynku 4
3.2 Produkty wykorzystywane przez PSE S.A. 5
3.3 Uczestnicy rynku 5
3.4 Dane kosztowe rynku bilansującego – zestawienie 6
3.5 Status wdrożenia platform bilansujących 6
3.5.1 Platforma IN (IGCC) – dołączenie i rola w pracy KSE 7
3.5.2 Platforma aFRR (PICASSO) – wdrożenie i uruchomienie operacyjne 7
3.5.3 Platforma mFRR (MARI) – status i harmonogram przyłączenia 7
3.5.4 Platforma RR (TERRE) – wygaszenie na przełomie 2025/2026 i uzasadnienie 7
4 Zmiany regulacyjne i wdrożeniowe (WDB) w latach 2024–2025 7
5 Analizy wymagane art. 60(2) EBGL 8
5.1 Art. 60(2)(a) – Produkty bilansujące 8
5.2 Art. 60(2)(b) – Wymiarowanie rezerw 8
5.3 Art. 60(2)(c) – Optymalna struktura zapewnienia rezerw 9
5.4 Art. 60(2)(d) – Analiza kosztów i korzyści oraz możliwych nieefektywności związanych z produktami specyficznymi 9
5.5 Art. 60(2)(e) – Możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw 10
5.6 Art. 60(2)(f) – Uzasadnienie zakupu mocy bilansującej bez wymiany/współdzielenia 10
5.7 Art. 60(2)(g) – Efektywność funkcji optymalizacji aktywacji (AOF) 10
5.7.1 Cel i zakres analizy 10
5.7.2 Utrzymanie częstotliwości i mocy wymiany – ujęcie systemowe (EBGL) 11
5.7.3 Rezerwa utrzymania częstotliwości – FCR 11
5.7.4 Rezerwy odbudowy częstotliwości – FRR (aFRR i mFRR) 11
5.7.5 Rezerwy zastępcze – RR 12
5.7.6 Optymalizacja aktywacji (AOF) w modelu centralnego dysponowania 12
5.7.7 Wnioski (2024–2025) 12
6 Spis skrótów 13

2 Wprowadzenie i podstawa prawna

Sprawozdanie przedstawia funkcjonowanie bilansowania w KSE oraz rynku bilansującego w latach 2024–2025, w tym wdrożenie kluczowej reformy rynku bilansującego od 14.06.2024 r., przygotowującej polskie rozwiązania do wymogów EBGL, oraz integrację z europejską platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR) od 11.07.2025 r.

Raport przygotowano w wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 60 EBGL. Obejmuje on wymagane analizy wskazane w art. 60(2)(a–g) EBGL oraz uwzględnia zasadę poufności zgodnie z przepisami właściwymi dla PSE S.A.

2.1 Kluczowe wskaźniki KSE – porównanie 2024/2025

Wskaźnik	2024	2025	Uwagi
Moc zainstalowana (na koniec roku) [MW]	72 188	77 331	
Moc osiągalna (na koniec roku) [MW]	71 498	77 177	
Moc osiągalna – średnia roczna [MW]	69 185	74 056	
Zapotrzebowanie na moc – średnie roczne [MW]	23 200	23 179	
Zapotrzebowanie maksymalne [MW]	28 494	27 550	2024: 09.01; 2025: 24.11
Zapotrzebowanie minimalne [MW]	11 443	11 231	2024: 01.04; 2025: 21.04
Rezerwy mocy – średnia roczna [MW]	10 466	11 131	
Częstotliwość średnia roczna [Hz]	50,000	50,000	
Częstotliwość minimalna [Hz]	49,953	49,959	
Częstotliwość maksymalna [Hz]	50,061	50,056	

3 Charakterystyka bilansowania i rynku bilansującego w Polsce

3.1 Zakres geograficzny i model rynku

PSE S.A. są jedynym operatorem systemu przesyłowego (OSP) w Polsce. Obszar bilansowania pokrywa się z granicami państwa, a Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) pracuje synchronicznie w obszarze Europy Kontynentalnej. Rynek bilansujący w Polsce działa w modelu centralnego dysponowania, w ramach którego OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG) odpowiada za wybór i dysponowanie zasobami wykorzystywanymi do bilansowania. Rynek bilansujący w Polsce obejmuje sieć przesyłową 400 kV i 220 kV, punkty przyłączenia jednostek centralnie dysponowanych do sieci 110 kV i sieci dystrybucyjnej oraz

punkty w sieci dystrybucyjnej, do których przyłączone są zasoby uczestniczące w rynku bilansującym.

