



Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

**Koncepcja zmian zasad funkcjonowania
ryнку bilansującego w Polsce**

Spotkanie konsultacyjne

Konstancin-Jeziorna | 7 listopada 2019 r.





Prezentacja została przygotowana w związku ze spotkaniem konsultacyjnym 7 listopada 2019 r. dotyczącym prezentacji Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce („Koncepcja zmian RB”) planowanych do wdrożenia z dn. 18 grudnia 2020, a informacje i stanowiska w niej zawarte są aktualne na dzień prezentowania. Prezentowany materiał został przygotowany przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Prezentacja jest formą skróconą i nie zawiera wszystkich informacji zawartych w dokumencie Koncepcja zmian RB, dlatego materiał ten nie powinien być interpretowany w oderwaniu od ustnego komentarza prezentujących go osób oraz innych dokumentów i materiałów dotyczących tych zmian, przygotowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Zawarte w prezentacji informacje nie stanowią ostatecznej treści zasad funkcjonowania rynku bilansującego jakie zostaną wdrożone w Polsce. Prezentacja Koncepcji zmian RB stanowi pierwszy etap konsultacji zmian zasad funkcjonowania krajowego rynku bilansującego. Zebrane w tym etapie uwagi uczestników rynku zostaną wzięte pod uwagę podczas opracowywania zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz Warunków dotyczących Bilansowania. Po ich opracowaniu zostaną przeprowadzone publiczne konsultacje tych dokumentów, zgodnie z wymaganiami w tym zakresie określonymi w regulacjach prawnych.

Niniejsza prezentacja i jej treść stanowią własność Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Kopiowanie i rozpowszechnianie prezentacji w części lub w całości możliwe jest wyłącznie po uzyskaniu pisemnej zgody Spółki. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie ponoszą odpowiedzialności za wykorzystanie informacji zawartych w prezentacji oraz za możliwe konsekwencje jakichkolwiek działań podjętych w oparciu o dostarczone w niej informacje.

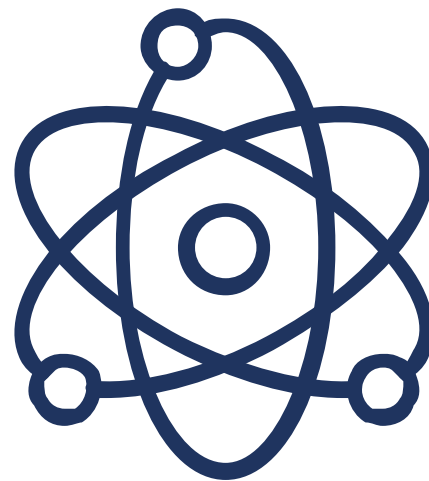




Agenda spotkania

11:00 – 11:10	Powitanie uczestników spotkania
11:10 – 11:30	Wprowadzenie / uwarunkowania formalno-prawne
11:30 – 13:30	Koncepcja zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce
13:30 – 13:45	Zmiany w układach sterowania i regulacji jednostek wytwórczych
13:45 – 14:00	Cyberbezpieczeństwo w PSE
14:00 – 14:15	Przerwa
14:15 – 14:45	Sesja pytań i odpowiedzi
14:45 – 15:00	Podsumowanie





WPROWADZENIE / UWARUNKOWANIA FORMALNO-PRAWNE



Realizacja wymagań formalno-prawnych

- Pakiet Czysta Energia (CEP)
- Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL)
- Zobowiązania złożone przez PL w procesie notyfikacji KE wdrożenia rynku mocy

Wdrożenie rozwiązań wspierających: realizację wymagań formalno-prawnych / efektywność integracji z rynkiem europejskim

- Zapewnienie zgodności grafików handlowych z uwarunkowaniami technicznymi pracy jednostek je realizujących
- Stworzenie zachęt wspierających inwestycje w elastyczność po stronie odbioru i wytwarzania
- Poprawa sygnałów cenowych RB, w tym szczególnie w okresach niedoboru mocy
- Stworzenie zachęt do zgłaszania zbilansowanej pozycji na RB
- Eliminacja zachęt ekonomicznych do arbitrażu pomiędzy RDN i RDB a RB





Obowiązek dostosowania rozwiązań krajowych do regulacji europejskich oraz integracja europejskich rynków bilansujących

- Pakiet Czysta Energia (CEP)
 - Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
 - Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE
- Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL)

Zobowiązania złożone przez PL w procesie notyfikacji KE wdrożenia rynku mocy

- Pkt 16 decyzji notyfikacyjnej KE nr SA.46100 z dn. 7 lutego 2018 r.





Niedyskryminacyjny dostęp do rynku bilansującego

- **Rozporządzenie CEP – art. 6.1**

Balancing markets, including prequalification processes, shall be organized in such a way as to:

- a) ensure effective non-discrimination between market participants taking account of the different technical needs of the electricity system and the different technical capabilities of generation sources, energy storage and demand response
-
- c) ensure non-discriminatory access to all market participants, individually or through aggregation, including for electricity generated from variable renewable energy sources, demand response and energy storage;
- d) respect the need to accommodate the increasing share of variable generation, increased demand responsiveness and the advent of new technologies

- **Decyzja notyfikacyjna Rynku Mocy – pkt 16f**

By 1 January 2021, Poland will make sure that DSR is eligible to participate in the wholesale electricity markets (including day-ahead and intra-day) as well as the balancing market and will be treated in a similar way as other market participants and balancing service providers. DSR can be represented either individually or via aggregators.





Obowiązki związane z pozyskiwaniem usług bilansujących

- Rynkowe zasady pozyskiwania
- Wyznaczanie wolumenów wymaganych rezerw
- Niezależne pozyskiwanie usług „w górę” i „w dół”, na dobę przed

- **Rozporządzenie CEP – art. 6.1**

Balancing markets, including prequalification processes, shall be organized in such a way as to:

- b) ensure that services are defined in a transparent and technologically neutral manner and are procured in a transparent, market-based manner

- **Rozporządzenie CEP – art. 6.8**

The procurement of balancing capacity shall be performed by the transmission system operator and may be facilitated at a regional level. Reservation of cross-border capacity to that end may be limited. The procurement of balancing capacity shall be market-based and organised in such a way as to be non-discriminatory between market participants in the prequalification process in accordance with **Article 40(4) of Directive (EU) 2019/944** whether market participants participate individually or through aggregation (...)





Obowiązki związane z pozyskiwaniem usług bilansujących

- Rynkowe zasady pozyskiwania
- Wyznaczanie wolumenów wymaganych
- Niezależne pozyskiwanie usług „w górę” i „w dół”, na dobę przed

- **Rozporządzenie CEP – art. 6.7**

The dimensioning of reserve capacity shall be performed by the transmission system operators and shall be facilitated at regional level.



Obowiązki związane z pozyskiwaniem usług bilansujących

- Rynkowe zasady pozyskiwania
- Wyznaczanie wolumenów wymaganych rezerw
- Niezależne pozyskiwanie usług „w górę” i „w dół”, na dobę przed

- **Rozporządzenie CEP – art. 6.9**

The procurement of upward balancing capacity and downward balancing capacity shall be carried out separately (...) Contracts for balancing capacity shall not be concluded more than one day before the provision of the balancing capacity and the contracting period shall be no longer than one day (...)

- **EBGL – art. 32.3**

The procurement of upward and downward balancing capacity for at least the frequency restoration reserves and the replacement reserves shall be carried out separately. Each TSO may submit a proposal to the relevant regulatory authority in accordance with Article 37 of Directive 2009/72/EC requesting the exemption to this requirement. The proposal for exemption shall include: (...) justification for the exemption demonstrating that such an exemption would lead to higher economic efficiency.





Integracja europejskich rynków bilansujących

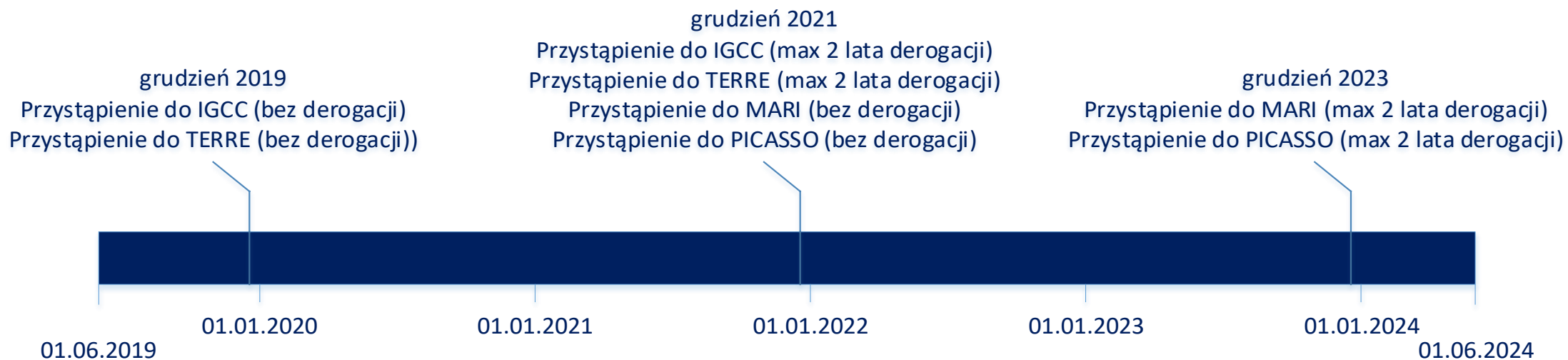


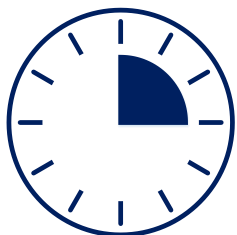
Obowiązek dołączenia do europejskich platform:

- **Wymiany energii bilansującej z rezerw**
 - Zastępczych – TERRE (EBGL, art. 19)
 - Odbudowy częstotliwości z aktywacją
 - Nieautomatyczną – MARI (EBGL, art. 20)
 - Automatyczną – PICASSO (EBGL, art. 21)
- **Procesu kompensowania niezbilansowań – IGCC (EBGL, art. 22)**

W CDS OSP działa jak DUB (BSP)

Konieczne opracowanie zasad konwersji ofert bilansujących na produkty standardowe





Wprowadzenie okresu rozliczania niezbilansowania (ORN) wynoszącego 15 minut

- **EBGL – art. 53.1**

By three years after the entry into force of this Regulation, all TSOs shall apply the imbalance settlement period of 15 minutes in all scheduling areas while ensuring that all boundaries of market time unit shall coincide with boundaries of the imbalance settlement period.

- **Rozporządzenie CEP – art. 8.4**

By 1 January 2021, the imbalance settlement period shall be 15 minutes in all scheduling areas, unless regulatory authorities have granted a derogation or an exemption. Derogations may be granted only until 31 December 2024 (...)





Możliwość aktualizacji Ofert Bilansujących co najmniej do czasu zamknięcia bramki intraday dla handlu międzystrefowego (55 minut przed)

- **EBGL – art. 24.5**

By two years after entry into force of this Regulation, each TSO applying a central dispatching model shall define at least one integrated scheduling process gate closure time which shall:

- a) enable balancing service providers to update their integrated scheduling bids as close as possible to real time;
- b) be no longer than eight hours before real-time;
- c) be set before the TSO energy bid submission gate closure time.

- **EBGL – art. 24.6**

After each integrated scheduling process gate closure time, the integrated scheduling process bid may only be changed in accordance with the rules defined by the connecting TSO in the terms and conditions for balancing service providers set up pursuant to Article 18. Those rules shall be implemented before the connecting TSO joins any process for the exchange of balancing energy and shall allow balancing service providers to update their integrated scheduling bids to the extent possible until the intraday cross-zonal gate closure time (...)





Możliwość aktualizacji Ofert Bilansujących co najmniej do czasu zamknięcia bramki intraday dla handlu międzystrefowego (55 minut przed)

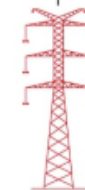
- **Rozporządzenie CEP – art. 6.4**

... Market participants shall be allowed to bid as close to real time as possible, and balancing energy gate closure times shall not be before the intraday cross-zonal gate closure time.

Transmission system operators applying a central dispatching model may establish additional rules in accordance with the guideline on electricity balancing adopted on the basis of Article 6(11) of Regulation (EC) No 714/2009

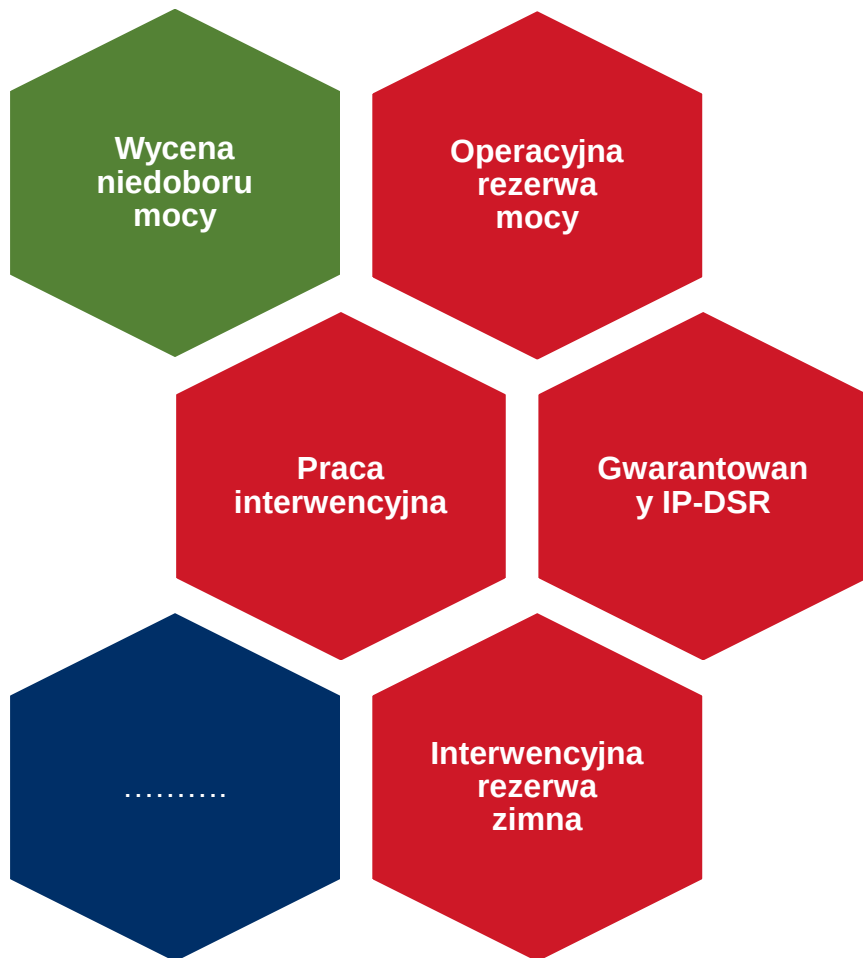
- **Decyzja notyfikacyjna Rynku Mocy – pkt 16c**

As of 1 January 2021, all Balancing Service Providers will be allowed to update their integrated scheduling bids to the extent possible until the intraday cross-zonal gate closure time as provided in Article 24(5) and 24(6) of the Electricity Balancing Guideline.





Zmiany w katalogu usług systemowych



Decyzja notyfikacyjna Rynku Mocy – pkt 16e

By 1 January 2021, Poland will introduce an administrative scarcity pricing mechanism as referred to in Article 44(3) of the Electricity Balancing Guideline. The mechanism will be designed to provide a price adder to the energy prices on the balancing market varying in function of the amount of the reserve margin in the Polish system. The price adder calculation will be based on the Value of Lost Load (VoLL) and the Loss of Load Probability (LoLP), ensuring that when reserves are exhausted (i.e. there are no more available reserves that can be activated by the TSO) the imbalance settlement prices are not lower than the maximum price set in accordance with Article 54(1) of Regulation 2015/1222. This will be without prejudice to Poland applying measures to prevent the exercise of market power and strategic behaviour.



Decyzja notyfikacyjna Rynku Mocy – pkt 16g

The following mechanisms will be terminated before the first delivery year of the capacity market, i.e. 2021:

- Cold Contingency Reserve (Interwencyjna Rezerwa Mocy – IRZ)
- Interventional Operation (Praca interwencyjna – PI)
- Guaranteed Program of Emergency DSR (Gwarantowany Interwencyjny Program DSR – IP DSR)
- Operational Capacity Reserve (Operacyjna rezerwa mocy – ORM)





Rozwiązania wspierające realizację wymagań formalno-prawnych

Wdrożenie obowiązku zgłaszania technicznie wykonalnych programów pracy jednostek (PP), stanowiących punkt startu dla analiz i obliczeń realizowanych w procesie techniczno-handlowego bilansowania zasobów KSE

PP Deklarowany (PPD) → PP Zweryfikowany (PPZ) → PP Skorygowany (PPS)

Przejsie z planowania pracy KSE w wielkościach brutto na planowanie w wielkościach netto

Przejsie z przekazywania poleceń ruchowych w energii na polecenia ruchowe wyrażone w mocy na koniec okresu (interwału) planowania, z liniową realizacją przejścia pomiędzy sąsiednimi punktami

Skrócenie okresu planowania z 15 minut na 5 minut, przy rozliczeniach energii dla okresów 15 minutowych

Skrócenie okresu wyprzedzenia z jakim wysyłane są plany pracy przez OSP do 2,5 minuty

Zmiana konwencji znaków stosowanych na rynku bilansującym

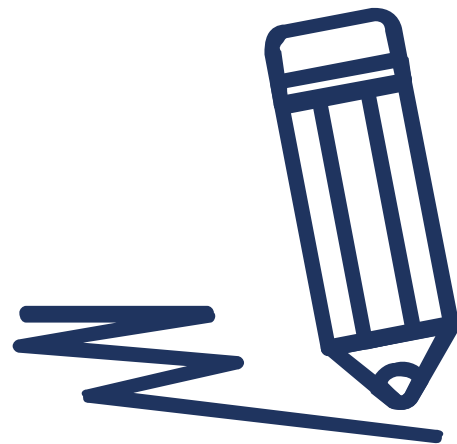




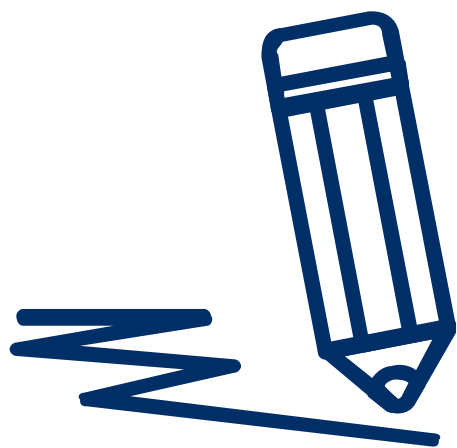
Przyjęte założenia i dodatkowe informacje

- **Koncepcja zmian zasad funkcjonowania RB w Polsce utrzymuje model centralnego dysponowania mocą dużych jednostek wytwórczych, przy wprowadzeniu elementów samografikowania jednostek wytwórczych**
- **Zawarte w Koncepcji sformułowania, oznaczenia czy też wzory mogą podlegać modyfikacji w toku dalszych prac**
 - Uszczegółowienie zasad dla części z proponowanych rozwiązań
 - Zmiany Koncepcji w wyniku jej konsultacji z użytkownikami systemu
- **Wdrożenie niektórych z rozwiązań proponowanych w Koncepcji będzie się wiązać ze zmianami w regulacjach krajowych (w rozporządzeniach wykonawczych do ustawy Prawo energetyczne)**
 - Możliwość wdrożenia tych rozwiązań jest warunkowana wdrożeniem stosownych zmian legislacyjnych
- **Planowana data wdrożenia zmian: 18 grudnia 2020 roku**