Zintegrowany proces grafikowania w Polsce rozpoczyna się w horyzoncie dnia następnego, a oferty ZPG składane są przez dostawców usług bilansujących (DUB) najpóźniej do godz. 14:30 dnia poprzedzającego dostawę energii. Składanie oferty ZPG na całą dostępną zdolność jest obowiązkowe dla wszystkich centralnie dysponowanych jednostek wytwórczych. Oferty ZPG złożone w horyzoncie dnia następnego mogą być korygowane w procesie intraday do h-0:55 przed godziną handlową.

Rozliczenia usług bilansujących i energii niezbilansowania są prowadzone dla każdej dekady miesiąca. Dane do rozliczeń wstępnych są dostępne w dniu d+1, a rozliczenia ostateczne w dniu d+4. Korekty rozliczeń są możliwe w kolejnych miesiącach: m+2, m+4, m+8, m+15.

Okres rozliczania niezbilansowania od 14.06.2024 wynosi 15 minut.

3.2 Produkty wykorzystywane przez PSE S.A.

PSE S.A. wykorzystywały rezerwy: FCR, aFRR, mFRR (wdrożenie w ramach reformy Rynku Bilansującego od 14.06.2024 r.) oraz RR. W rozumieniu EBGL w okresie sprawozdawczym stosowane były standardowe produkty aFRR, mFRR i RR, natomiast FCR pozostaje produktem lokalnym.

3.3 Uczestnicy rynku

Każdy dostawca usług bilansujących (DUB) powinien posiadać co najmniej jedną jednostkę grafikową aktywnie uczestniczącą w rynku bilansującym (aktywną jednostkę grafikową) oraz dedykowany system IT wykorzystywany do komunikacji DUB z OSP (np. do aktywacji usług bilansujących). DUB świadczą usługi bilansujące za pośrednictwem jednostek grafikowych.

Każdy BRP ma obowiązek przekazywania OSP informacji o kontraktach energii zawieranych na poziomie pasywnej jednostki grafikowej z innymi BRP. Dane pomiarowe dla każdej pasywnej jednostki grafikowej BRP są dostarczane przez operatorów pomiarów.

Ocena świadczenia usług bilansujących zgodnie z art. 18 ust. 5 lit. f EBGL jest wykonywana na podstawie pomiarów w czasie rzeczywistym.

Kategoria	2024	2025
BSP / DUB – liczba podmiotów	13	14
BSP / DUB – liczba aktywnych jednostek	97	100
BRP / POB – liczba podmiotów	158	181
BRP / POB – liczba pasywnych jednostek	234	266
DSR – liczba podmiotów	0	0
Magazyny energii – liczba podmiotów	2	2

Magazyny energii – liczba jednostek aktywnych	18	18

3.4 Dane kosztowe rynku bilansującego – zestawienie

Okres	Składnik	Wartość	Jednostka
2024 (01.01–13.06)	KCZ – całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania	510,86	mln zł
2024 (01.01–13.06)	KO – koszty usuwania ograniczeń	583,51	mln zł
2024 (01.01–13.06)	NDKW – dodatkowe koszty wytwarzania z realokacji USE na JGWa	159,25	mln zł
2024 (14.06–31.12)	KCZ – całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania	1 789,798	mln zł
2024 (14.06–31.12)	KB – koszty bilansowania energii	-1 093,555	mln zł
2024 (14.06–31.12)	KO – koszty usuwania ograniczeń systemowych	696,244	mln zł
2024 (14.06–31.12)	KMB – koszty mocy bilansujących	2 040,889	mln zł
2024 (14.06–31.12)	KRO – koszty rezerwy operacyjnej	54,230	mln zł
2025 (01.01–31.12)	KCZ – całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania	3 213,108	mln zł
2025 (01.01–31.12)	KB – koszty bilansowania energii	-2 166,540	mln zł
2025 (01.01–31.12)	KO – koszty usuwania ograniczeń systemowych	1 046,568	mln zł
2025 (01.01–31.12)	KMB – koszty mocy bilansujących	2 991,348	mln zł
2025 (01.01–31.12)	KRO – koszty rezerwy operacyjnej	102,787	mln zł