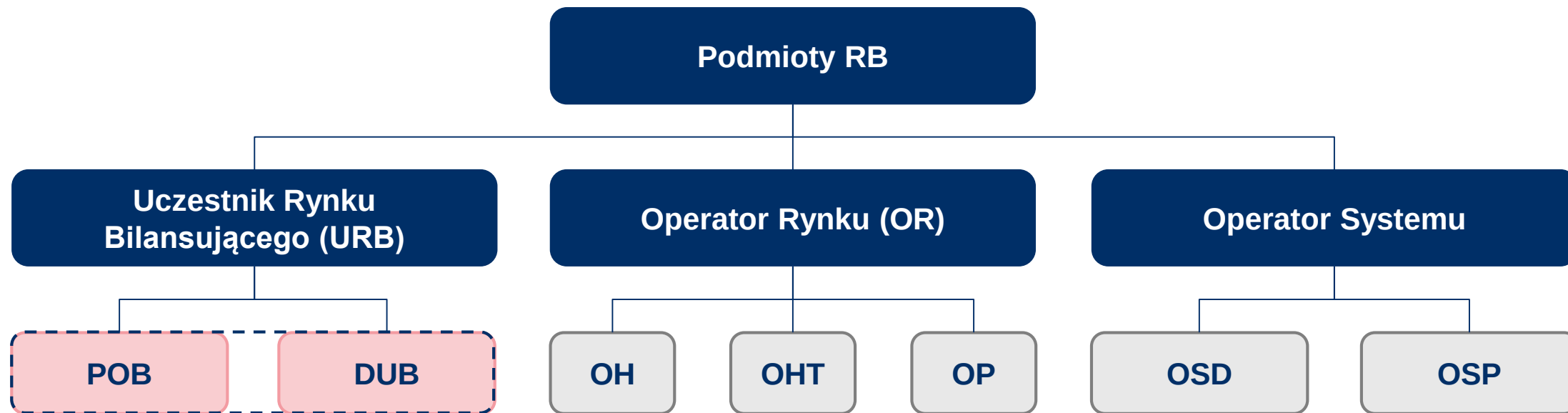




KONCEPCJA ZMIAN ZASAD FUNKCJONOWANIA RYNKU BILANSUJĄCEGO W POLSCE

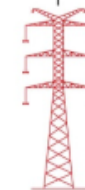


Struktura podmiotowa i obiektowa RB



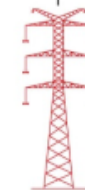
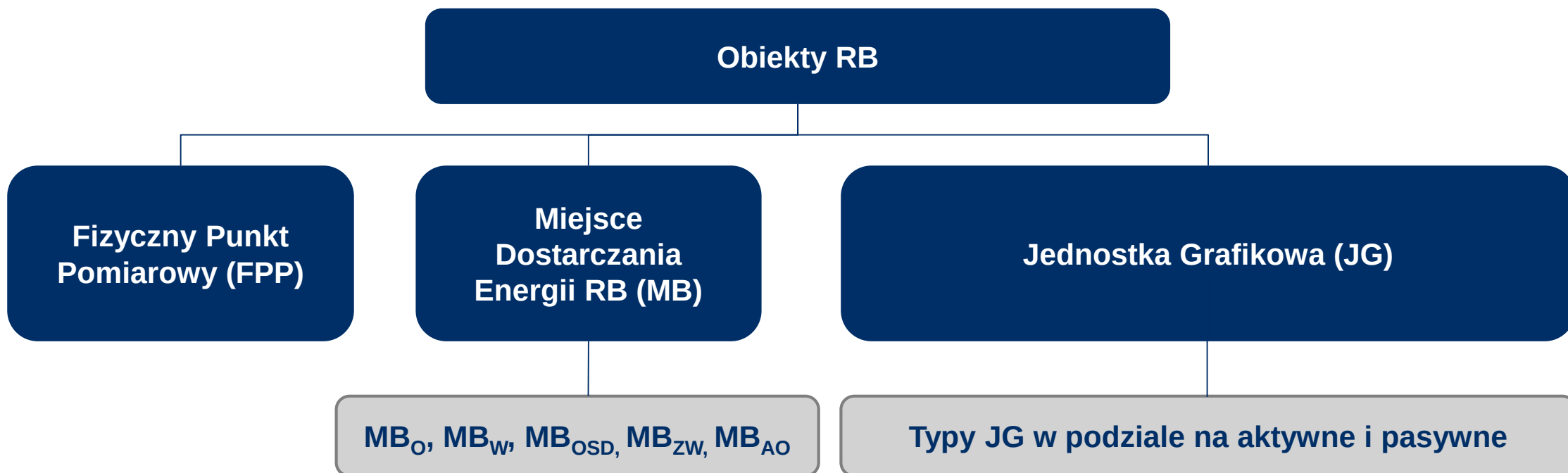
URB może łączyć funkcje POB i DUB

- URB musi spełnić wymagania prawne i techniczne uczestnictwa w RB
- Właściciel urządzeń przyłączonych do sieci przesyłowej nie musi być URB
- Odstępuje się od podziału URB na wytwórców, odbiorców, przedsiębiorstwa obrotu, przy czym zachowuje się szczególną rolę i tym samym wyróżnienie typu URB dla: URB_{GE} , URB_{OSD} i URB_{BIL}
- Wprowadza się funkcję w jakiej URB występuje na RB:
 - Podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (**POB**)
 - Dostawcy Usług Bilansujących (**DUB**)



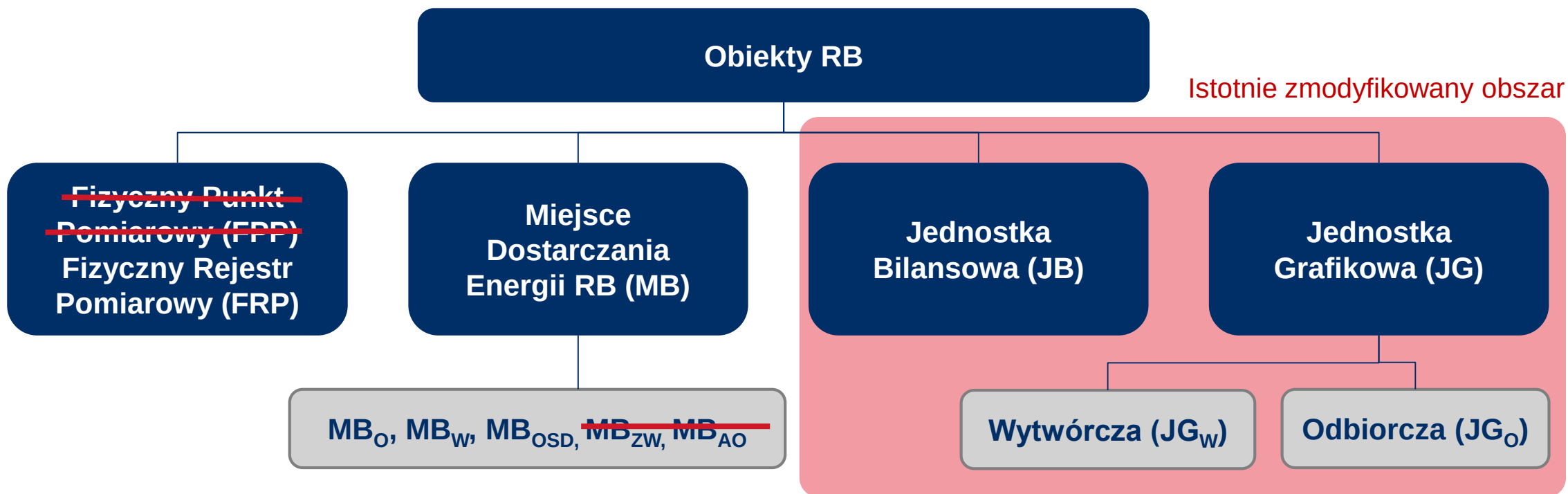


Struktura obiektowa RB (aktualny model)





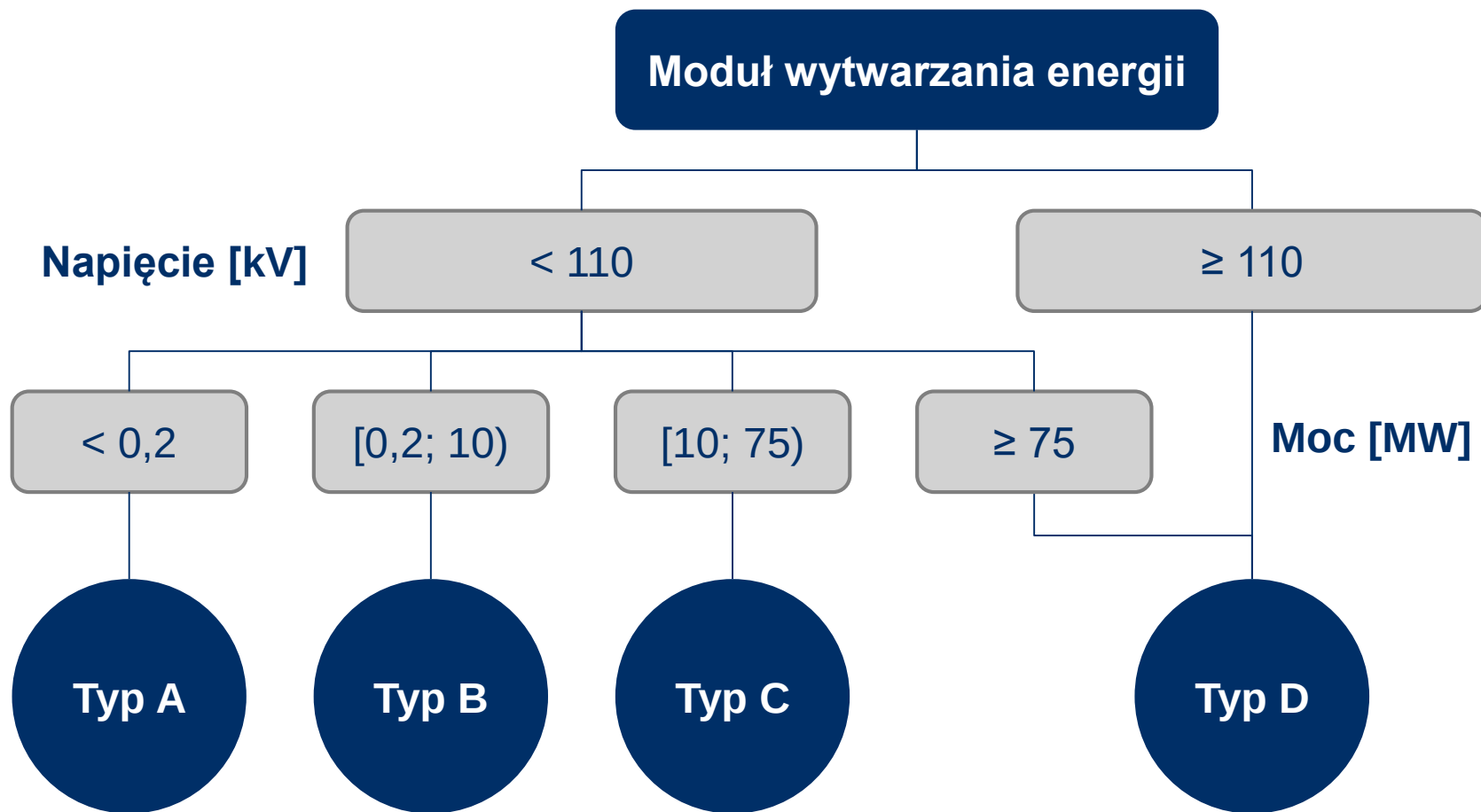
Struktura obiektowa RB (po zmianach)



- Każdy zasób KSE: wytwórczy, odbiorczy, magazyn energii, jest reprezentowany poprzez MB w jednej JB
- Zasoby świadczące usługi bilansujące, tj. aktywnie uczestniczące w RB, są dodatkowo reprezentowane w JG
- W skład JG mogą wchodzić moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo sterowane odbiory energii reprezentowane w jednej lub wielu JB

Komentarz: aktualnie są prowadzone prace nad modelem i dedykowaną JG dla magazynów



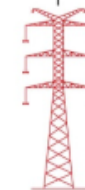




Aktywny udział w bilansowaniu KSE w ramach RB wymaga reprezentacji zasobu w JG

Typ zasobu		Wymóg aktywnego udziału	Możliwość agregacji w JG
Moduł wytwarzania oraz magazyny energii	A	NIE	TAK ^{1a)}
	B	NIE	TAK ^{1a)}
	C	NIE	TAK ^{1a)}
	D	TAK ²⁾	NIE ³⁾
Odbiór energii		NIE	TAK ^{1b)}

- 1) Sumaryczna minimalna wielkość mocy musi wynosić co najmniej 1 MW netto;
 - a) agregacja może być dokonana wyłącznie w ramach węzła 110 kV na SN;
 - b) agregacja możliwa w skali całego kraju (w ramach strefy, w przypadku podziału Polski na strefy)
- 2) Możliwe odstępstwo od obowiązku za zgodą OSP
- 3) Ewentualna możliwość agregacji za zgodą OSP



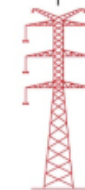


Znacznik aktywności JG

Znacznik aktywności	ZAK = 1	ZAK = 2
Możliwość zmiany wielkości obciążenia JG w wyniku wykorzystania pasm przyrostowych albo redukcyjnych Oferty Bilansującej	TAK	TAK
Możliwość zmiany stanu JG (postój, uruchomienie, praca)	TAK ¹⁾	NIE

Dozwolona wartość ZAK dla JG		ZAK = 1	ZAK = 2
JG _w	Pojedynczy moduł: typ D	TAK	NIE ²⁾
	Pojedynczy moduł: typ C	TAK	TAK
	Pojedynczy moduł: typ B	TAK	TAK
	Grupa modułów (agregat)	NIE	TAK
JG _o	Pojedyncze zasoby lub zagregowane	NIE ³⁾	TAK

- 1) Przy uwzględnieniu okresów, dla których zgłoszony został Znacznik Wymaganej Pracy (ZWP) ze względu na pomiary, bezpieczeństwo pracy elektrowni, procesy technologiczne, dostawę ciepła do miasta, itp. ZWP=1 oznacza brak możliwości odstawienia JG w procesie bilansowania zasobów KSE ze względu na uwarunkowania pracy elektrowni lub JG
- 2) Dopuszczalne w uzasadnionych przypadkach za zgodą OSP
- 3) Obecnie prowadzimy analizy dotyczące możliwość udziału JGo reprezentującej pojedynczy odbiór energii w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1





Znacznik obowiązku przedkładania ceny wytwarzania wymuszonego JG

- W celu wyznaczania kosztów dostawy i odbioru energii wymuszonej wprowadzony zostaje znacznik ZCW
- Znacznik $ZCW=1$ określa obowiązek przekazania i aktualizacji:
 - Ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW)
 - Wskaźnika emisji CO₂
- Każdej JG_w jest domyślnie przypisany znacznik $ZCW=1$
 - W uzasadnionych przypadkach istnieje możliwość odstąpienia od tego obowiązku ($ZCW=0$)
- Każdej JG_o jest domyślnie przypisany znacznik $ZCW=0$





Uczestnik Rynku Bilansującego (URB)

Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie (POB)

- Posiada jednostkę bilansową (JB)
(jedną na strefę w przypadku podziału Polski na strefy)
- Zgłasza Umowy Sprzedaży Energii na JB
- Odpowiada za niezbilansowanie zasobów reprezentowanych w JB

Dostawca Usług Bilansujących (DUB)

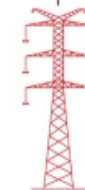
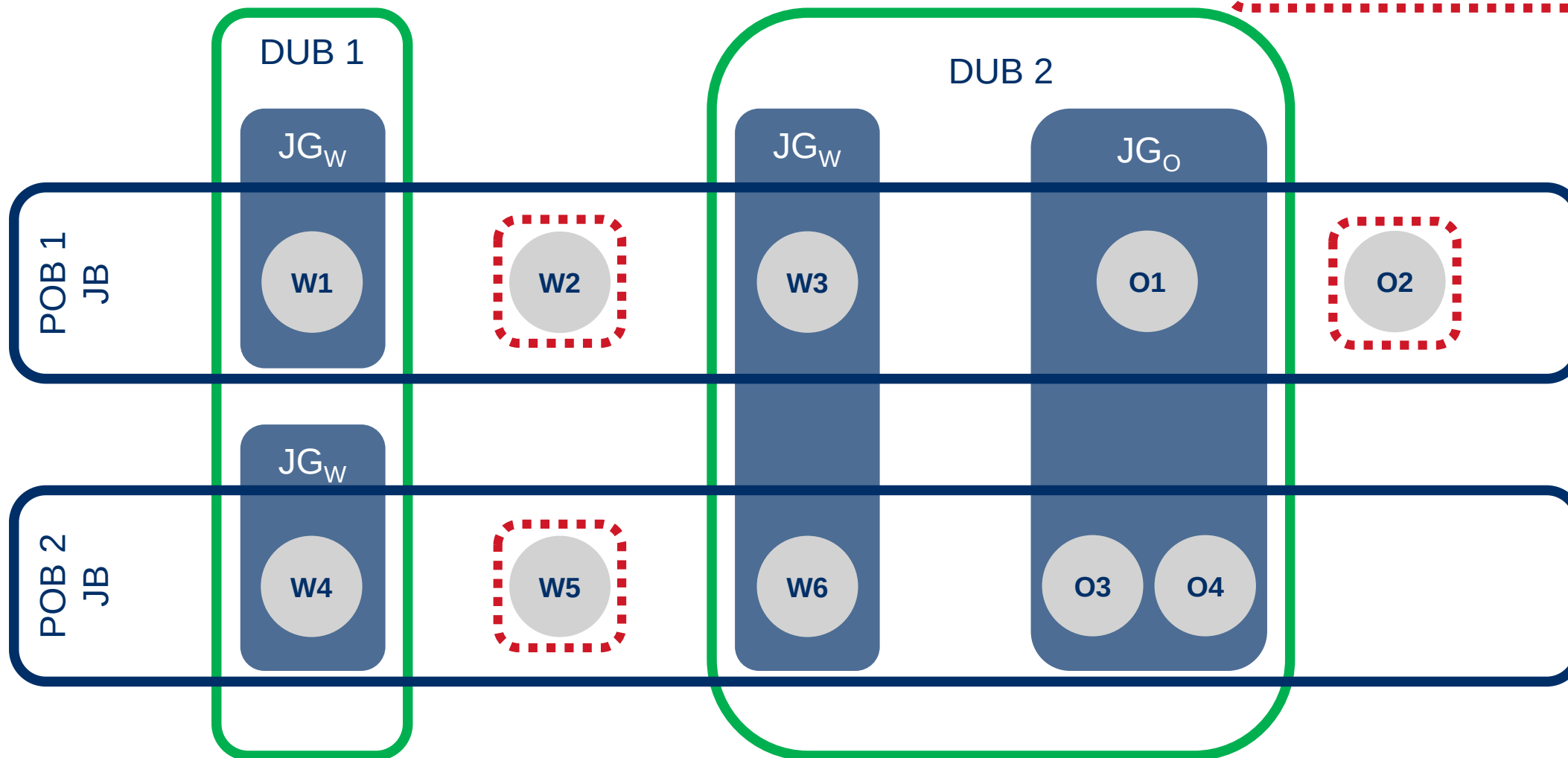
- Posiada jednostki grafikowe (JG)
- Zgłasza oferty bilansujące dla każdej JG
- Zgłasza oferty na moce bilansujące
 - portfolio (bez podziału na JG)
 - dla każdej JG
- Przekazuje OSP programy pracy JG oraz bieżące informacje ruchowe
- Realizuje polecenia OSP stanowiące wykorzystanie usług bilansujących
- Uczestniczy w rozliczeniu energii bilansującej i mocy bilansujących

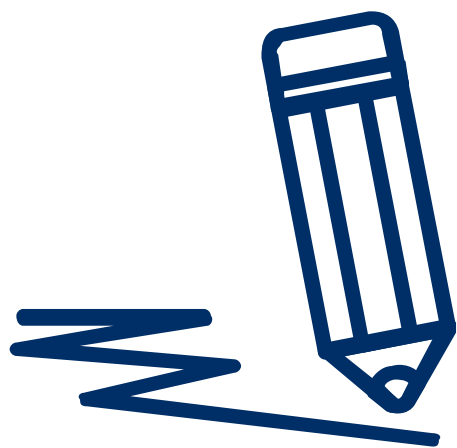




Struktura obiektowa – przykład

Zasoby nie uczestniczące
aktywnie w RB



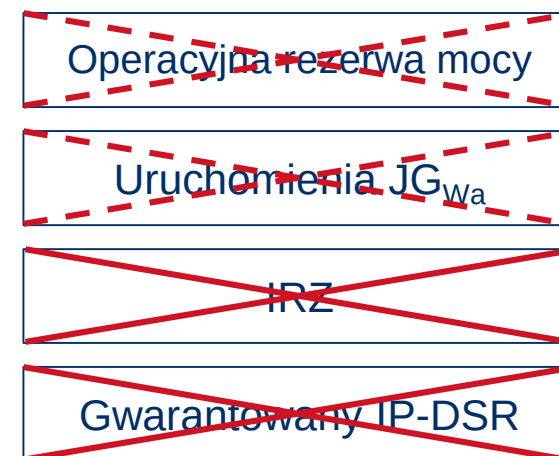
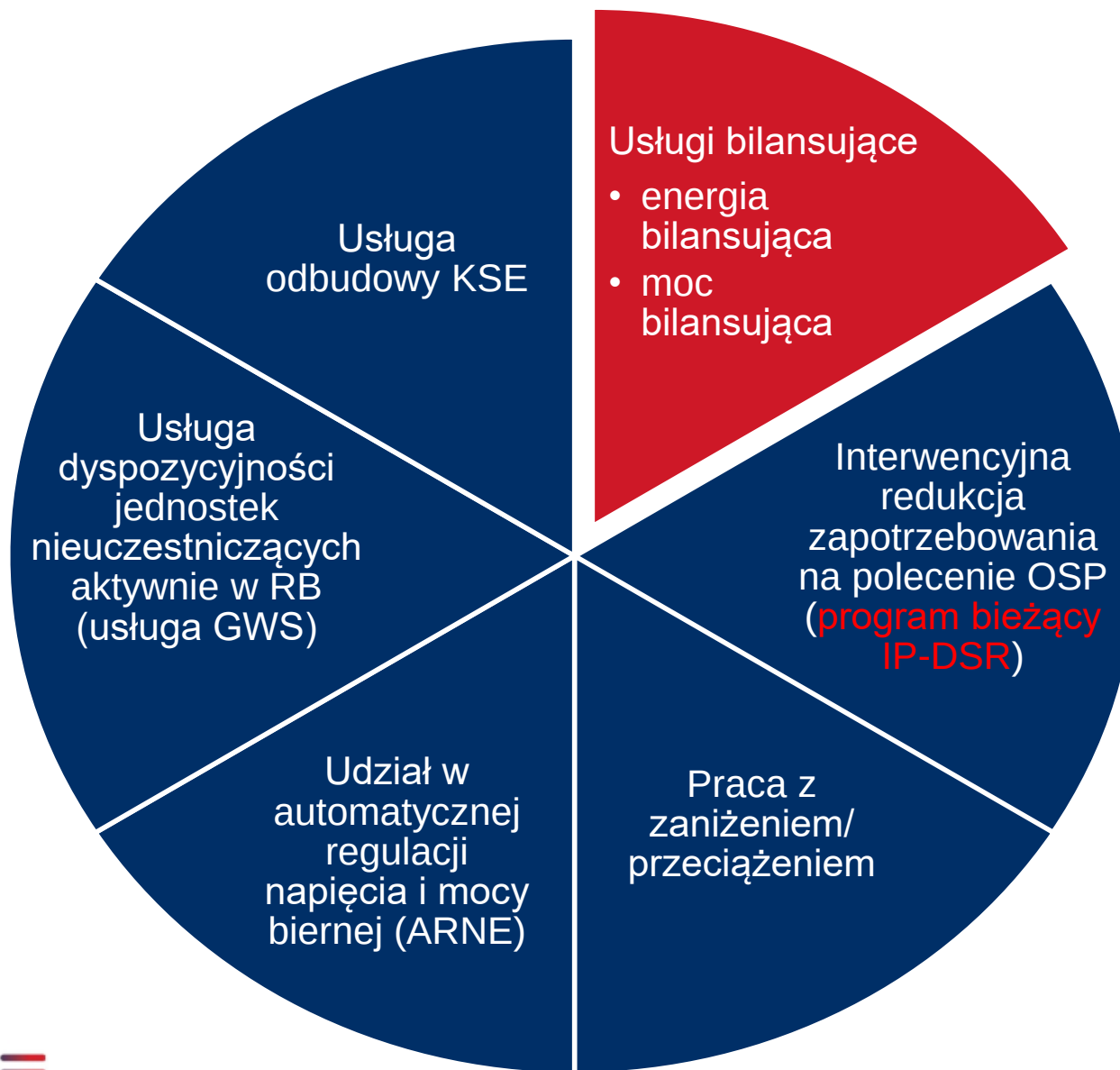