3.5 Status wdrożenia platform bilansujących

Niniejszy rozdział przedstawia postęp wdrażania przez **PSE S.A.** europejskich platform bilansujących oraz procesów współpracy TSO–TSO w ramach EBGL, obejmując platformy: **IN (IGCC – kompensowanie niezbilansowań)**, **aFRR (PICASSO)**, **mFRR (MARI)** oraz **RR (TERRE)**.

W latach 2024–2025 działania wdrożeniowe były ściśle powiązane z reformą krajowego rynku bilansującego od **14.06.2024 r.**, która wprowadziła m.in. standardowe produkty energii bilansującej oraz zmiany procesów i rozliczeń niezbędne do integracji europejskiej.

Platforma / proces	Status w PSE S.A.	Data uruchomienia	Uwagi

IN (IGCC)	Aktywne	18.02.2020	
aFRR (PICASSO)	Aktywne	11.07.2025	
mFRR (MARI)	Nieaktywne	—	Planowany start: koniec 2026 r.
RR (TERRE)	Nieaktywne (platforma wygaszona)	—	Wygaszenie związane z wymogiem bramki SIDC 30 min

3.5.1 Platforma IN (IGCC) – dołączenie i rola w pracy KSE

PSE S.A. **dołączyły do platformy IGCC** 18.02.2020 r. i uczestniczą w procesie **kompensowania niezbilansowań (platforma IN)**. Wyniki procesu IN są uwzględniane w bieżącym prowadzeniu ruchu, co wspiera ograniczanie potrzeb aktywacji energii bilansującej w sytuacjach, w których kompensowanie niezbilansowań pomiędzy obszarami bilansowania jest możliwe bez naruszenia bezpieczeństwa pracy systemu.

3.5.2 Platforma aFRR (PICASSO) – wdrożenie i uruchomienie operacyjne

W ramach zmian regulacyjnych w 2025 r. wdrożono w WDB zasady integracji krajowego rynku bilansującego z europejską platformą wymiany energii bilansującej z **aFRR**, a integracja weszła w życie **11.07.2025 r.**

Po uruchomieniu integracji aktywacja energii bilansującej z aFRR jest realizowana poprzez platformę europejską, natomiast pozostałe procesy bilansowania (np. aktywacje lokalne mFRR/RR) są prowadzone zgodnie z krajowym procesem zintegrowanego grafikowania.

3.5.3 Platforma mFRR (MARI) – status i harmonogram przyłączenia

PSE S.A. nie są jeszcze przyłączone do platformy mFRR (MARI). Zgodnie z aktualnym harmonogramem przyłączenie jest **planowane pod koniec 2026 r.**, a jego realizacja wymaga dalszych zmian w krajowych procesach bilansowania i przygotowania rozwiązań IT oraz operacyjnych.

3.5.4 Platforma RR (TERRE) – wygaszenie na przełomie 2025/2026 i uzasadnienie

Platforma RR (TERRE) została **wygaszona z końcem 2025 r.** i nie jest wdrażana przez PSE S.A. Kluczową przesłanką zakończenia działania TERRE była zmiana ram rynkowych, w tym wprowadzenie od 2026 r. wymogu **skrócenia czasu zamknięcia bramki SIDC (transgraniczny intraday) do 30 minut przed czasem rzeczywistym**, co uniemożliwia realizację wymiany energii z rezerw zastępczych o pełnym czasie aktywacji 30 minut. W konsekwencji zapisy WDB dotyczące integracji z TERRE stały się bezprzedmiotowe i zostały usunięte w ramach zmian WDB w 2025 r.

4 Zmiany regulacyjne i wdrożeniowe (WDB) w latach 2024–2025

Zmiana	Data wejścia w życie	Główna treść
Zmiany nr 11/2023 WDB	16.01.2024	Dodanie przekroju handlowego Polska–Ukraina (Rzeszów–

		Chmielnicka) oraz zmiany dotyczące rezerwacji zdolności przesyłowych na wybranych przekrojach handlowych.
Nowe WDB + Zmiany nr 1/2024 (II etap reformy RB)	14.06.2024	Nowa struktura podmiotowa i obiektowa RB, nowy katalog usług bilansujących, zmiany w zgłoszeniach i planowaniu pracy KSE, 15-minutowe okresy rozliczania, rynkowe pozyskiwanie mocy bilansujących, zasady rozliczania rezerwy operacyjnej, zasady uczestnictwa w platformach RR i IN.
Zmiany nr 2/2025 WDB	18.03.2025 oraz 11.06.2025	Wprowadzenie produktów 15-minutowych w jednolitym łączeniu rynków dnia bieżącego i dnia następnego oraz doprecyzowanie definicji OR NEMO.
Zmiany nr 3/2025 WDB	11.07.2025	Wprowadzenie zasad integracji RB z europejską platformą aFRR (PICASSO) oraz usunięcie zasad integracji z platformą RR (wygaszenie platformy z końcem 2025 r.).

5 Analizy wymagane art. 60(2) EBGL

5.1 Art. 60(2)(a) – Produkty bilansujące

W latach 2024–2025 PSE S.A. stosowały produkty: FCR, aFRR, mFRR oraz RR. PSE S.A. nie stosowały produktów specyficznych w rozumieniu art. 26 EBGL; w zakresie energii bilansującej wdrożone zostały standardowe produkty dla aFRR/mFRR/RR, natomiast FCR pozostaje produktem lokalnym.

5.2 Art. 60(2)(b) – Wymiarowanie rezerw

Wymiarowanie rezerw w KSE jest oparte na podejściu probabilistycznym. W szczególności uwzględnia się: prawdopodobieństwo awarii jednostek wytwórczych, niepewność prognozy zapotrzebowania, historyczne wolumeny rezerw niezbędnych do bilansowania, wielkość największej jednostki wytwórczej oraz – dla rezerw w dół – wielkość największego zasobu odbiorczego (w tym wpływ połączenia HVDC ze Szwecją).

Dostępność rezerw jest monitorowana w trybie ciągłym z wyprzedzeniem (horyzont kroczący do 10 dni), a wymagany poziom rezerw wyrażany jest jako odsetek prognozowanego zapotrzebowania i maleje wraz ze zbliżaniem się do czasu rzeczywistego. Szczegółowe wartości wymagań wyznaczane są zgodnie z krajowymi Warunkami Dotyczącymi Bilansowania.

Poniżej zestawiono wartości referencyjne poziomów rezerw wykorzystywane w opisie rynku (wartości średnioroczne):

Rodzaj rezerwy	Kierunek	Wartość referencyjna
FCR	góra / dół	+171 MW / -171 MW
FRR	góra / dół	+957 MW / -593 MW
w tym aFRR	góra / dół	+400 MW / -400 MW
RR	góra / dół	+514 MW / brak

5.3 Art. 60(2)(c) – Optymalna struktura zapewnienia rezerw

Wolumen pozyskiwanej przez PSE S.A. mocy bilansującej jest określany w modelu opartym o ryzyko i odzwierciedla potrzeby operacyjne KSE, w tym prawdopodobieństwo i konsekwencje awarii jednostek wytwórczych, niepewności prognoz oraz wielkości incydentów wymiarujących. Celem jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu przy zachowaniu efektywności kosztowej bilansowania oraz ograniczenie nieuzasadnionego, zbyt wczesnego blokowania zasobów uczestników rynku.