Usługi systemowe



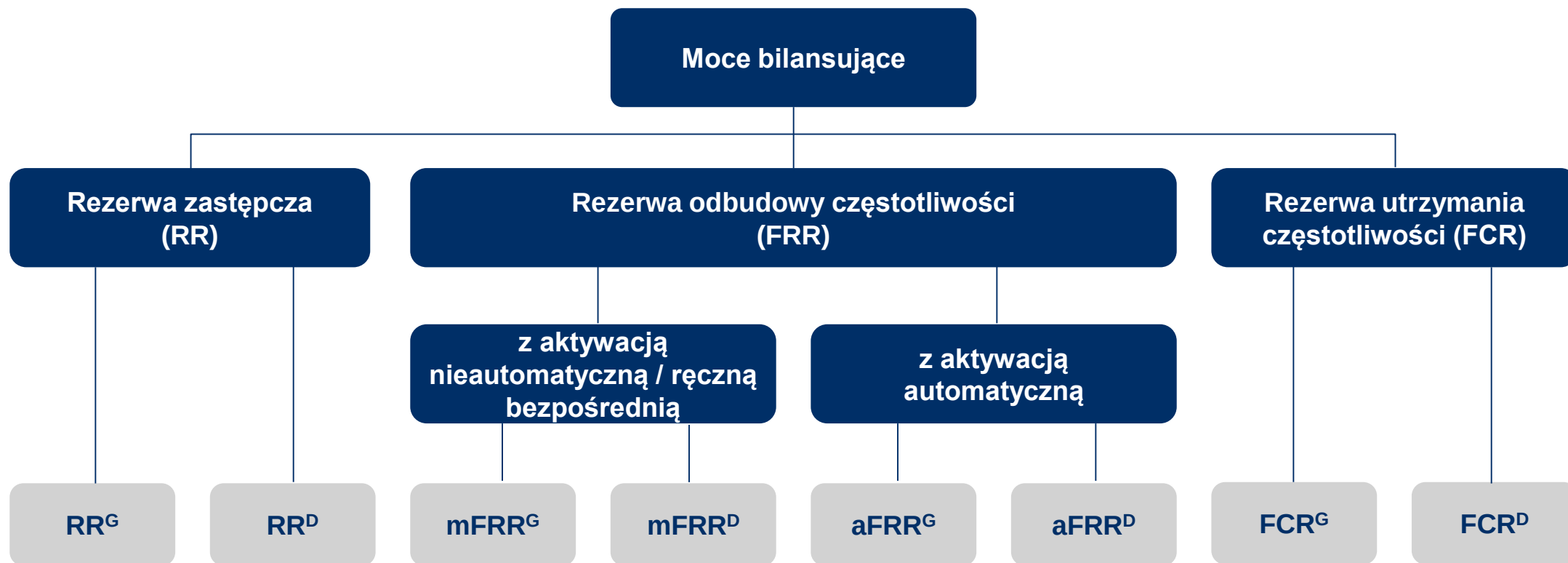


Katalog usług systemowych





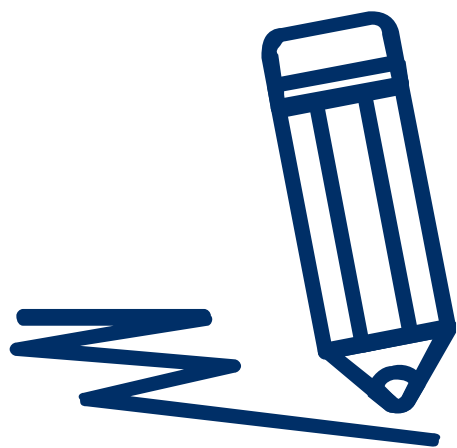
Rodzaje usług w zakresie mocy bilansujących





- **Moce Bilansujące** są pozyskiwane na zasadach rynkowych, w dwóch trybach:
 - Podstawowym
 - Uzupełniającym
- **Tryb Podstawowy**
 - Aukcja na moce z dobowym wyprzedzeniem
 - Na podstawie Ofert Portfolio na Moce Bilansujące zgłoszonych przez DUB
 - Zakontraktowane moce muszą być zgłoszone w podziale na JG w ramach zgłoszeń Programów Pracy na RBN
- **Tryb uzupełniający**
 - Zakup brakujących mocy bilansujących w ramach procesu planowania dobowego
 - Na podstawie Ofert na Moce Bilansujące zgłoszonych dla JG przez DUB
- **Pozostałe usługi systemowe** są pozyskiwane na zasadach analogicznych do obecnie stosowanych





Zgłaszanie danych handlowych i technicznych na RB



Zgłaszanie danych handlowych i technicznych

- Dane handlowe i techniczne są zgłaszane na RB przez POB lub DUB
- POB zgłasza:
 - Umowy Sprzedaży Energi (USE) pomiędzy JB / zawarte z innymi POB – zgłoszenia w (2) i (3)
- DUB zgłasza następujące dane handlowe i techniczne:
 - Oferty Portfolio na Moce Bilansujące dla DUB – zgłoszenia w (1)
 - Programy Pracy (PP) dla każdej posiadanej JG – zgłoszenia w (2) i (3)
 - Oferty Bilansujące (OB) dla każdej posiadanej JG – zgłoszenia w (2) i (3)
 - Oferty na Moce Bilansujące (OM) dla każdej posiadanej JG, w zakresie w jakim JG jest kwalifikowana do świadczenia mocy bilansujących – zgłoszenia w (2) i (3)
- Bramki zgłoszeń danych handlowych i technicznych
 - (1) 08:00 – 08:30 (doba $d-1$): Bramka zgłoszeń dla kontraktacji Mocy Bilansujących w Trybie Podstawowym
 - (2) 10:00 – 14:30 (doba $d-1$): Bramka zgłoszeń Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN)
 - (3) 15:30 (doba $d-1$) – 22:05 (doba d): Bramka zgłoszeń Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB)





Umowy Sprzedaży Energii (USE)

- **Zgłoszenia USE są dokonywane przez POB dla JB**
 - Zgłoszenia **obowiązkowe** w ramach **RBN**
 - Zgłoszenia **opcjonalne** w ramach **RBB**
 - Możliwość aktualizacji na **55 minut** przed okresem, którego dotyczą
- **Zawartość Zgłoszenia USE**
 - Dane identyfikacyjne zgłoszenia (POB, JB, Aktywny Okres Zgłoszenia)
 - Dane handlowe dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla każdego ORN z tego okresu:
 - Sumaryczna ilość dostaw energii elektrycznej
 - Dane o zawartych transakcjach handlowych
 - Dane identyfikacyjne JB oraz POB posiadającego daną JB, z którą zawarto transakcję
 - Ilość dostaw energii elektrycznej z tą JB z dokładnością do 0,001 MWh
- **Na podstawie Zgłoszeń USE, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBN i RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EP^{RBN} i EP^{RBB})**



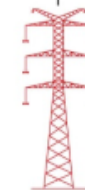


- **Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane przez DUB dla JG**
 - Zgłoszenia **obowiązkowe** w ramach **RBN**
 - Zgłoszenia **opcjonalne** w ramach **RBB**
 - Możliwość modyfikacji (nadpisanie) PP na **55 minut** przed okresem, którego dotyczy
- **Zawartość Programu Pracy**
 - Dane identyfikacyjne zgłoszenia (DUB, JG, Aktywny Okres Zgłoszenia)
 - Dane techniczne dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla każdego ORN z tego okresu
 - Maksymalna moc dyspozycyjna JG
 - Minimalna moc dyspozycyjna JG
 - Stan JG: postój (R) albo uruchomienie (U) albo praca (P)
 - Wartość Znacznika Wymaganej Pracy (ZWP)
 - Moc netto obciążenia JG – Grafik Obciążenia JG (GO)
 - Moce netto JG zarezerwowane do świadczenia poszczególnych typów r usług mocy bilansującej – Grafiki Rezerw poszczególnych typów r (GR r)





Grafik Obciążenia i Grafik Rezerw (przykład)





Najważniejsze Zasady Zgłaszania Programów Pracy

- **Wymagania dla Grafików Obciążenia (GO) w zgłoszeniu PP**
 - Zgodność PP z technicznymi uwarunkowaniami pracy danej JG / elektrowni
 - Zapewnienie ciągłości Zgłoszenia PP, w tym pomiędzy dobami handlowymi
- **Wymagania dla Grafików Rezerw (GR) w zgłoszeniu PP:**
 - Wypełnienie zobowiązań DUB z kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym (zgłoszenia na RBN)
 - Wypełnienie zobowiązań DUB z kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym i w Trybie Uzupełniającym (zgłoszenia na RBB)
 - Możliwe zgłoszenie Grafiku Rezerw aFRR i mFRRd ponad moce zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym (i w Trybie Podstawowym), Grafiki Rezerw dla FCR powinny odpowiadać wielkościom zakontraktowanym
 - Możliwość zgłoszenia Grafiku Rezerw jeśli JG jest w stanie praca albo ma możliwość bardzo szybkiego uruchomienia
 - Obowiązek uwzględnienia opublikowanych przez OSP ograniczeń sieciowych i ograniczeń na wielkość mocy bilansujących świadczonych w danej lokalizacji





Najważniejsze zasady weryfikacji Programów Pracy

Etapy sprawdzania poprawności zgłoszenia PP i wyznaczania przyjętego do realizacji Programu Pracy:

- 1 Brak spełnienia ograniczeń technicznych lub zachowania ciągłości GO skutkuje odrzuceniem zgłoszenia PP**
 - W przypadku odrzucenia zgłoszenia PP dla JG obowiązuje ostatnie poprawne zgłoszenie PP przyjęte do realizacji
 - W przypadku braku poprzedniego przyjętego zgłoszenia PP, przyjmuje się PP odpowiadający postojowi JG
 - 2 Brak dostępność mocy JG dla Grafików Rezerw skutkuje ustaleniem ich wartości na 0 MW dla danego ORN**
 - „Zerowanie” wartości GR w następującej kolejności: RR, mFRRd, aFRR i FCR
 - 3 Brak spełnienia ograniczeń sieciowych opublikowanych w *d-1* o godz. 7:30**
 - Wartość Grafików Rezerw JG jest ustalana na 0 MW dla danego ORN w następującej kolejności: RR, mFRRd, aFRR i FCR
- **W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP dla JG jest wyznaczany:**
 - PP przyjęty do realizacji w ramach RBN, w tym Grafik Obciążenia (GO^{RBN}) oraz Grafiki Rezerw poszczególnych typów r (GR^{RBNr})
 - PP przyjęty do realizacji w ramach RBB, w tym Grafik Obciążenia (GO^{RBB}) oraz Grafiki Rezerw poszczególnych typów r (GR^{RBBr})
 - **Ostatni przyjęty do realizacji PP dla JG dla danego ORN, tj. ostatni dla danego ORN w ramach RBB albo w ramach RBN, w przypadku braku zgłoszenia na RBB, wyznacza Program Pracy Deklarowany (PPD) dla tej JG i tego ORN**





Oferty Bilansujące (OB)

- **Zgłoszenia Ofert Bilansujących są dokonywane przez DUB dla JG**
 - Zgłoszenia **obowiązkowe** w ramach **RBN**
 - Zgłoszenia **opcjonalne** w ramach **RBB**
 - Możliwość aktualizacji OB na **55 minut** przed okresem, którego dotyczy
- **Zawartość Oferty Bilansującej – część handlowa**
 - Dane identyfikacyjne (DUB, JG, Aktywny Okres Zgłoszenia)
 - Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla poszczególnych ORN Aktywnego Okresu Zgłoszenia
 - Maksymalna oferowana moc JG
 - Minimalna oferowana moc JG
 - Pasma mocy przeciążeń JG
 - Pasma mocy zaniżeń JG
 - Dla każdego pasma ofertowego JG (maksymalnie 10 pasm)
 - Oferowany wolumen mocy (POE)
 - Cenę ofertową przyrostową (COE^+)
 - Cenę ofertową redukcyjną (COE^-)
 - Współczynnik podziału energii bilansującej JG pomiędzy poszczególne JB w przypadku, gdy JG składa się z zasobów reprezentowanych w więcej niż jednej JB





Najważniejsze zasady weryfikacji Ofert Bilansujących

- **Ceny ofertowe**
 - Rosnące w kolejnych pasmach
 - W zakresie $<-50000; 50000>$ zł/MWh
 - Przyrostowe nie mogą być niższe niż ceny redukcyjne dla odpowiadających sobie pasm
- **Oferowana moc**
 - Maksymalna oferowana moc JG większa lub równa minimalnej oferowanej mocy JG
 - JG z ZAK=1
 - Oferowana moc maksymalna równa mocy maksymalnej technicznej (osiągalnej)
 - Oferowana moc minimalna równa mocy minimalnej technicznej.
 - Wykorzystanie Oferty Bilansującej z uwzględnieniem aktualnej dyspozycyjności JG
 - JG z ZAK=2
 - Wielkość oferowanej mocy maksymalnej
 - Nie większa niż maksymalna moc dyspozycyjna JG
 - Nie mniejsza niż Grafik Obciążenia
 - Wielkość oferowanej mocy minimalnej
 - Nie mniejsza niż minimalna moc dyspozycyjna JG
 - Nie większa niż Grafik Obciążenia





- **Suma mocy oferowanych w pasmach**
 - JG z ZAK=1
 - Równa maksymalnej oferowanej mocy JG
 - Wolumen mocy pasma nr 1 równy minimalnej oferowanej mocy JG
 - JG z ZAK=2
 - Równa różnicy pomiędzy maksymalną a minimalną oferowaną mocą JG
 - Suma mocy oferowanych w pasmach musi obejmować moce dotyczące Grafików Rezerw zgłoszone w Programie Pracy
- **Wyznaczanie Oferty Bilansującej w przypadku braku zgłoszenia lub odrzucenia Oferty Bilansującej**
 - JG z ZAK=1
 - Na podstawie oferty zastępczej
 - JG z ZAK=2
 - Przyjęcie zerowych mocy przyrostowych i redukcyjnych





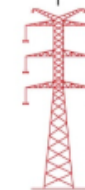
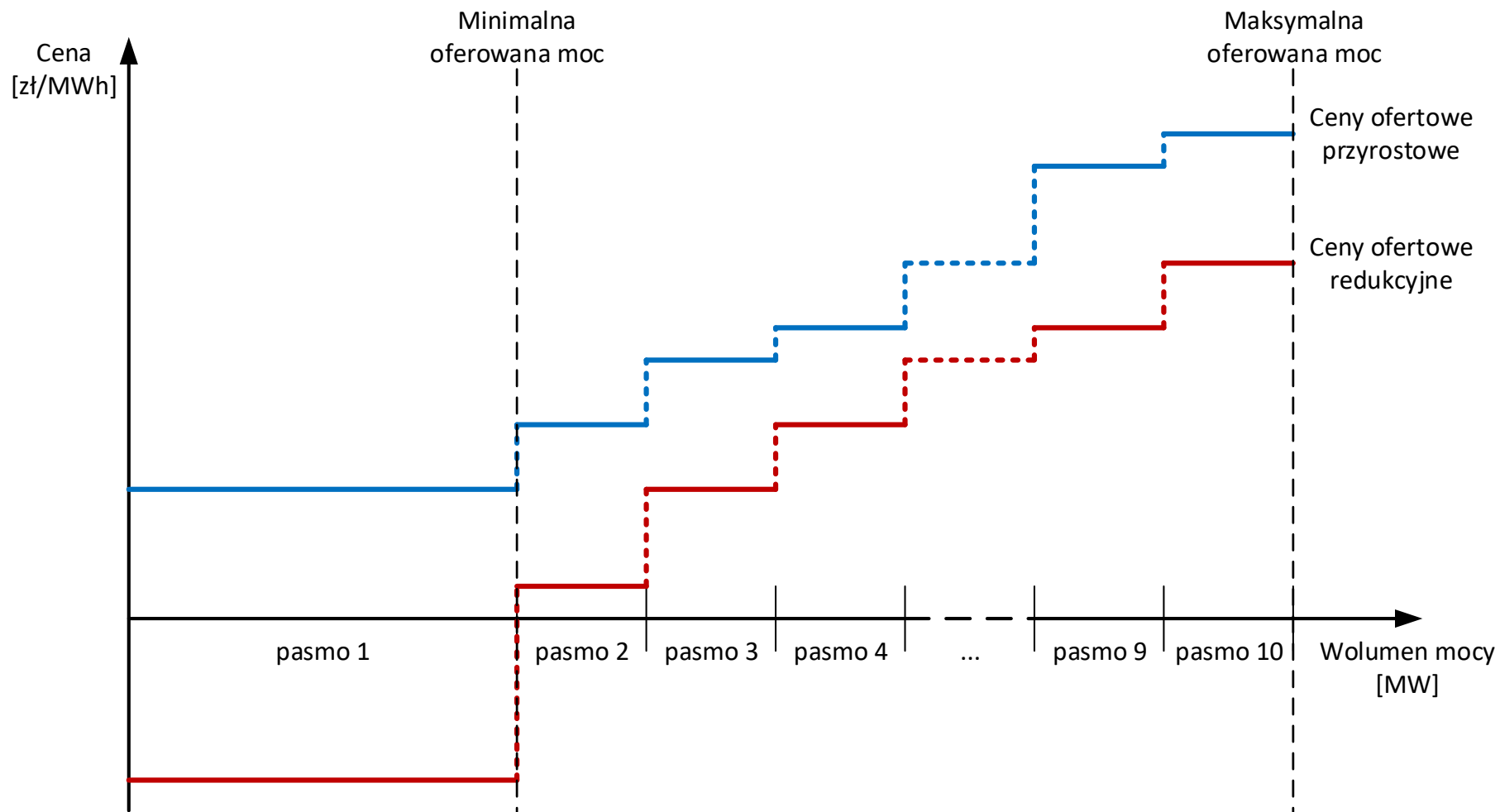
Dodatkowe zasady weryfikacji Ofert Bilansujących na RBB

- **Cena ofertowa pasma przyrostowego**
 - Nie mniejsza niż cena każdego odpowiadającego mu pasma przyrostowego z poprzedniego poprawnego zgłoszenia Oferty Bilansującej
- **Cena ofertowa pasma redukcyjnego**
 - Nie większa niż cena każdego odpowiadającego mu pasma redukcyjnego z poprzedniego poprawnego zgłoszenia Oferty Bilansującej
- **Pasma przyrostowe i redukcyjne JG uwzględnione w procesie bilansowania zasobów KSE są wyznaczane na podstawie:**
 - Wolumenów mocy pasm i odpowiadających im cen przyrostowych i redukcyjnych w ostatniej przyjętej Ofercie Bilansującej
 - Z Grafiku Obciążenia JG z ostatniego poprawnego zgłoszenia Programu Pracy



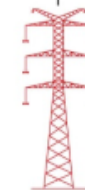
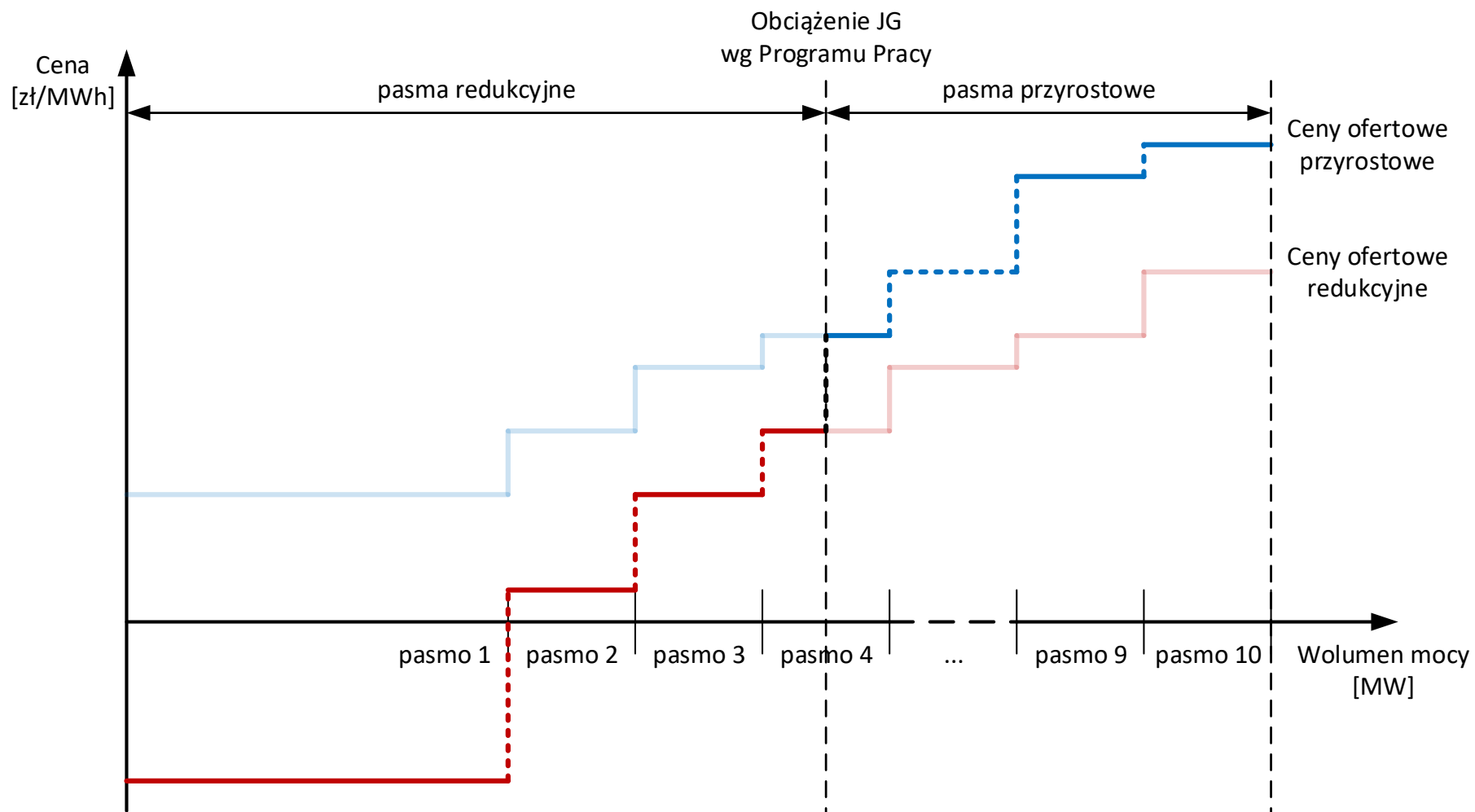


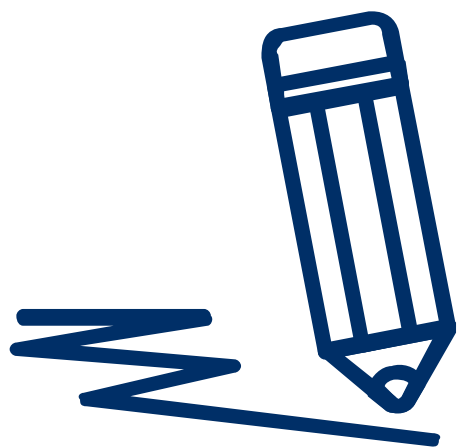
Zgłoszone pasma w Ofercie Bilansującej





Pasma redukcyjne i przyrostowe Oferty Bilansującej





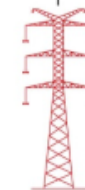
Kontraktacja i rozliczanie usług w zakresie mocy bilansujących



Dwa tryby kontraktacji usług w zakresie mocy bilansujących

- OSP pozyskuje moce bilansujące FCR, FRR (aFRR i mFRRd) i RR dla każdej godziny doby handlowej
- Dwa tryby kontraktacji:
 - Tryb Podstawowy – przeprowadzany codziennie w godzinach porannych doby $d-1$
 - Tryb Uzupełniający – opcjonalnie przeprowadzany w godzinach popołudniowych doby $d-1$ i/lub w trakcie trwania doby d
- Na obecnym etapie rozwoju rynku nie jest przewidywany rynek wtórny dla mocy bilansujących

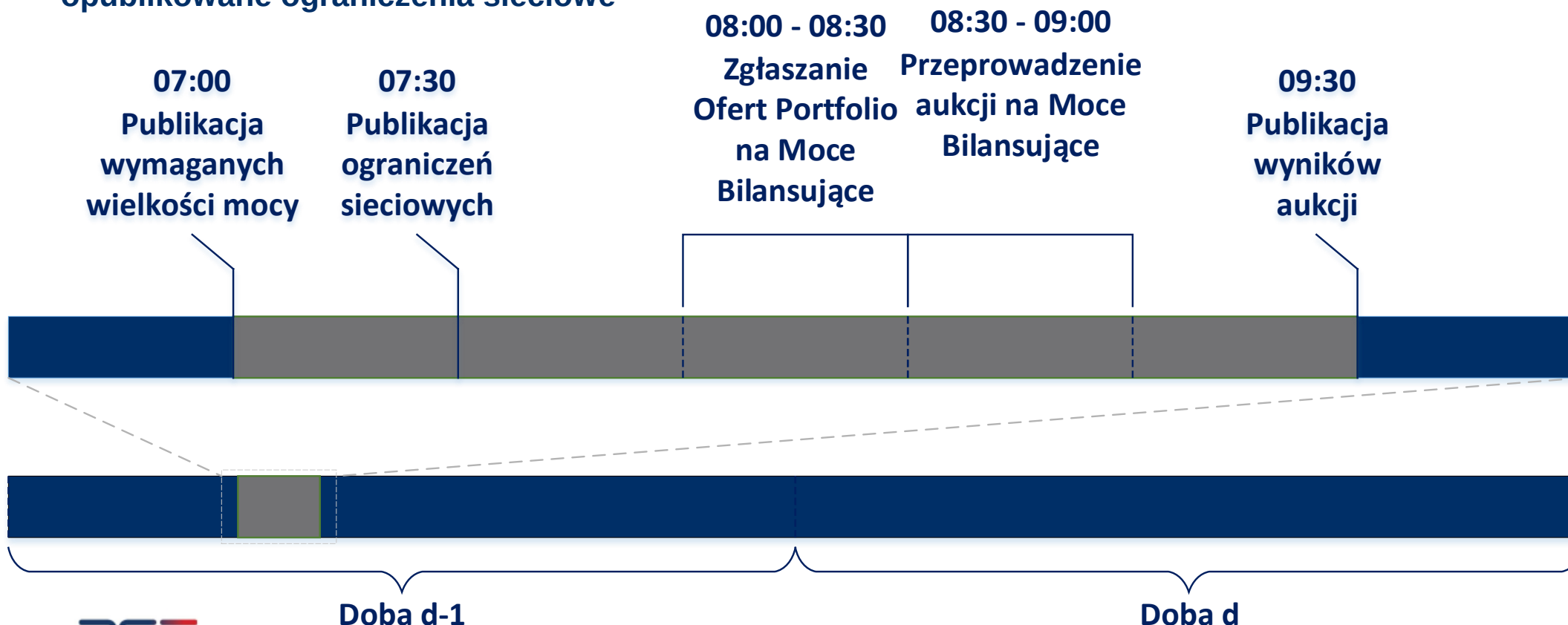
	Tryb Podstawowy	Tryb Uzupełniający
Pozyskiwane usługi	FCR ^G , FCR ^D , aFRR ^G , aFRR ^D , mFRRd ^G , mFRRd ^D , RR ^G , RR ^D	FCR ^G , FCR ^D , aFRR ^G , aFRR ^D , mFRRd ^G , mFRRd ^D
Rodzaj ofert	Oferty Portfolio na Moce Bilansujące	Oferty na Moce Bilansujące (dotyczą JG)
Rozdzielczość kontraktacji	1 godzina	ORN (15 minut)
Okres kontraktacji	Doba handlowa	Jeden lub więcej ORN
Liczba przeprowadzanych kontraktacji	1 dla całego okresu kontraktacji	0 lub więcej dla danego ORN





Tryb Podstawowy kontraktacji mocy bilansujących

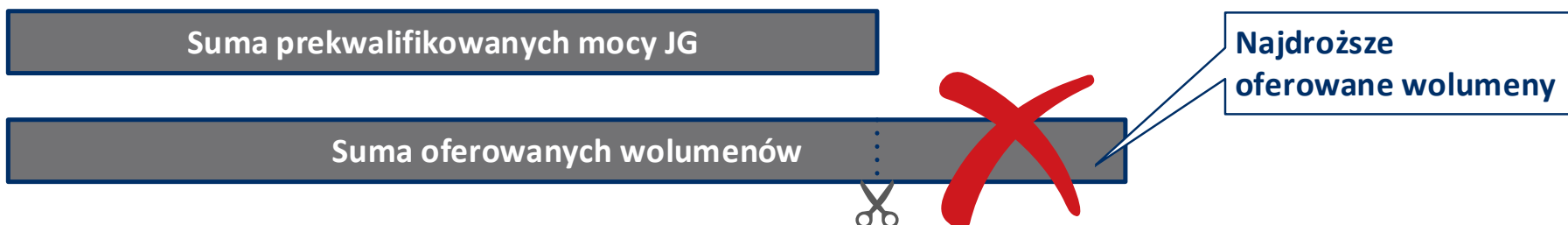
- Cel - pozyskanie w całości wymaganych mocy bilansujących
- Mechanizm rynkowy - aukcja z OSP jako jednym kupującym oraz DUB oferującymi na sprzedaż moce bilansujące poprzez zgłoszenie Ofert Portfolio na Moce Bilansujące
- Wynik kontraktacji - zawarte kontrakty na moce bilansujące zobowiązujące DUB do zgłoszenia w ramach bramki RBN Grafików Rezerw dla JG, które spełniają ograniczenia techniczne JG i opublikowane ograniczenia sieciowe





Oferta Portfolio na Moce Bilansujące

- **Zgłoszenie Oferty Portfolio na Moce Bilansujące zawiera:**
 - Dane identyfikacyjne DUB
 - Data doby handlowej
 - Dla każdej godziny doby handlowej i każdego typu usługi mocy bilansującej:
 - Oferowany wolumen mocy bilansującej typu (całkowicie podzielny i nie mniejszy niż 1 MW);
 - Cenę ofertową (jednostkową) dla oferowanego wolumenu mocy bilansującej typu;
 - Opcjonalnie, w przypadku usługi innej niż RR, jednostkową cenę ofertową dla oferowanego wolumenu mocy bilansującej do kontraktacji jako RR;
- **Zgłoszenie Oferty Portfolio na Moce Bilansujące jest dobrowolne:**
 - DUB może zgłosić do 10 Ofert Portfolio na Moce Bilansujące dla danej doby handlowej
- **Suma wolumenów mocy bilansującej oferowanych przez DUB w danej godzinie nie może być wyższa niż wielkość prekwalizowanych mocy JG posiadanych przez DUB.**



- **W przypadku wprowadzenia przez OSP ograniczeń lub wymagań na wielkość mocy bilansujących do pozyskania w poszczególnych obszarach kraju, Oferta Portfolio na Moce Bilansujące zostanie rozszerzona o identyfikator obszaru, którego dotyczy.**





Aukcja dla Trybu Podstawowego

- **Kryterium wyboru Ofert Portfolio na Moce Bilansujące jest minimalizacja kosztu pozyskania wymaganych ilości mocy bilansujących:**
 - Koszt pozyskania mocy bilansujących jest wyznaczany na podstawie cen ofertowych wykorzystanych Ofert Portfolio na Moce Bilansujące
 - Ilość pozyskanych mocy bilansujących powinna:
 - Być równa wymaganej ilości mocy bilansujących w zakresie FCR i RR
 - Być większa lub równa wymaganej ilości mocy bilansujących w zakresie aFRR
 - Spełniać wymaganie na łączną ilość FRR (aFRR i mFRRd)
- **W przypadku gdy podaż mocy bilansującej jest niewystarczająca do pokrycia wymaganego wolumenu mocy pozyskiwane są wszystkie dostępne moce danego typu.**
- **Wynikiem aukcji są:**
 - Zakontraktowane moce bilansujące od DUB (wykorzystane Oferty Portfolio na Moce Bilansujące)
 - Cena rozliczeniowa dla FCR i RR równa cenie najdroższej Oferty Portfolio na Moce Bilansującej wykorzystanej w zakresie odpowiednio FCR i RR
 - Cena rozliczeniowa dla mFRRd równa cenie najdroższej Oferty Portfolio na Moce Bilansującej wykorzystanej do spełnienia wymagania na łączną ilość FRR (aFRR i mFRRd)
 - Cena rozliczeniowa dla aFRR równa większej z cen: ceny najdroższej Oferty Portfolio na Moce Bilansującej wykorzystanej w zakresie aFRR i ceny rozliczeniowej dla mFRRd





Moce bilansujące dostępne dla OSP w planach pracy JG

- **DUB zgłasza Grafiki Rezerw w ramach Programów Pracy JG (PPD)**
 - Grafiki Rezerw powinny obejmować zakontraktowane moce bilansujące
 - Dla mocy FCR suma Grafików Rezerw powinna być równa wolumenowi zakontraktowanych mocy FCR
 - Dla mocy aFRR, mFRRd i RR można zgłosić Grafiki Rezerw ponad zakontraktowane wolumeny
- **OSP weryfikuje Grafiki Rezerw zgłoszone w PPD i tworzy Program Pracy Zweryfikowany (PPZ)**
 - Grafik Rezerwy JG w stanie innym niż praca jest odrzucany
 - Grafik Rezerwy JG ponad prekwalifikowany wolumen mocy jest odrzucany
 - Grafik Rezerwy JG niezgodny z Ofertą na Moce Bilansujące JG jest odrzucany
 - Grafiki Rezerw JG są odrzucane w kolejności RR, mFRRd, aFRR, FCR jeśli:
 - Grafiki Rezerw „w górę” nie mieszczą się ponad Grafikiem Obciążenia ze względu na maksymalną moc dyspozycyjną JG, maksymalną oferowaną moc w Ofercie Bilansującej lub ze względu na wcześniej opublikowane ograniczenia sieciowe
 - Grafiki Rezerw „w dół” nie mieszczą się pod Grafikiem Obciążenia ze względu na minimalną moc dyspozycyjną JG, minimalną oferowaną moc w Ofercie Bilansującej lub ze względu na wcześniej opublikowane ograniczenia sieciowe
- **OSP na podstawie PPZ przygotowuje Program Pracy Skorygowany (PPS) sprawdzając dostępność Grafików Rezerw ze względu na wszystkie aktualne ograniczenia sieciowe (również te, które nie były wcześniej opublikowane):**
 - Grafiki Rezerw z PPZ mogą zostać skorygowane w PPS ze względu na warunki pracy sieci





Tryb Uzupełniający kontraktacji mocy bilansujących

- **Cel – pozyskanie brakujących mocy FCR, aFRR i mFRRd**
 - Suma Grafików Rezerw w PPS ze wszystkich JG nie jest wystarczająca, aby zapewnić wymagany wolumen mocy FCR i aFRR oraz wymagany łączny wolumen mocy aFRR i mFRRd
- **Możliwe przypadki konieczności wykorzystania Trybu Uzupełniającego:**
 - Niewystarczająca podaż mocy w Trybie Podstawowym
 - Awaria JG, dla której zgłoszono Grafik Rezerw
 - Działania dostosowawcze OSP wymuszające zmianę Grafików Rezerw z PPZ
- **Kontraktacja mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym jest przeprowadzana:**
 - w ramach procesu Planowania Koordynacyjnego Dobowego (PKD) lub Bieżącego Planowania Koordynacyjnego Dobowego (BPKD)
 - Co najmniej z 15 minutowym wyprzedzeniem w stosunku do okresu kontraktacji
 - Na podstawie Ofert na Moce Bilansujące JG zgłoszonych w ramach bramki zgłoszeń RBN i ewentualnie zaktualizowanych w ramach bramki zgłoszeń RBB
- **Wyniki kontraktacji są udostępniane DUB poprzez aktualizację Grafików Rezerw w PPS (w ramach planów PKD i BPKD)**
 - DUB aktualizując Program Pracy powinien uwzględnić Grafiki Rezerw wynikające z kontraktacji mocy w Trybie Uzupełniającym



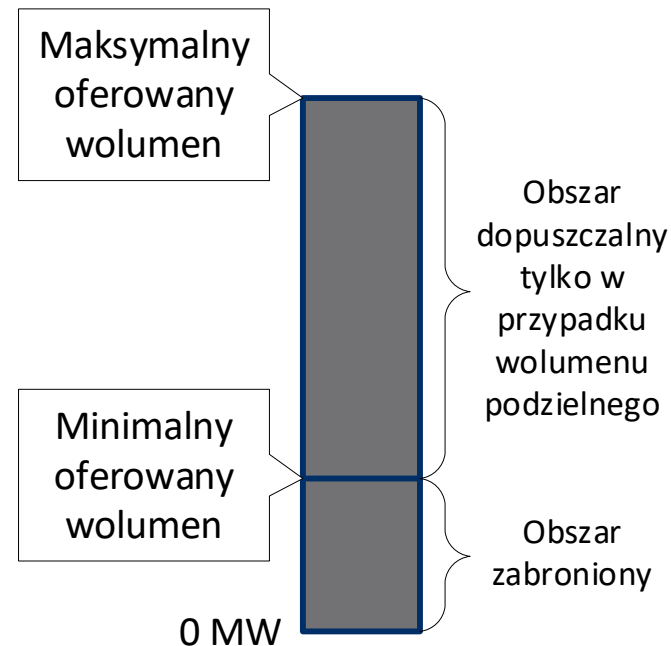


Oferta na Moce Bilansujące

- **Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące zawiera:**

- Dane identyfikacyjne DUB
- Dane identyfikacyjne JG
- Data doby handlowej
- Aktywny Okres Zgłoszenia (okres od danej godziny do końca doby);
- Typy usług mocy bilansujących (podzbiór typów mocy bilansujących z wyjątkiem RR)
- Dane handlowe zgłoszenia dla poszczególnych ORN Aktywnego Okresu Zgłoszenia oraz typów usług mocy bilansujących, których dotyczy zgłoszenie:
 - Minimalny i maksymalny oferowany wolumen mocy (wolumen może być podzielny lub niepodzielny)
 - Cenę ofertową (jednostkową) dla oferowanego wolumenu mocy

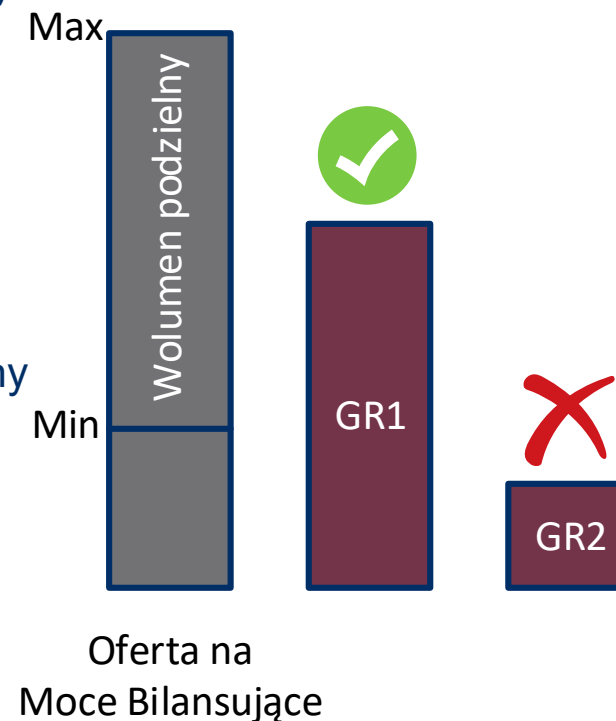
- **Dla JG ze znacznikiem ZAK=1 zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące jest obowiązkowe w ramach RBN:**
 - Maksymalny oferowany wolumen musi być równy prekwalifikowanemu wolumenowi mocy bilansującej
 - W przypadku braku zgłoszenia Oferty na Moce Bilansującej jest wykorzystywana Zastępcza Oferta na Moce Bilansujące zawierająca dane handlowe dla wszystkich ORN doby handlowej
- **Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące na RBB modyfikuje wielkości przyjęte w ramach RBN lub poprzedniej iteracji obsługi zgłoszeń Ofert na Moce Bilansujące na RBB**