Zakup mocy bilansującej realizowany jest blisko czasu rzeczywistego (horyzont D-1), co umożliwia codzienne dostosowanie wolumenów do aktualnej sytuacji w systemie (np. poziomu zapotrzebowania, dostępności źródeł, ograniczeń sieciowych) i ogranicza konieczność stosowania konserwatywnych buforów właściwych dla dłuższych horyzontów.

PSE S.A. stosują kaskadową strukturę rezerw (FCR, aFRR, mFRR oraz RR), łącząc produkty o różnych charakterystykach czasowych. Możliwość pokrywania zapotrzebowania na rezerwy różnymi produktami oraz substytucja aFRR/mFRR w ramach FRR wspierają ekonomicznie efektywne spełnienie wymagań na rezerwy mocy.

Optymalną alokację zasobów wspiera ko-optymalizacja pozyskiwania energii i rezerw w ramach zintegrowanego procesu grafikowania w modelu centralnego dysponowania. Pozwala to wyznaczać plan pracy oraz rezerwy w sposób spójny, z uwzględnieniem ograniczeń bezpieczeństwa pracy sieci i konieczności zapewnienia rezerw w czasie rzeczywistym.

W rezultacie wolumeny mocy bilansującej są uzasadnione bieżącym profilem ryzyka systemu oraz zabezpieczane w sposób równoważący bezpieczeństwo i efektywność, tj. zapewniają adekwatne rezerwy dla wiarygodnych incydentów, jednocześnie ograniczając zbędne zakupy i zachowując elastyczność uczestników rynku.

5.4 Art. 60(2)(d) – Analiza kosztów i korzyści oraz możliwych nieefektywności związanych z produktami specyficznymi

PSE S.A. nie stosowały w latach 2024–2025 produktów specyficznych w rozumieniu EBGL. W związku z tym punkt art. 60(2)(d) odnoszący się do analizy kosztów i korzyści oraz możliwych nieefektywności posiadania produktów specyficznych nie dotyczy i nie jest wypełniany.

5.5 Art. 60(2)(e) – Możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw

PSE S.A. przeanalizowały możliwość wymiany mocy bilansującej oraz współdzielenia rezerw z OSP obszarów sąsiednich. Na moment sporządzania raportu PSE S.A. nie identyfikują warunków umożliwiających efektywną i bezpieczną realizację tych procesów. Kluczowymi barierami są: (i) bardzo wysoka niepewność dostępnej zdolności przesyłowej w horyzontach istotnych dla kontraktacji rezerw oraz (ii) brak efektywnego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy produktami energii (DA/ID) i produktami mocy bilansującej.

W konsekwencji rezerwowanie przepustowości na potrzeby produktów mocy mogłoby nieuzasadnienie ograniczać zarządzanie ograniczeniami w czasie rzeczywistym i elastyczność OSP w sytuacjach zakłóceniowych. Ponadto, bez transparentnej ko-optymalizacji wykorzystania zdolności przesyłowych na potrzeby energii i mocy, rezerwacja zdolności może generować niejawny koszt alternatywny poprzez ograniczanie możliwości obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego.

Niezależnie od powyższego, w sytuacjach pilnych związanych z bezpieczeństwem pracy systemu PSE S.A. mogą świadczyć lub przyjmować doraźne wsparcie operacyjne z OSP sąsiednimi (np. uzgodnione dostawy wspierające / dostawy awaryjne). Są to środki operacyjne o charakterze incydentalnym i nie stanowią regularnych mechanizmów wymiany mocy bilansującej ani współdzielenia rezerw.

5.6 Art. 60(2)(f) – Uzasadnienie zakupu mocy bilansującej bez wymiany/współdzielenia

PSE S.A. dokonywały zakupu mocy bilansującej w modelu krajowym, bez korzystania z mechanizmów wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw. Podejście to jest uzasadnione w szczególności priorytetem bezpieczeństwa pracy KSE oraz koniecznością posiadania pewnego i kontrolowalnego dostępu do rezerw w horyzoncie operacyjnym.

W warunkach wysokiej niepewności transgranicznych zdolności przesyłowych i braku efektywnego mechanizmu alokacji zdolności pomiędzy produktami energii i mocy, pozyskiwanie mocy w sposób transgraniczny wiązałoby się z podwyższonym ryzykiem niedostarczenia oraz premią za ryzyko po stronie kosztowej. Zakup krajowy pozwala utrzymać spójność z celami EBGL w zakresie niepogarszania funkcjonowania rynków energii (w szczególności DA/ID) i ogranicza ryzyko nieuzasadnionego „zamrożenia" zdolności przesyłowych.

5.7 Art. 60(2)(g) – Analiza efektywności funkcji optymalizacji aktywacji (AOF)

5.7.1 Cel i zakres analizy

Celem analizy jest ocena skuteczności funkcji optymalizacji aktywacji energii bilansującej (AOF) w KSE w latach **2024–2025**, w odniesieniu do energii bilansującej aktywowanej z:

- **rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR)**,
- **rezerw odbudowy częstotliwości (FRR)**, tj. **aFRR** oraz – od **14.06.2024 r.** – **mFRR**,
- **rezerw zastępczych (RR)**, z uwzględnieniem krajowego modelu centralnego dysponowania oraz zmian wdrożonych w ramach reformy rynku bilansującego w 2024 r. i integracji europejskiej aFRR w 2025 r.

5.7.2 Utrzymanie częstotliwości i mocy wymiany – ujęcie systemowe

PSE S.A. zapewniają utrzymanie częstotliwości systemowej oraz mocy wymiany transgranicznej w połączonym europejskim systemie elektroenergetycznym poprzez **hierarchiczny zestaw usług bilansujących** zgodny z EBGL: **FCR → FRR → RR**. Aktywacja usług realizowana jest w sposób skoordynowany przez regulator centralny oraz regulatory lokalne jednostek uczestniczących w świadczeniu usług bilansujących.

5.7.3 Rezerwa utrzymania częstotliwości – FCR

FCR jest aktywowana automatycznie w odpowiedzi na odchylenia częstotliwości. Czas aktywacji nie przekracza **30 s**, przy czym co najmniej **50% wymaganej rezerwy** jest aktywowane w czasie **≤15 s**. Jednostki świadczące FCR zapewniają szybkie zmiany mocy (typowo do **±5%** mocy zainstalowanej).

Wymagany wolumen FCR (około **±170 MW**, wartość średnioroczna, wymagana dla każdego okresu planowania) jest określany przez ENTSO-E na podstawie analiz systemowych dla obszaru synchronicznego. PSE S.A. przyjmuje wolumen FCR zgodnie z wytycznymi ENTSO-E. Rozmieszczenie zasobów FCR w KSE zapewnia rozproszenie rezerw, ogranicza ryzyko utraty rezerw w przypadku wypadnięcia pojedynczego zasobu oraz przeciążeń sieciowych podczas aktywacji.

5.7.4 Rezerwy odbudowy częstotliwości – FRR (aFRR i mFRR)

FRR służą przywróceniu częstotliwości do wartości znamionowej oraz mocy wymiany transgranicznej do wartości planowych. Aktywacja FRR następuje **≤30 s** od zakłócenia, a pełny efekt regulacji osiągany jest **≤15 min**.

5.7.4.1 aFRR

aFRR jest aktywowana automatycznie poprzez regulator centralny. Do **10.07.2025 r.** aktywacja miała charakter krajowy; od **11.07.2025 r.** aktywacja energii bilansującej z aFRR realizowana jest z wykorzystaniem **europejskiej platformy PICASSO**, co zwiększa efektywność wykorzystania zasobów i spójność z rynkami transgranicznymi.

5.7.4.2 mFRR (zmiana od 14.06.2024 r.)

W wyniku reformy rynku bilansującego od **14.06.2024 r.** PSE S.A. wdrożyły **mFRR** jako pełnoprawny element **FRR**. W latach 2024–2025 mFRR:

- uzupełnia portfel FRR obok aFRR,
- umożliwia **substytucję aFRR/mFRR** w ramach wspólnego wymiarowania FRR,

- zwiększa **elastyczność operacyjną** i **efektywność kosztową** przy zachowaniu wymogów bezpieczeństwa.