Weryfikacja Ofert na Moce Bilansujące

- **Oferta na Moce Bilansujące musi spełniać następujące warunki**
 - Maksymalny oferowany wolumen mocy bilansującej musi być mniejszy lub równy prekwalfikowanej wielkości mocy bilansującej danej JG
 - Minimalny oferowany wolumen mocy bilansującej jest mniejszy lub równy maksymalnemu oferowanemu wolumenowi mocy bilansującej
- **Oferowane wolumeny mocy bilansującej są wyrażone w wartościach bezwzględnych i obejmują zgłoszony Grafik Rezerwy**
 - Grafik Rezerwy zgłoszony w PP musi spełniać ograniczenia określone na wolumen, który zgodnie z Ofertą na Moce Bilansujące może być zakontraktowany na JG
- **Niepoprawne Oferty na Moce Bilansujące są odrzucane przez OSP**
 - W danym procesie kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym są uwzględniane ostatnie, pozytywnie zweryfikowane Oferty na Moce Bilansujące
 - W przypadku braku pozytywnie zweryfikowanej Oferty na Moce Bilansujące:
 - dla JG ze znacznikiem ZAK=1 jest wykorzystywana Zastępcza Oferta na Moce Bilansujące
 - dla JG ze znacznikiem ZAK=2 nie są kontraktowane moce bilansujące





Aukcja dla Trybu Uzupełniającego

- Kryterium kontraktacji jest cena ofertowa z Oferty na Moce Bilansujące dla dyspozycyjnych JG zaplanowanych do pracy przy uwzględnieniu wpływu kontraktacji na dostosowanie punktu pracy JG do możliwości świadczenia usługi mocy bilansujących
- Przy kontraktacji są uwzględniane ograniczenia techniczne JG, aktualne ograniczenia sieciowe oraz ograniczenia na wielkość mocy bilansujących świadczonych w danej lokalizacji
- W przypadku braku możliwości kontraktacji mocy bilansujących na pracujących JG OSP może podjąć decyzję o uruchomieniu dodatkowej JG
- Wynikiem aukcji dla Trybu Uzupełniającego:
 - Zakontraktowane moce bilansujące od DUB dla poszczególnych ORN (wykorzystane Oferty na Moce Bilansujące)
 - Cena rozliczeniowa dla każdego typu mocy bilansującej i ORN wyznaczona jako najwyższa z cen z poszczególnych aukcji Trybu Uzupełniającego wyznaczonych w sposób analogiczny jak dla aukcji w Trybie Podstawowym
- W okresie przejściowym będzie uwzględnione ograniczenie na symetryczne załączanie FCR i aFRR
 - Płatnością będzie jednak objęta tylko zakontraktowana moc (Grafik Rezerw wprowadzony wyłącznie ze względu na ograniczenie symetrycznego załączania FCR i aFRR może nie być zakontraktowany)

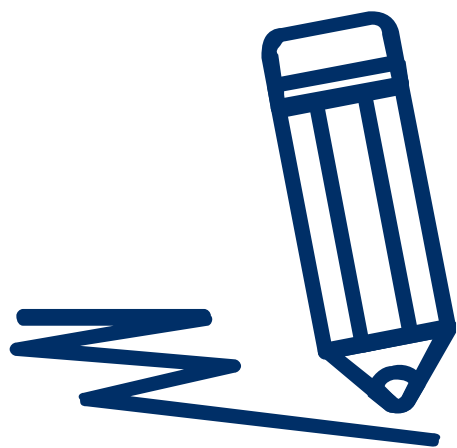




Rozliczenia w zakresie usług mocy bilansujących

- **Podmiotem rozliczanym za moce bilansujące jest DUB**
- **Rozliczenia mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym**
 - Moc bilansująca zakontraktowana w Trybie Podstawowym jest rozliczana po cenie rozliczeniowej mocy bilansującej z Trybu Podstawowego odpowiadającej danemu typowi rezerwy
- **Rozliczenia mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Uzupełniającym**
 - Moc bilansująca zakontraktowana w Trybie Uzupełniającym jest rozliczana po cenie rozliczeniowej mocy bilansującej z Trybu Uzupełniającego odpowiadającej danemu typowi rezerwy
- **Rozliczenia niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących**
 - Niedostarczone moce są rozliczane po cenie rozliczeniowej niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących odpowiadającej danemu typowi rezerwy wyznaczonej jako większa z:
 - cen rozliczeniowych mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym
 - cen rozliczeniowych mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Uzupełniającym
 - ceny operacyjnej rezerwy dla krajowego RB (COR^K) – tylko dla mocy bilansujących „w górę”





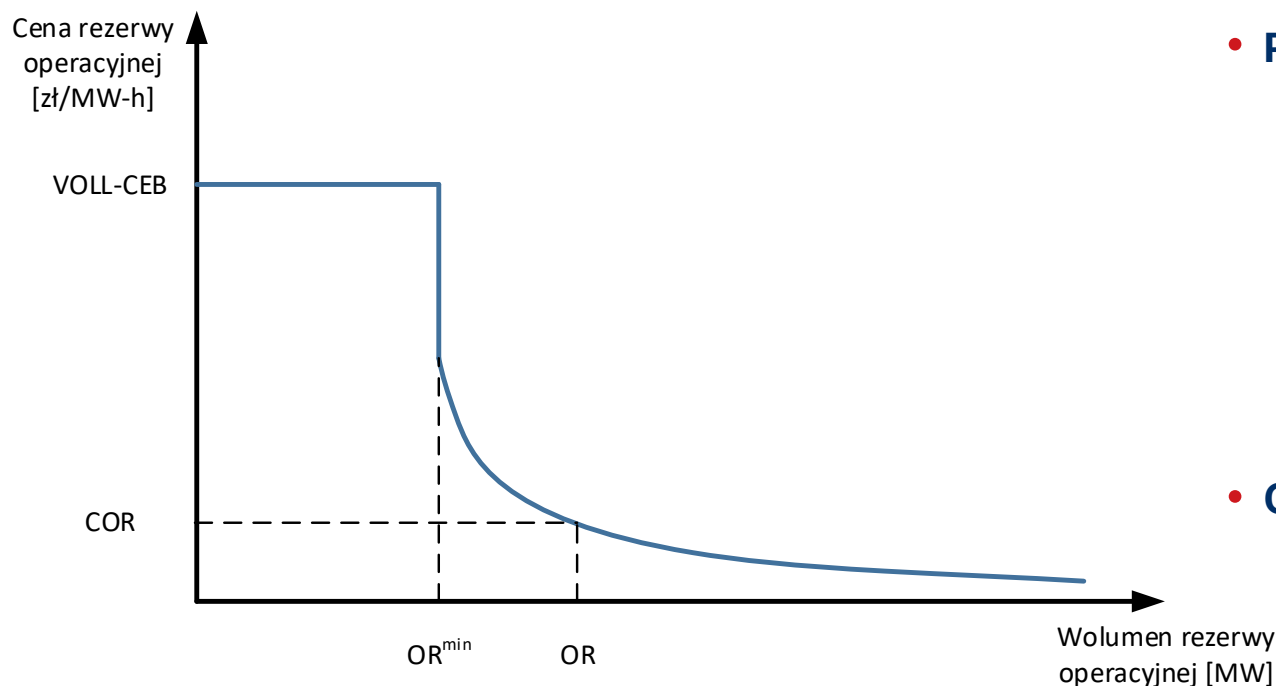
Wycena i rozliczenia rezerwy operacyjnej



Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej

- Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej stanowi realizację zobowiązania wdrożenia mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. scarcity pricing) złożonego przez Polskę w procesie notyfikacji Komisji Europejskiej (KE) wdrożenia rynku mocy w Polsce.
- Cena rezerwy operacyjnej (COR) jest wyznaczana w oparciu o krzywą zapotrzebowania na operacyjną rezerwę:

$$COR_t = \begin{cases} VOLL - CEB_t & \text{dla } OR_t \leq OR^{min} \\ (VOLL - CEB_t) \cdot LOLP(OR_t - OR^{min}) & \text{dla } OR_t > OR^{min} \end{cases}$$



- Parametry krzywej:
 - **VOLL** - szacowana wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców, równa limitowi górnemu cen na RB, tj. 50 000 zł/MWh
 - **OR^{min}** - minimalna wielkość operacyjnej rezerwy dla zapewnienia bezpiecznej pracy KSE
 - **LOLP(x)** – prawdopodobieństwo wystąpienia ubytku mocy o wielkości większej lub równej x MW
- Cena COR w danym ORN t zależy od:
 - Wolumenu rezerwy operacyjnej (OR_t)
 - Ceny energii bilansującej (CEB_t)

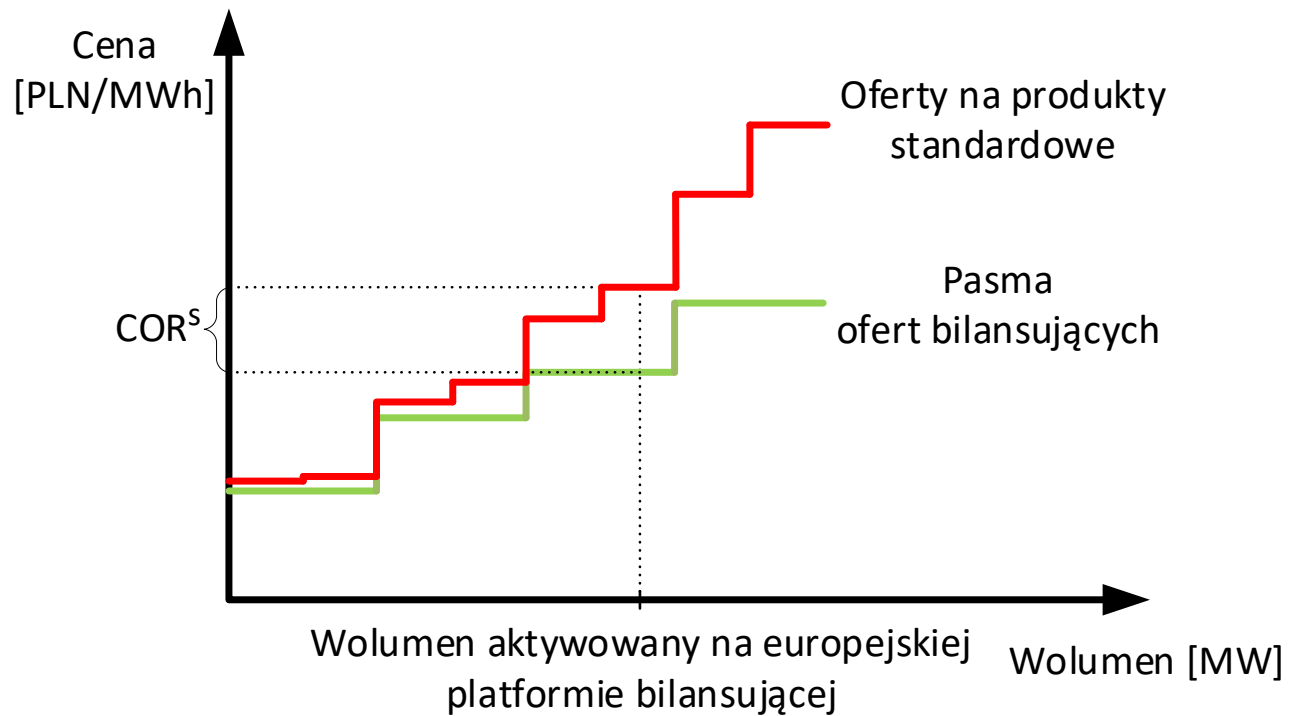




Cena COR dla rynku krajowego i europejskich platform bilansujących

- **Cena COR dla krajowego rynku bilansującego (COR^K) jest wyznaczana powykonawczo:**
 - Wielkość rezerwy operacyjnej OR jest równa sumie mocy JG, które:
 - Były dyspozycyjne i dostępne w czasie rzeczywistym dla OSP
 - Zostały zaoferowane w ramach Ofert Bilansujących
 - Nie zostały wykorzystane do produkcji energii elektrycznej
 - Cena energii bilansującej CEB jest ceną najmniej konkurencyjnego pasma potrzebnego do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą aktywowaną w ramach krajowego rynku bilansującego

- **Dla produktu standardowego s wymienianego na europejskiej platformie bilansującej jest wyznaczana wartość COR^S równa wartości rezerwy operacyjnej przypisanej w procesie konwersji Ofert Bilansujących do najmniej konkurencyjnej oferty z polskiego obszaru aktywowanej na europejskiej platformie bilansującej**





Rozliczenie rezerwy operacyjnej

- Ilość rozliczanej rezerwy operacyjnej jest wyznaczana dla każdej JG i dla każdego ORN
- Moc JG objęta płatnością za rezerwę operacyjną w danym ORN musi spełniać następujące warunki:
 - Moc była zgłoszona w przyjętej Ofercie Bilansującej
 - Moc była dyspozycyjna w czasie rzeczywistym
 - Moc nie została zgłoszona w Grafikach Rezerw jako wypełnienie zobowiązania wynikającego z kontraktacji mocy jako usługa mocy bilansującej w górę (FCR^G albo FRR^G albo RR^G)
 - Moc nie jest objęta skorygowaną ilością dostaw energii elektrycznej do systemu
 - Moc nie jest częścią energii bilansującej odebranej z systemu (redukcja) wynikającej z konieczności spełnienia wcześniej opublikowanych przez OSP ograniczeń sieciowych mających wpływ na pracę JG
 - Moc nie jest objęta rzeczywistą ilością dostaw energii elektrycznej do systemu
- Moc JG objęta płatnością za rezerwę operacyjną, która pojawiła w wyniku aktywacji na danej platformie oferty redukcyjnej na produkt standardowy s (ROR^s) jest rozliczana po cenie COR^s
- Pozostała moc JG objęta płatnością za rezerwę operacyjną (ROR^K) jest rozliczana po cenie COR^K
- Rozliczenie rezerwy operacyjnej jest dokonywane z DUB
 - Należność za j -tą JG w ORN t

$$NOR_{jt} = 1/4 \cdot (\sum_{s \in S} COR_{jt}^s \cdot ROR_{jt}^s + COR_{jt}^K \cdot ROR_{jt}^K)$$

- Należność i -tego DUB za dobę d

$$NOR_{id} = \sum_{j \in JG_i} \sum_{t \in T} NOR_{jt}$$



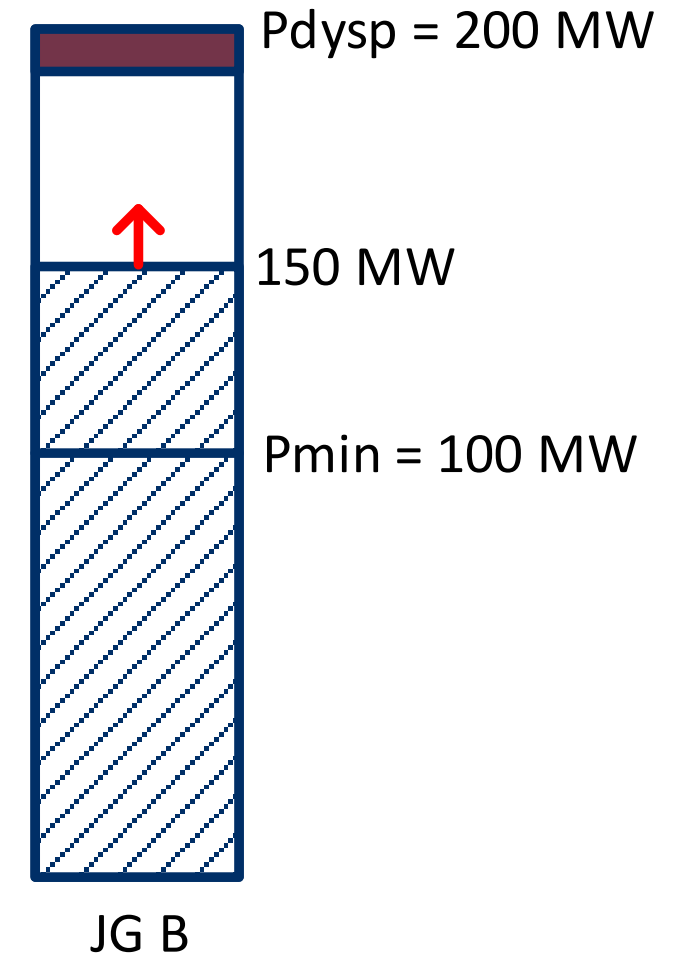
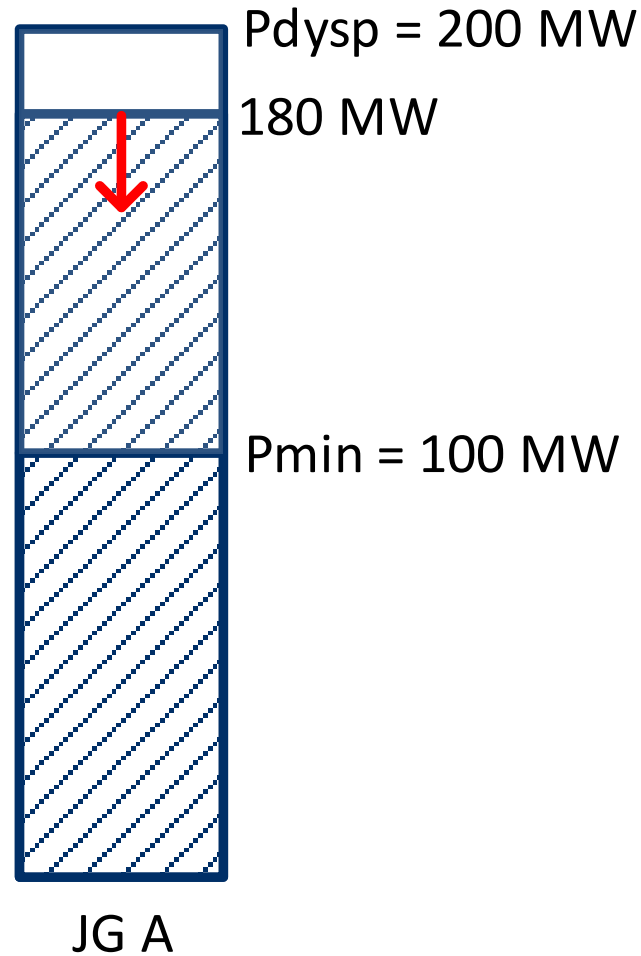


Przykład rozliczenia rezerwy operacyjnej (1/2)

 - Grafik Rezerwy RR

 - Grafik Obciążenia

- Cała moc od P_{min} do P_{dysp} jest oferowana w Ofercie Bilansującej dla obu JG
- JG A – aktywacja -20 MW na europejskiej platformie bilansującej
- JG B – aktywacja 10 MW na krajowym RB





Przykład rozliczenia rezerwy operacyjnej (2/2)

 - Grafik Rezerwy RR

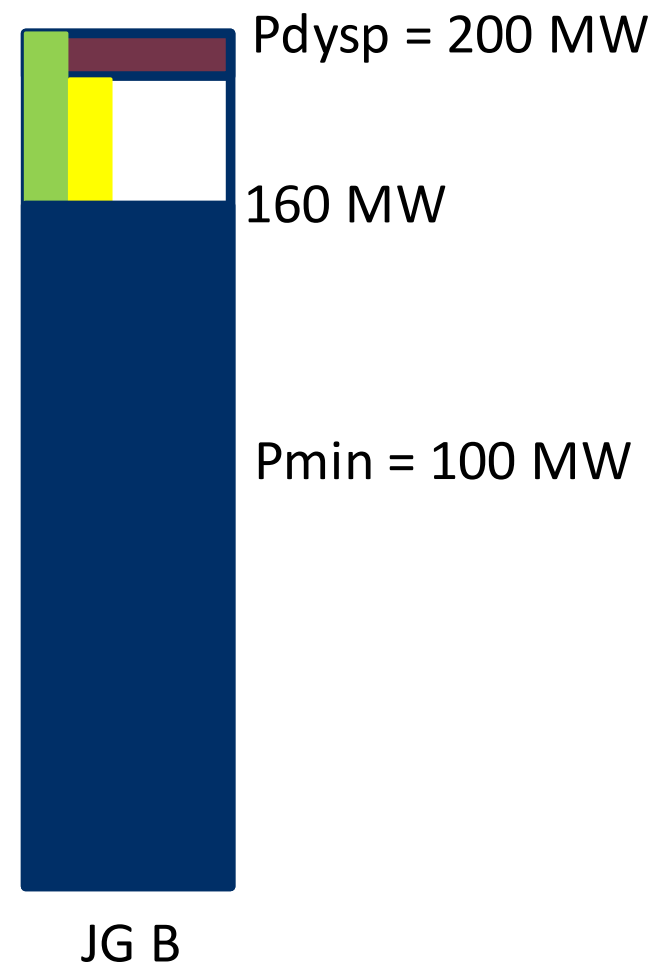
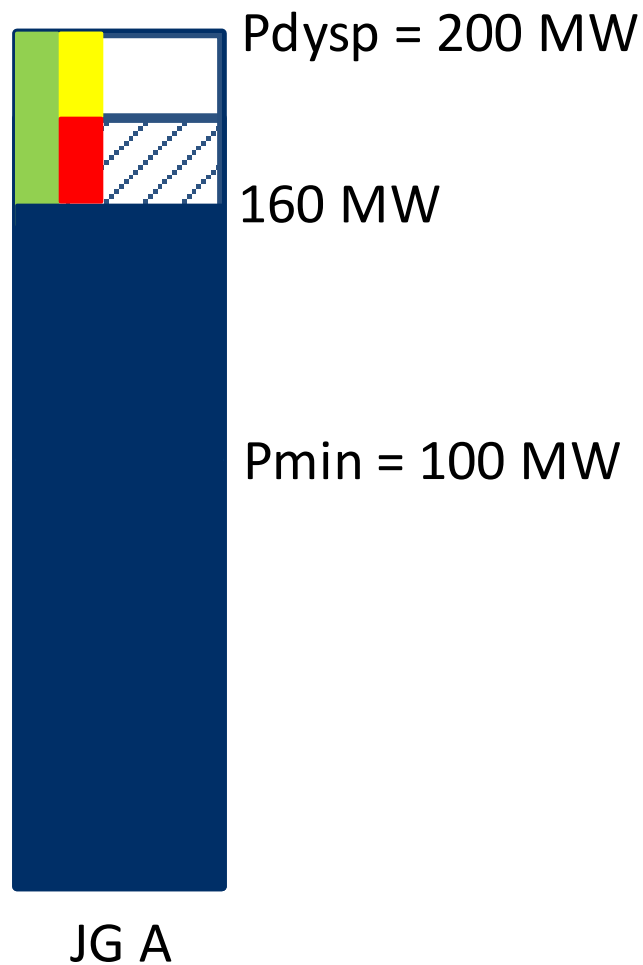
 - Grafik Obciążenia

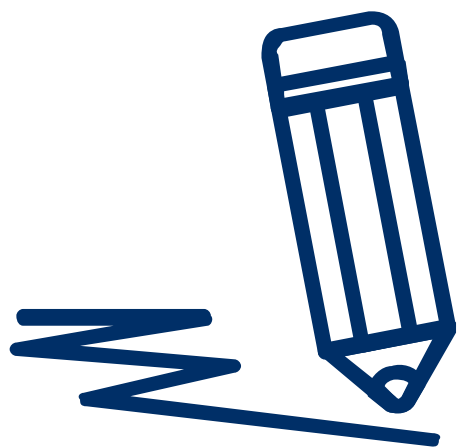
 - ER

 - Rezerwa operacyjna

 - Rezerwa operacyjna
rozliczna po cenie COR^K

 - Rezerwa operacyjna
rozliczna po cenie COR^S

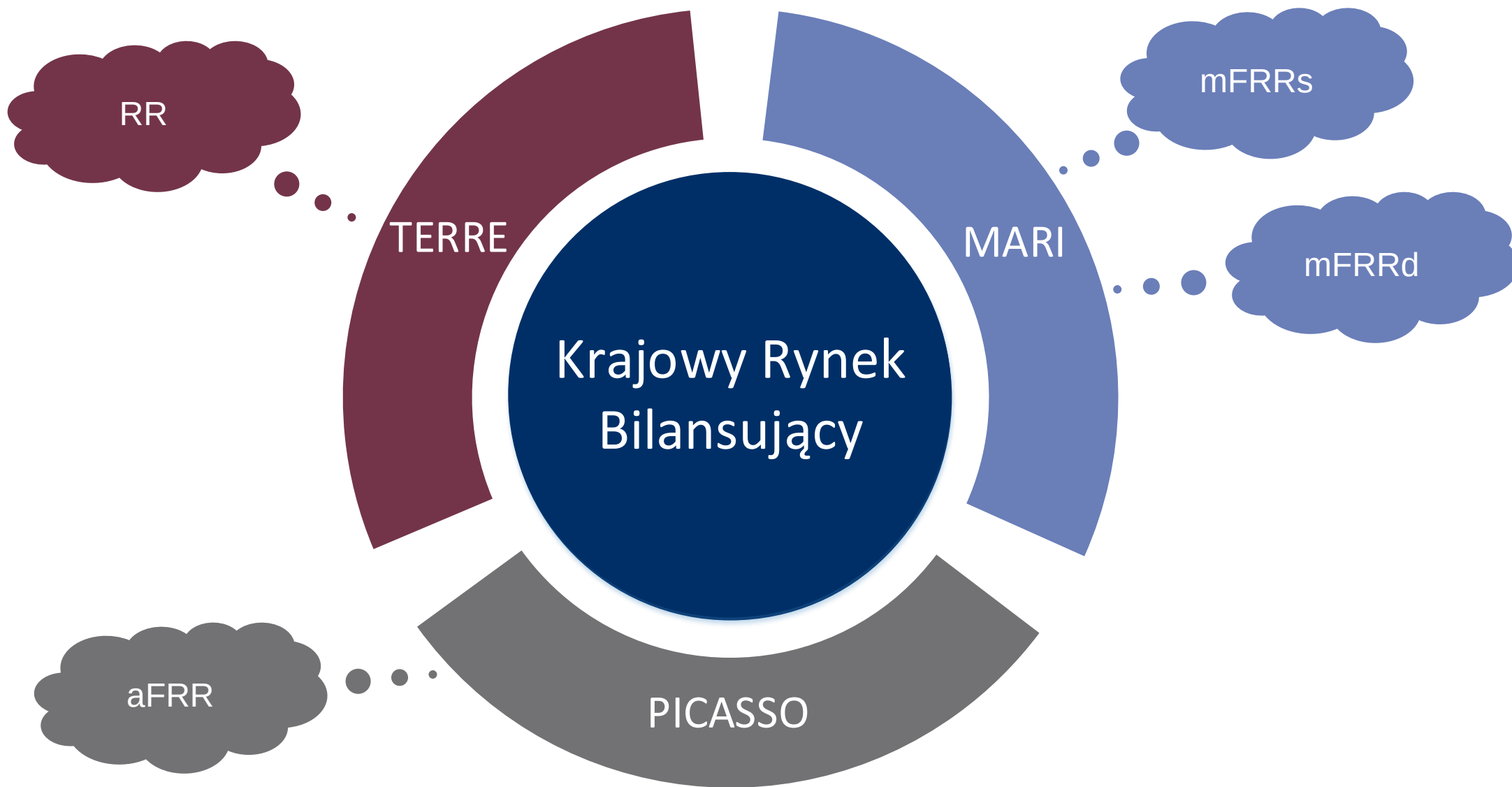




Integracja z europejskimi platformami bilansującymi

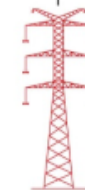


Współpraca z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej





Przykład – harmonogram współpracy z platformami bilansującymi

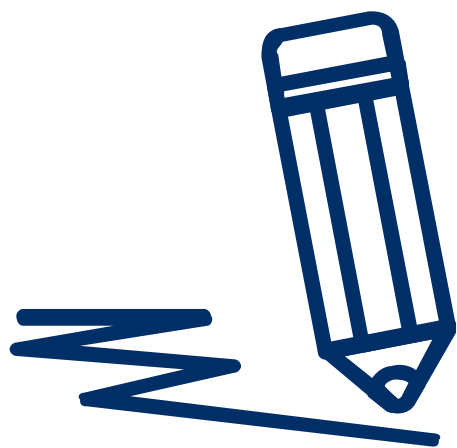




Podstawowe zasady konwersji ofert bilansujących

- Na potrzeby wymiany energii bilansującej poprzez produkty standardowe na platformach bilansujących (wymóg prawny)
 - Proces konwersji powtarzany przed każdą platformą bilansującą
-
- **Wymagana dostępność konwertowanych mocy**
 - Ze względu na warunki pracy JG
 - Ze względu na warunki pracy sieci (możliwość dostarczenia / odbioru mocy)
 - W wymaganym czasie, tj. umożliwiające wykorzystanie zgodnie z parametrami produktów standardowych i harmonogramem działania platform
 - **Moce nie uwzględniane w konwersji**
 - Pochodzące z zakontraktowanych produktów mocy bilansujących, których aktywacja w danej chwili uniemożliwia ich wykorzystanie w kolejnych chwilach (ograniczony potencjał zasobu)
 - Pasma przyrostowe o najwyższej cenie i pasma redukcyjne o najniższej cenie w ilości niezbędnej do zapewnienia kompensacji aktywacji Ofert Bilansujących JG z powodów systemowych, w przypadku gdy oferty tych JG nie zostaną aktywowane w ramach platform
 - **Cena ofertowa produktu standardowego wyznaczana na podstawie**
 - Ceny pasma z oferty bilansującej i ceny rezerwy operacyjnej
 - Kosztu dostawy / redukcji mocy, w sytuacji gdy wykorzystanie produktu standardowego wiąże się z koniecznością podjęcia działań dostosowawczych na innych jednostkach





Rozliczenia energii bilansującej i niezbilansowania



- **Konwencja znaków na RB zgodna z konwencją określoną EBGL**
 - Wartości dodatnie (+)
 - Dostawa energii na RB
 - Przekontraktowanie POB
 - Należność dla POB lub DUB za energię na RB
 - Wartości ujemne (-)
 - Odbiór energii z RB
 - Niedokontraktowanie POB
 - Zobowiązanie POB lub DUB za energię na RB





- **Rozliczenia z DUB**

- Energia bilansująca (*EB*)
 - Wynikająca z wykorzystanych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz działania układów regulacji, Ofert Bilansujących JG;
 - Odpowiada energii bilansującej planowanej (*EBP*) wg dotychczasowej terminologii na RB
- Uzasadnione koszty DUB, które nie zostały pokryte w rozliczeniu RB (**rozliczenia uzupełniające**)
 - Generacja / redukcja wymuszona
 - Koszty uruchomień / odstawień JG, które nie są przeniesione w rozliczeniach *EB*
- Energia dyscypliny ruchowej (*EDR*)
 - Wartość wynika z jakości realizacji przez JG poleceń ruchowych OSP
 - Bodziec do poprawności realizacji poleceń ruchowych

- **Rozliczenia z POB**

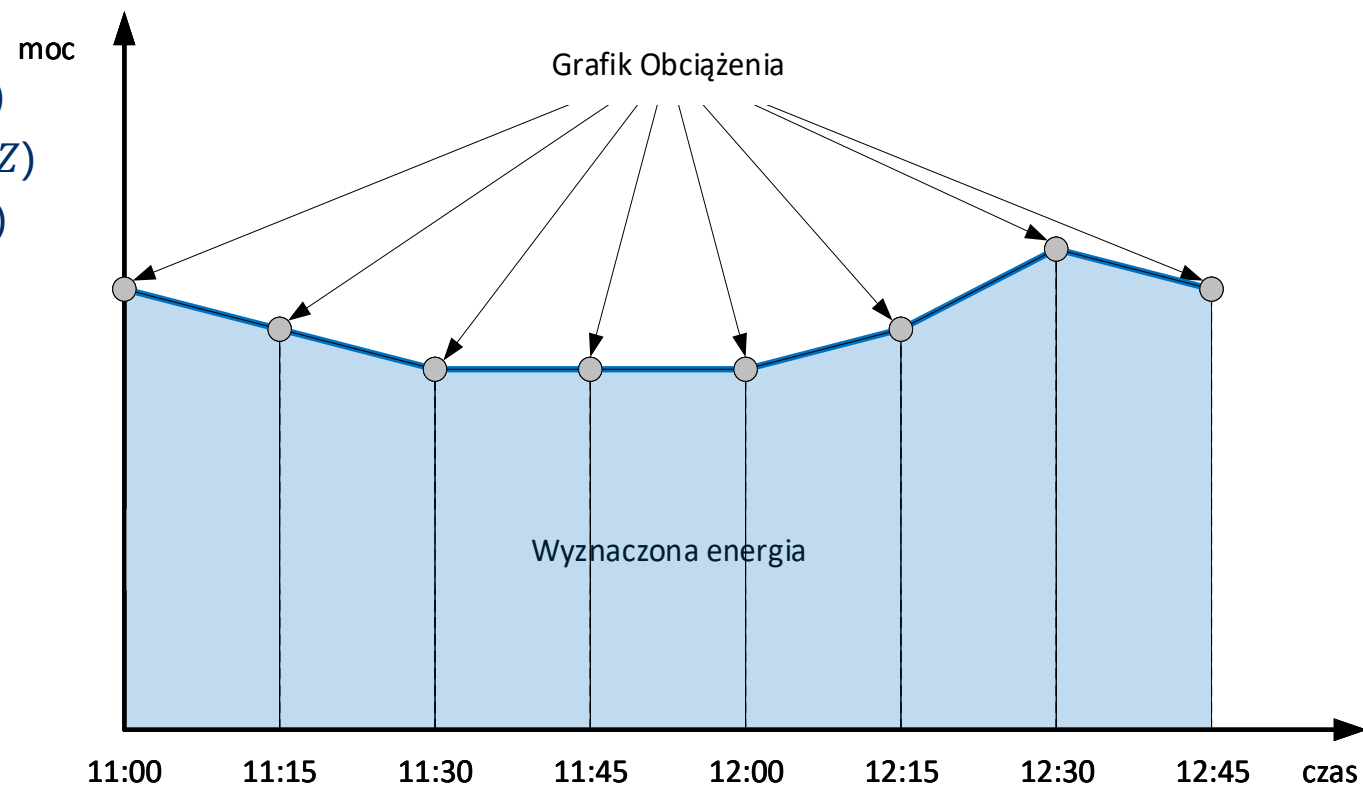
- Energia niezbilansowania (*EN*)
 - Wynikająca z odchyleń nieplanowych pomiędzy USE zgłoszonymi przez POB dla JB a rzeczywistymi ilościami dostaw energii JB, skorygowanymi o energię bilansującą JG bilansowanych w ramach JB;
 - Odpowiada energii bilansującej nieplanowanej (*EBN*) wg dotychczasowej terminologii na RB





Ilości dostaw energii JG

- Dla każdej JG są wyznaczane
 - Deklarowana ilość dostaw energii (ED)
 - Zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ)
 - Skorygowana ilość dostaw energii (ES) (uwzględnia energię jaka powinna być dostarczona do systemu w wyniku działania układów regulacji)
 - Rzeczywista ilość dostaw energii (ER)
- Oraz:
 - Energia bilansująca (EB)
 - Energia dyscypliny ruchowej (EDR)





Rozliczenia dyscypliny ruchowej

- **Przedmiotem rozliczeń jest energia dyscypliny ruchowej**
 - Wartość bezwzględna odchylenia pomiędzy rzeczywistą i skorygowaną ilością dostaw JG
 - Poniżej progu 3% mocy oferowanej przez daną JG na RB wartość $EDR = 0$

$$EDR = \begin{cases} |ER - ES| & \text{dla } |ER - ES| \geq 3\% \cdot \sum POE^E \\ 0 & \text{w przeciwnym przypadku} \end{cases}$$

Energia odpowiadająca
wolumenowi mocy
pasm przyjętej
Oferty Bilansującej

- **Rozliczana po cenie dyscypliny ruchowej (CDR)**
 - Procentowa wielkość jednostkowego kosztu pozyskania wymaganych mocy FRR
 - Uszczegółowienie w tym zakresie zostanie przedstawione w toku dalszych prac
- **Należność jest równa 0 lub ujemna – płatność dla OSP**





Energia bilansująca JG

- Łączny wolumen energii bilansującej wyznaczany jako różnica pomiędzy skorygowaną i zweryfikowaną ilością dostaw JG

$$EB = ES - EZ$$

TERRE

- Energia bilansująca jest wyznaczana z podziałem na platformy bilansujące i krajowy RB
 - Aktywowana na platformie TERRE (EB^{RR})

MARI

- Aktywowana na platformie MARI
 - Zgodnie z harmonogramem (EB^{mFRRs})
 - Bezpośrednio (poza harmonogramem) z ofert przyrostowych (EB^{mFRRd^G})
 - Bezpośrednio (poza harmonogramem) z ofert redukcyjnych (EB^{mFRRd^D})

PICASSO

- Aktywowana na platformie PICASSO (EB^{aFRR})

Krajowy
RB

- Aktywowana poza platformami bilansującymi, tzn. w ramach krajowego Rynku Bilansującego

$$EB^K = EB - EB^{RR} - EB^{mFRRs} - EB^{mFRRd^G} - EB^{mFRRd^D} - EB^{aFRR}$$





- **Energia bilansująca aktywowana na europejskich platformach bilansujących rozliczana po cenie wyznaczonej na platformie, na której została aktywowana**
 - Wyjątek: jeśli oferta energii bilansującej dla produktu standardowego została wyznaczona w procesie konwersji z więcej niż jednej oferty bilansującej
 - W rozliczeniu energii bilansującej aktywowanej z tej oferty uwzględnia się udział poszczególnych ofert w wyznaczeniu oferty na produkt standardowy

- **Energia bilansująca aktywowana poza platformami bilansującymi (EB^K) rozliczana po cenie CRO^K**

$$CRO^K = CEB + COR^K$$

- CEB – cena energii bilansującej, cena krańcowa z ofert wykorzystanych w ramach krajowego RB
 - COR – cena rezerwy operacyjnej
- **W przypadku dostarczenia energii bilansującej z zakontraktowanych mocy bilansujących „w górę”**
 - Rozliczenie jest korygowane o cenę rezerwy operacyjnej
 - DUB otrzymał już wynagrodzenie na etapie kontraktacji mocy bilansujących



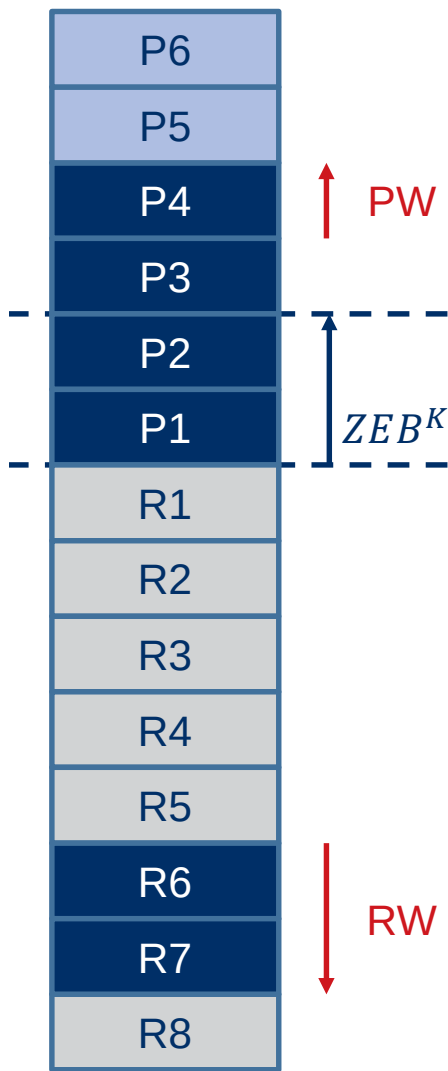


- **Kryteria doboru pasm ofertowych na potrzeby rozliczeń**
 - Swobodne, minimalnokosztowe pokrycie zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB (ZEB^K), które nie zostało pokryte przez energię aktywowaną na platformach bilansujących
- **Zapotrzebowanie ZEB^K jest równe sumie energii bilansującej (EB^K) wszystkich JG aktywowanych w ramach krajowego rynku bilansującego**
 - Skorygowane o saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej
 - Powiększone o wielkość wykonanej dostawy interwencyjnej energii w ramach bieżącego programu IP-DSR
- **Cena CEB – cena krańcowa z tak dobranych pasm ofert bilansujących**
 - Najwyższa cena pasma przyrostowego albo
 - Najniższa cena pasma redukcyjnego
- **Uwzględnia pasma aktywowane na platformach bilansujących z krajowych zasobów**
 - Pasma umieszczone w stosie z kierunkiem przeciwnym w stosunku do oryginalnie zgłoszonego





Przykład – wyznaczanie ceny CEB

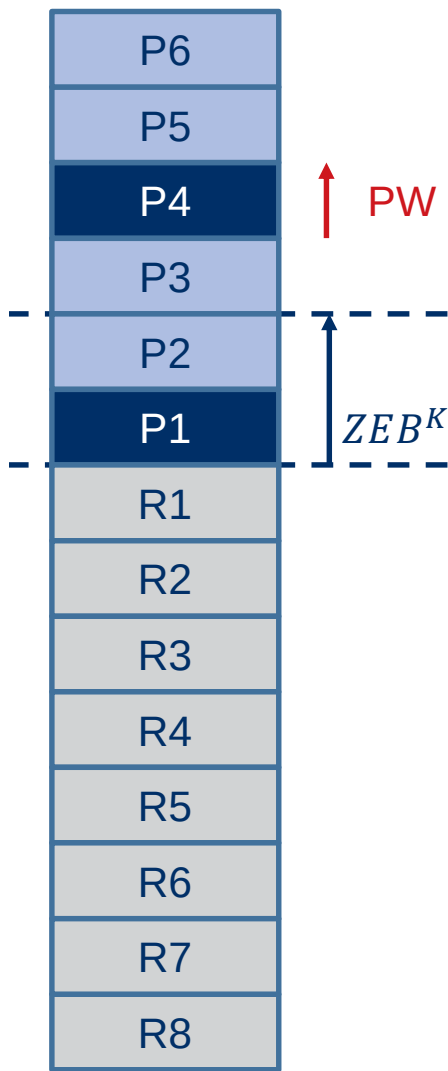


- Wyznaczenie zapotrzebowania ZEB^K
- Wyznaczenie ceny CEB
 - Pasma wykorzystane do swobodnego pokrycia zapotrzebowania
 - Najdroższe wykorzystane pasmo P2
- Ze względu na ograniczenia systemowe aktywowane dodatkowo pasma
 - Redukcyjne: R6 i R7
 - Przyrostowe: P3 i P4