5.7.5 Rezerwy zastępcze – RR

RR służą odbudowie rezerw FRR wykorzystanych w trakcie regulacji. Czas aktywacji RR nie przekracza **30 min**. Realizacja odbywa się poprzez m.in. zmiany generacji jednostek aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym. W latach 2024–2025 RR była aktywowana lokalnie, w związku z wygaszeniem platformy **TERRE** na przełomie 2025/2026 wymiana energii z RR nie jest realizowana transgranicznie.

5.7.6 Optymalizacja aktywacji (AOF) w modelu centralnego dysponowania

Optymalizacja aktywacji energii bilansującej jest realizowana w **zintegrowanym procesie grafikowania (ZPG)**. Optymalny plan pracy JG wyznaczany jest przez minimalizację kosztu pokrycia zapotrzebowania z uwzględnieniem:

- ograniczeń sieciowych i technologicznych,
- wymaganych poziomów rezerw,
- cen i parametrów ofert bilansujących,
- stanu i punktów pracy jednostek na koniec doby poprzedniej.

Po reformie 2024 r. AOF uwzględnia **ko-optymalizację energii i rezerw**, możliwość wykorzystania **aFRR i mFRR w ramach FRR**, a od 2025 r. także udział PSE w **platformie PICASSO** dla aFRR.

5.7.7 Wnioski

1. Aktualny model usług bilansujących w KSE odpowiada strukturze produktów standardowych zdefiniowanych zgodnie z wymaganiami EBGL.
2. Wdrożenie **mFRR** od 14.06.2024 r. rozszerzyło możliwości optymalizacji aktywacji usług bilansujących przez PSE S.A., poprawiając elastyczność i efektywność kosztową FRR.
3. Integracja **aFRR** z europejską platformą wymiany energii bilansującej rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (PICASSO) od 11.07.2025 r. stanowi jakościową zmianę w aktywacji energii bilansującej.
4. Krajowy model centralnego dysponowania oparty o **ZPG** zapewnia skuteczną i bezpieczną realizację AOF w warunkach rosnącej niepewności złożoności warunków panujących w KSE.

6 Spis skrótów

Skrót	Znaczenie
aFRR	Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną
mFRR	Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją ręczną (manualną)
FCR	Rezerwa utrzymania częstotliwości
RR	Rezerwy zastępcze
PSE S.A.	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (operator systemu przesyłowego w Polsce)
BSP / DUB	Dostawca usług bilansujących (Balancing Service Provider)
BRP / POB	Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (Balance Responsible Party)
EBGL	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 (Electricity Balancing Guideline)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
RB	Rynek bilansujący
OSP	Operator systemu przesyłowego
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego
WDB	Warunki Dotyczące Bilansowania
ZPG	Zintegrowany proces grafikowania
RMB	Rynek mocy bilansujących
USE	Umowa sprzedaży energii
PP / PPZ	Program pracy / Program pracy zweryfikowany
OPMB	Oferta portfolio na moce bilansujące
OZPG	Oferta zintegrowanego procesu grafikowania
RBN / RBB	Rynek bilansujący dnia następnego / dnia bieżącego
SIDC	Jednolite łączenie rynków dnia bieżącego
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
CCP	Central Counterparty
IN	Proces kompensowania niezbilansowań (imbalance netting)
ISP	Okres rozliczania niezbilansowania
OREB / ORN	Okres rozliczania energii bilansującej / niezbilansowania
CEN	Cena energii niezbilansowania
CEBPP	Cena energii bilansującej aktywowanej poza europejskimi platformami wymiany energii bilansującej
COR	Cena rezerwy operacyjnej
KCZ	Całkowite koszty pokrycia zapotrzebowania
KB	Koszty bilansowania energii
KO	Koszty usuwania ograniczeń systemowych
KMB	Koszty mocy bilansujących
KRO	Koszty rezerwy operacyjnej
LOLP	Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania (Loss of Load Probability)
JWCD / nJWCD	Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane / niedysponowane centralnie
OZE	Odnawialne źródła energii