Przykład – wyznaczanie ceny CEB



- Wyznaczenie zapotrzebowania ZEB^K
- Wyznaczenie ceny CEB
 - Pasma wykorzystane do swobodnego pokrycia zapotrzebowania
 - Najdroższe wykorzystane pasmo P2
- Ze względu na ograniczenia systemowe
 - Aktywowane dodatkowo pasmo P4
 - Brak aktywacji pasma P2





Ilości dostaw energii – wartości wyznaczane dla JB

- **Pozycja bilansowa (PB)**
 - Suma (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE przyjętych na RB
- **Korekta niebilansowania (KN)**
 - Wolumen odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez JG, której zasoby są bilansowane w JB
 - Wolumen wykorzystanych ofert bilansujących JG (energia bilansująca JG)
 - Uwzględnia współczynnik udziału energii bilansującej JG w energii dostarczonej/odebranej przez JB
- **Przydzielony wolumen (PW)**
 - Dane pomiarowe
 - Wyniki algorytmów wyznaczania energii
 - Uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej
- **Energia niebilansowania (EN)**
 - Różnica pomiędzy przydzielonym wolumenem (PW) a pozycją bilansową (PB), przy uwzględnieniu korekty niebilansowania (KN)

$$EN = PW - KN - PB$$





Ceny energii niezbilansowania

- **Cena rozliczeniowa energii niezbilansowania jest zależna od stanu zakontraktowania POB**
- **Gdy suma energii niezbilansowania wszystkich POB jest dodatnia ($\sum EN > 0$, sumaryczne przekontraktowanie), to cena jest wyznaczana jako mniejsza z dwóch:**
 - Średnioważonej ceny z aktywacji ofert redukcyjnych na platformach bilansujących i w ramach krajowego RB
 - Rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE)
- **Gdy suma energii niezbilansowania wszystkich POB jest ujemna ($\sum EN < 0$, sumaryczne niedokontraktowanie), to cena jest wyznaczana jako większa z dwóch:**
 - Średnioważonej ceny z aktywacji ofert przyrostowych na platformach bilansujących i w ramach krajowego RB
 - Rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE)
- **Rynkowa cena energii elektrycznej jest wyznaczana na podstawie cen giełdowych RDN i RDB**

Tak wyznaczona cena energii niezbilansowania uwzględnia wartość rezerwy operacyjnej i tworzy zachętę do zgłaszania zbilansowanej pozycji na RB





$$NRU = \max(\Delta KU + BK; \min(\Delta KU; 0))$$

- **Rozliczenia uzupełniające pokrywają uzasadnione koszty DUB, które nie zostały pokryte na RB**
 - Rozliczenia dobowe
- **Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego uwzględnia:**
 - Bilans kosztów z rynku bilansującego (koszty JG vs rozliczenie po cenach rynkowych)
 - Wykorzystanie ofert bilansujących
 - Świadczenie usług mocy bilansujących (rezerw)
 - Koszty uruchomień odwzorowane w cenach energii bilansującej
 - Osiągnięte zyski na RB nie są zwracane do OSP
 - Zmiany w wysokości wykonanych kosztów uruchomień
 - Dodatkowe koszty lub oszczędności wynikające z uruchomień OSP w porównaniu do grafiku zgłoszonego przez DUB
 - Oszczędności są zwracane do OSP





Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień

$$\Delta KU = CU^{PPS} \cdot ZZU^{PPS} - CU^{PPZ} \cdot ZZU^{PPZ} - KU^{RB}$$

- **Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień jest wyznaczana na podstawie:**
 - Uruchomień zrealizowanych zgodnie z poleceniem OSP w Programie Pracy Skorygowanym
 - Uruchomień zaplanowanych przez DUB w Programie Pracy Zweryfikowanym
 - Kosztu uruchomienia (planowanego lub zrealizowanego) zależnego od czasu postoju jednostki
 - Uruchomienie ze stanu gorącego
 - Uruchomienie ze stanu ciepłego
 - Uruchomienie ze stanu zimnego
- **Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień**
 - Jest pomniejszana o wielkość kosztów uruchomień, zakwalifikowaną do rozliczeń w ramach energii na RB
 - Koszt ten powinien zostać odwzorowany w cenach ofertowych pierwszego pasma energii





Rozliczenia uzupełniające – wyznaczanie KU^{RB} (uruchomienia)

$$KU^{RB} = ZS \cdot CU \div \max(TP^{min}; TG)$$

- **OSP wydając polecenie uruchomienia określa czy:**
 - Uruchomienie jest zależne od Programu Pracy Zweryfikowanego (PPZ)
 - Uruchomienie zgodne w czasie z uruchomieniem w PPZ
 - Uruchomienie stanowi przesunięcie uruchomienia z PPZ
 - Uruchomienie jest niezależne od PPZ
 - W pozostałych przypadkach
- **Jeśli uruchomienie jest niezależne od PPZ, to:**
 - Koszt uruchomienia powinien odzwierciedlać stan cieplny, z jakiego miało miejsce uruchomienie
 - Koszt uruchomienia powinien być rozłożony równomiernie na wszystkie ORN w okresie:
 - Minimalnego czasu pracy lub
 - Czasu gwarantowanego na odwzorowanie kosztów w ofercie
 - Jeśli jednostka została odstawiona przez zakończeniem ww. okresu, to dla ORN, kiedy nie była w stanie „praca” $KU^{RB} = 0$
- **Jeśli uruchomienie jest zależne od PPZ, to $KU^{RB} = 0$**





Rozliczenia uzupełniające – wyznaczanie KU^{RB} (odstawienia)

$$KU^{RB} = (1 - ZS) \cdot CU \div \max(TR^{min}; TG)$$

- **OSP wydając polecenie odstawienia określa czy:**
 - Odstawienie jest zależne od Programu Pracy Zweryfikowanego (PPZ)
 - Odstawienie zgodne w czasie z odstawieniem w PPZ
 - Odstawienie stanowi przesunięcie odstawienia z PPZ
 - Odstawienie jest niezależne od PPZ
 - W pozostałych przypadkach
- **Jeśli odstawienie jest niezależne od PPZ, to koszt uruchomienia następującego po tym odstawieniu:**
 - Powinien być rozłożony równomiernie na wszystkie ORN w okresie:
 - Minimalnego czasu postoju lub
 - Czasu gwarantowanego na odwzorowanie kosztów w ofercie
 - Powinien odzwierciedlać stan cieplny, z jakiego miałyby miejsce uruchomienie po postoju w ww. okresie
 - Jeśli jednostka wróciła do pracy przez zakończeniem ww. okresu, to dla ORN, kiedy była w stanie „praca” $KU^{RB} = 0$
- **Jeśli odstawienie jest zależne od PPZ, to $KU^{RB} = 0$**





$$BK = \sum (BK_t + KU_t^{CO})$$

- **Na bilans kosztów (łącznie w dobie) na RB składają się**
 - Bilans kosztów (BK_t)
 - Związany z rozliczeniem energii bilansującej oraz usług mocy bilansującej w danym ORN
 - Koszty uruchomienia (KU^{CO})
 - Wynikające z polecenia OSP uruchomienia bądź odstawienia JG
 - Zakwalifikowane do rozliczenia w ramach energii na RB
 - W zakresie w jakim zostały odzwierciedlone w cenach ofertowych Ofert Bilansujących
- **Koszty uruchomienia KU^{CO}**
 - Mogą być równe maksymalnie KU^{RB}
 - Muszą być odwzorowane w cenach ofertowych na RB
 - Dla cen przyrostowych – cena ofertowa pierwszego pasma powyżej kosztów CWD
 - Dla cen redukcyjnych – cena ofertowa pierwszego pasma poniżej kosztów CWO
 - Niepełne odwzorowanie KU^{RB} w cenach ofertowych skutkuje zmniejszeniem wartości KU^{CO}
 - W szczególności, brak odwzorowania tych kosztów w cenach ofertowych oznacza $KU^{CO} = 0$

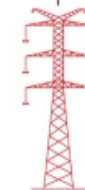




Bilans kosztów na RB

- Bilans kosztów związany z rozliczeniem energii bilansującej oraz usług mocy bilansującej jest zależny od klasyfikacji stanu pracy jednostki

	EZ > 0	EZ = 0
ES > 0	Praca rynkowa - Energia bilansująca - uwzględniane jedynie straty - Usługi mocy bilansujących i rezerwa operacyjna - nie uwzględniane	Praca systemowa - Energia bilansująca - uwzględniane zyski i straty - Usługi mocy bilansujących i rezerwa operacyjna - uwzględniane zyski
ES = 0	Postój systemowy - Energia bilansująca - uwzględniane zyski i straty - Usługi mocy bilansujących i rezerwa operacyjna - nie uwzględniane	Postój rynkowy Bilans kosztów zerowy



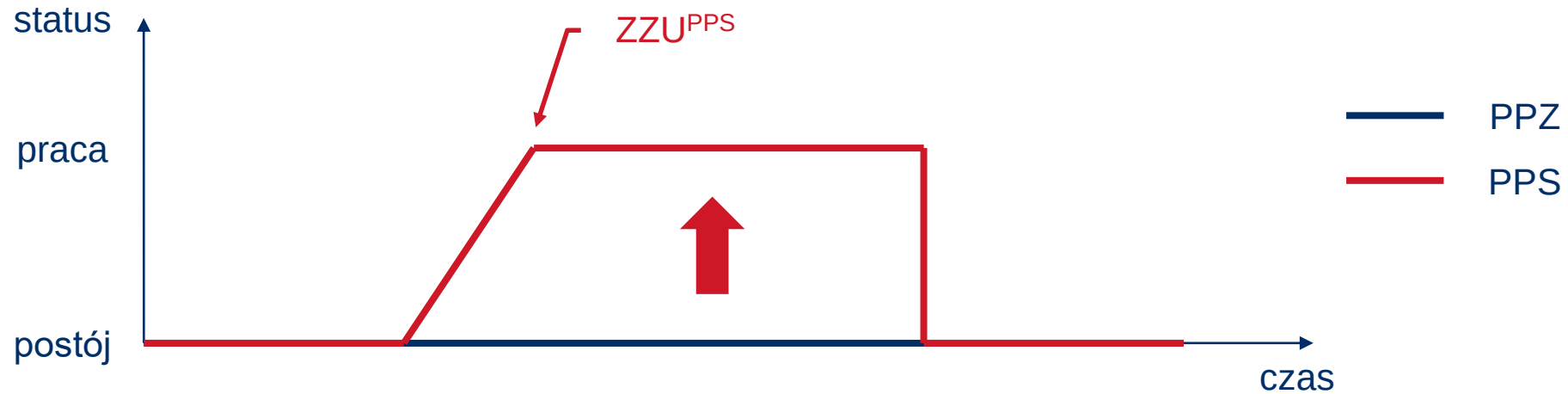


- **W zakresie rozliczenia energii bilansującej zyski i straty są wyznaczane przez porównanie**
 - Należności za dostarczoną / odebraną energię bilansującą przez JG
 - Rozliczenia po cenie CRO
 - Kosztów dostarczenia / odbioru energii bilansującej przez JG
 - JG z $ZCW = 1$: koszty $CW + KC^{CO2}$
 - JG z $ZCW = 0$: cena ofertowa
- **W zakresie świadczenia usług mocy bilansujących zyski są wyznaczane jako różnica między**
 - Należnościami
 - Zakontraktowane usługi mocy bilansujących pozyskane w Trybie Uzupełniającym
 - Rezerwą Operacyjną
 - Kosztem dostarczenia zakontraktowanych usług mocy bilansujących pozyskanych w Trybie Uzupełniającym





Przykład 1 – zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień

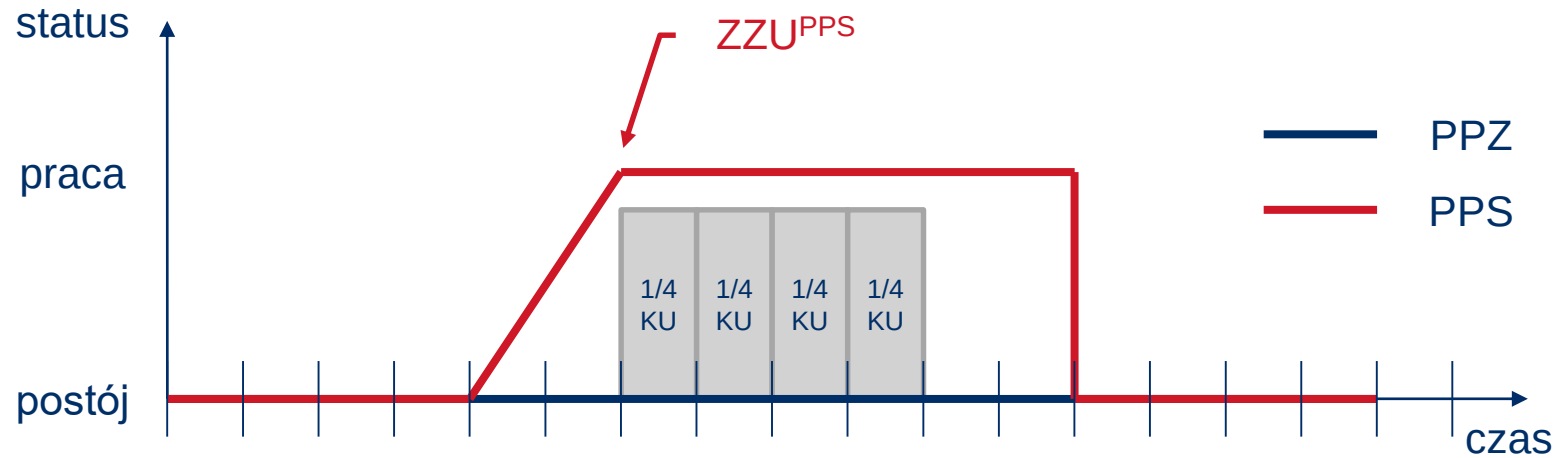


- Program Pracy Zweryfikowany (PPZ) zakłada postój jednostki
- Dodatkowe uruchomienie polecane przez OSP w Programie Pracy Skorygowanym (PPS)
 - Niezależne od Programu Pracy Zweryfikowanego (PPZ)
 - Wzrost kosztów uruchomienia ($\Delta KU > 0$)
- Koszty uruchomienia zakwalifikowane do rozliczeń na RB ($KU^{RB} > 0$)
 - Powinny zostać odwzorowane w cenie pierwszego pasma przyrostowego





Przykład 1 – Wyznaczanie KU^{RB}



- Koszty uruchomienia zakwalifikowane do rozliczeń na RB ($KU^{RB} > 0$)
- Rozłożone równomiernie na okres $\max(TP^{min}; TG)$
 - $TG = 4h$
 - $TP^{min} = 1h$

Koszty jednostkowe (zł/MWh):
rozłożone koszty dzielone przez
wolumen P^{min} w cenie ofertowej
pierwszego pasma





Przykład 1 – odwzorowanie KU^{RB} w cenach ofertowych

- **Parametry JG**
 - $P_{min} = POE_1 = 50 \text{ MW}$
 - $CWD = 150 \text{ zł/MWh}$
- **Koszty uruchomienia (40000 zł) zakwalifikowane do rozliczeń na RB w ORN t**
 - $KU^{RB} = 10000 \text{ zł}$
- **Muszą być odwzorowane w cenie ofertowej, aby DUB miał pewność pokrycia kosztów uruchomienia**
 - Cena ofertowa pierwszego pasma powinna wynieść co najmniej

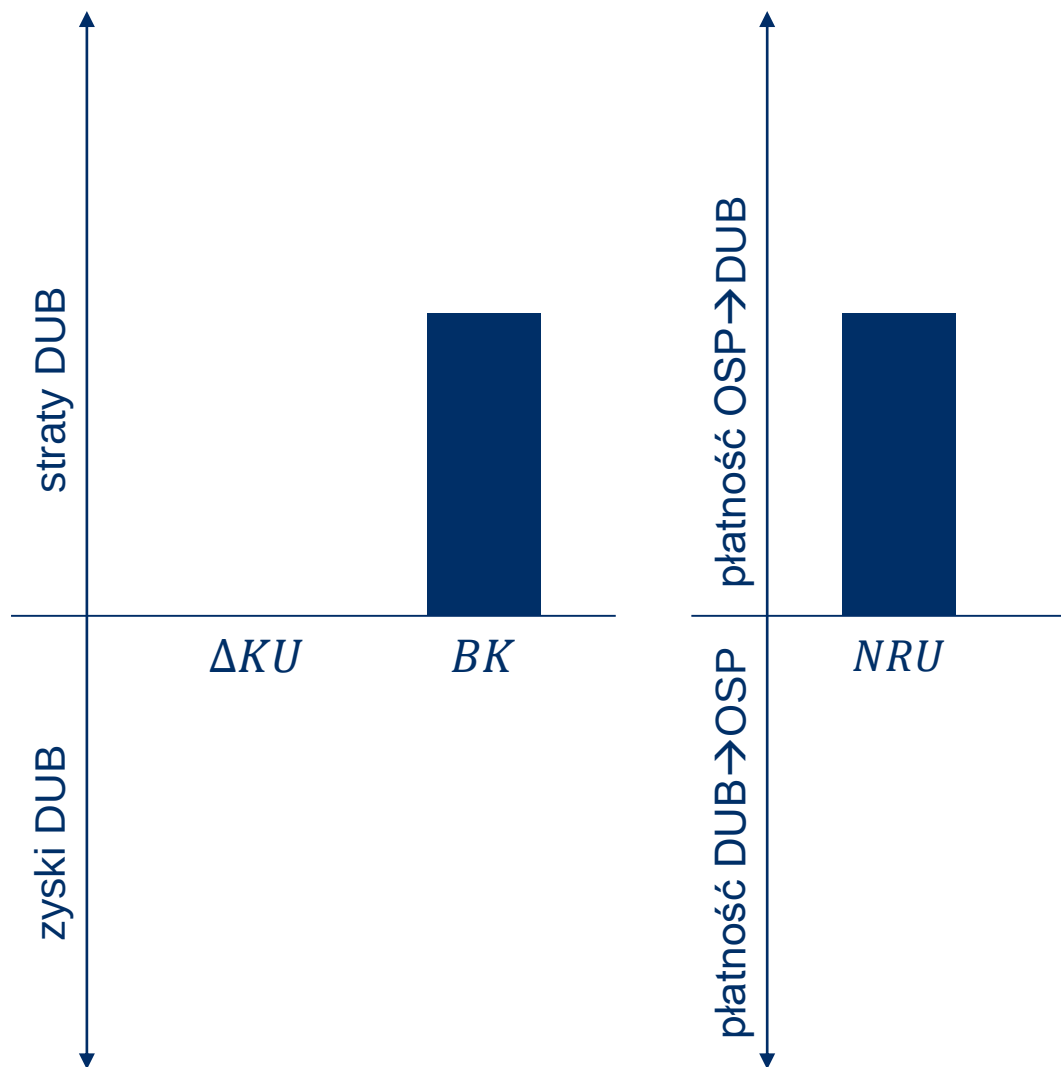
$$COE_1^+ = CWD + KU^{RB} \div POE_1 = 150 + 10000 \div 50 = 150 + 200 = 350 \text{ zł}$$

- **Niższa wartość ceny ofertowej skutkuje obniżeniem kosztu uruchomienia uprawnionego do zwrotu w ramach rozliczeń uzupełniających**

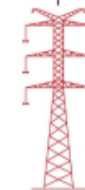




Przykład 1 – należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego

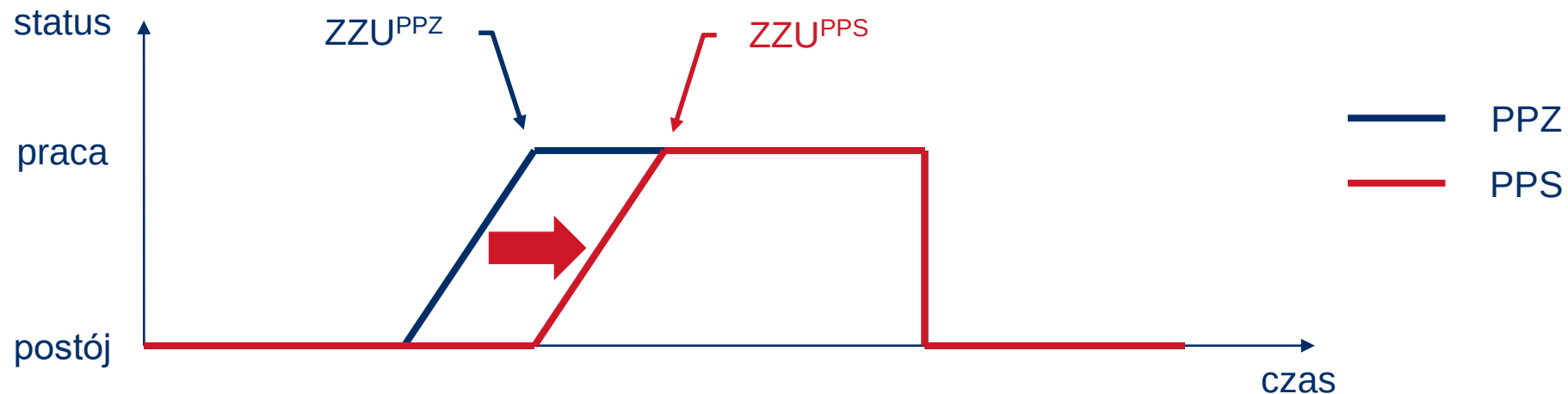


- Brak różnic w kosztach uruchomienia (koszty powinny być odwzorowane w cenach ofertowych)
 $\Delta KU = 0 \text{ zł}$
- Bilans kosztów JG na Rynku Bilansującym
 $BK = 1000 \text{ zł}$
- DUB otrzyma 1000 zł w ramach rozliczeń uzupełniających





Przykład 2 – zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień

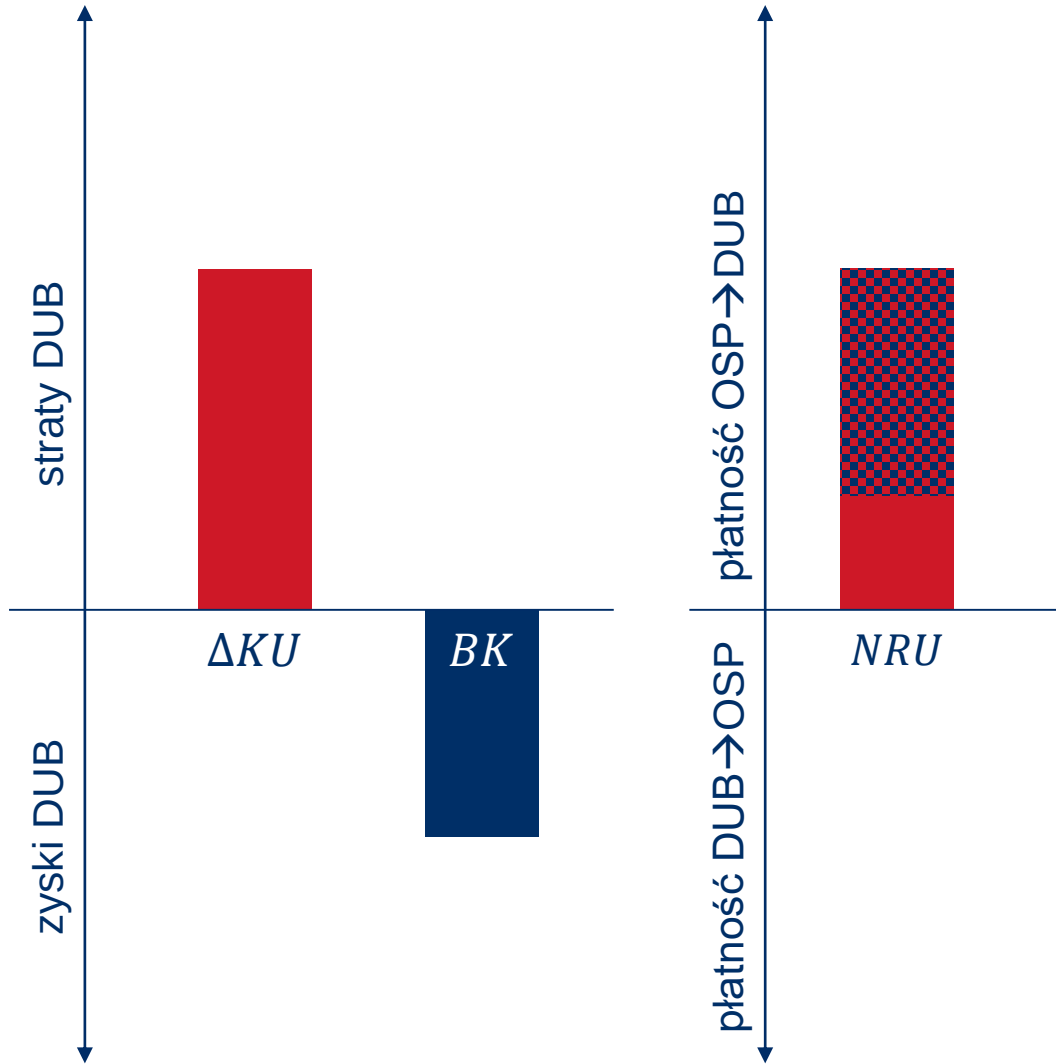


- **Program Pracy Zweryfikowany (PPZ) zakłada uruchomienie jednostki**
- **Przesunięcie uruchomienia w Programie Pracy Skorygowanym (PPS)**
 - Uruchomienie zakwalifikowane jako zależne od Programu Pracy Zweryfikowanego
 - Późniejsze uruchomienie skutkuje dłuższym czasem postoju
 - Potencjalny wzrost kosztów uruchomienia ($\Delta KU \geq 0$)
- **Brak kosztów uruchomienia do rozliczeń na RB ($KU^{RB} = 0$)**
 - Brak odwzorowania w cenach pasm ofertowych





Przykład 2 – należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego



- W wyniku poleceń operatora wzrosły koszty uruchomień JG

$$\Delta KU = 1500 \text{ zł}$$

- Bilans kosztów JG na Rynku Bilansującym

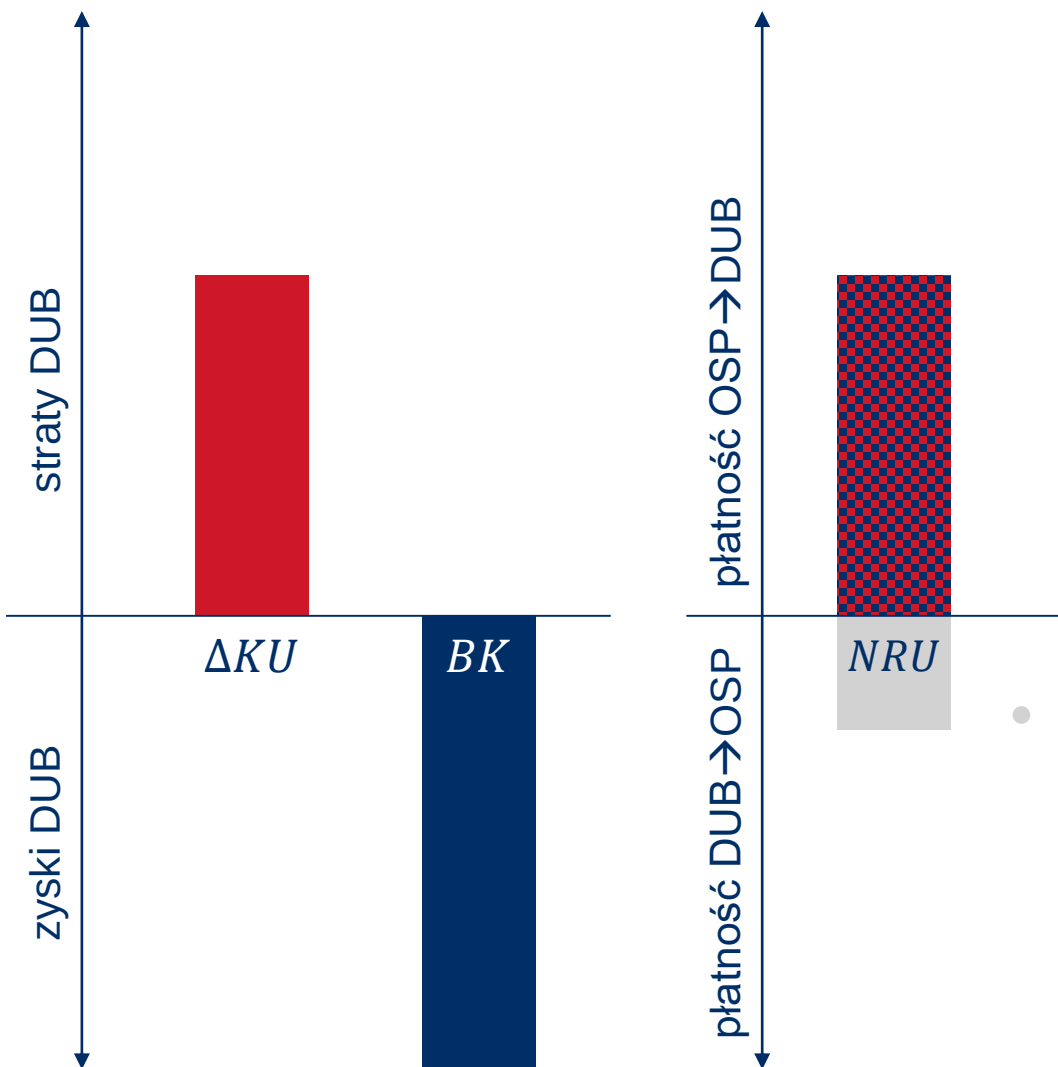
$$BK = -1000 \text{ zł}$$

- DUB otrzyma 500 zł w ramach rozliczeń uzupełniających





Przykład 2' – należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego



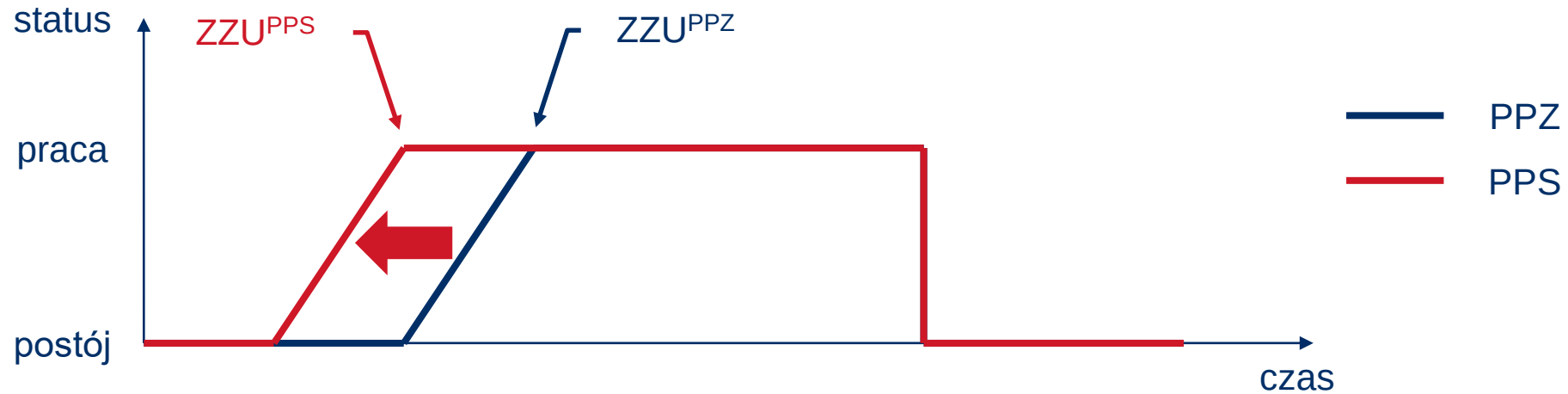
- W wyniku poleceń operatora wzrosły koszty uruchomień JG
 $\Delta KU = 1500 \text{ zł}$
- Bilans kosztów JG na Rynku Bilansującym
 $BK = -2000 \text{ zł}$
- Brak zwrotu w ramach rozliczeń uzupełniających

Brak ujemnych
rozliczeń za energię
bilansującą





Przykład 3 – zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień

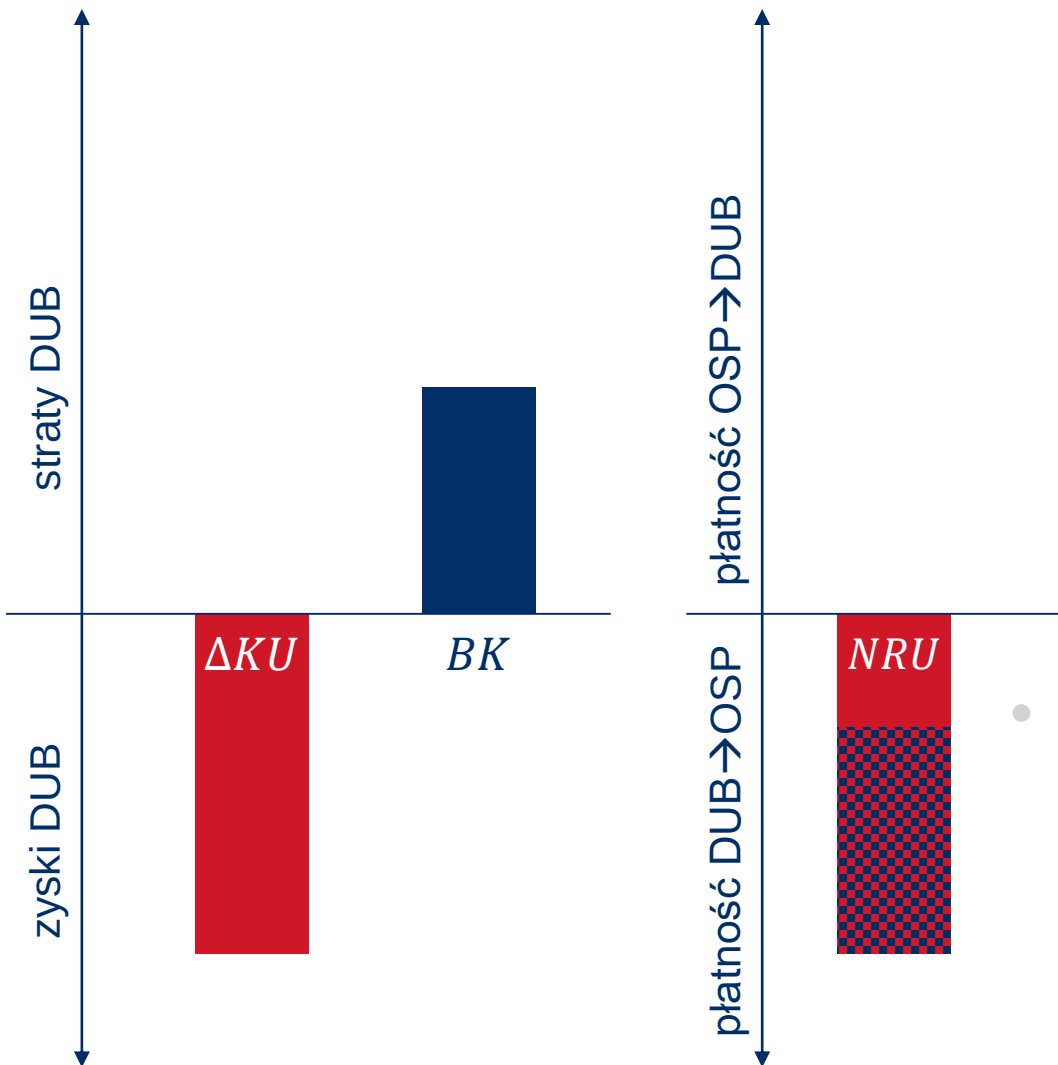


- **Program Pracy Zweryfikowany (PPZ) zakłada uruchomienie jednostki**
- **Przesunięcie uruchomienia w Programie Pracy Skorygowanym (PPS)**
 - Uruchomienie zakwalifikowane jako zależne od Programu Pracy Zweryfikowanego
 - Wcześniejsze uruchomienie skutkuje krótszym czasem postoju
 - Potencjalny spadek kosztów uruchomienia ($\Delta KU \leq 0$)
- **Brak kosztów uruchomienia do rozliczeń na RB ($KU^{RB} = 0$)**
 - Brak odwzorowania w cenach pasm ofertowych





Przykład 3 – należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego



- W wyniku poleceń operatora spadły koszty uruchomień JG

$$\Delta KU = -1500 \text{ zł}$$

- Bilans kosztów JG na Rynku Bilansującym

$$BK = 1000 \text{ zł}$$

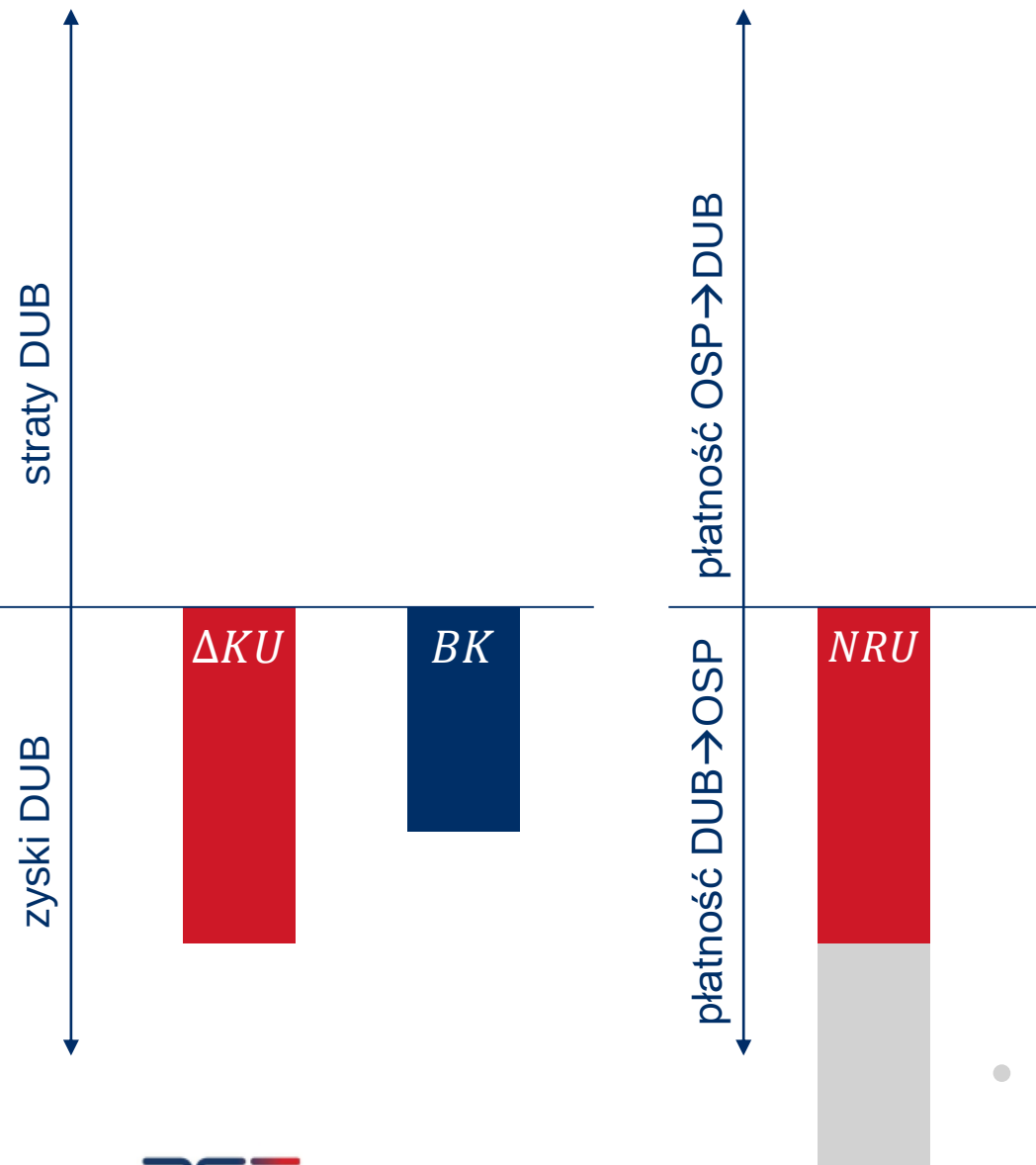
- DUB zwróci OSP 500 zł w ramach rozliczeń uzupełniających

Możliwe ujemne rozliczenia za różnicę kosztów uruchomień





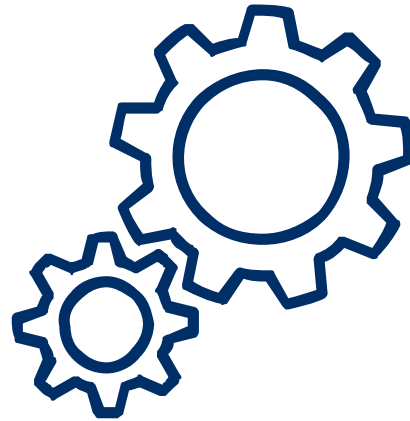
Przykład 3' – należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego



- W wyniku poleceń operatora spadły koszty uruchomień JG
 $\Delta KU = -1500 \text{ zł}$
- Bilans kosztów JG na Rynku Bilansującym
 $BK = -1000 \text{ zł}$
- DUB zwróci OSP 1500 zł w ramach rozliczeń uzupełniających

Brak ujemnych rozliczeń za energię bilansującą





ZMIANY W UKŁADACH STEROWANIA I REGULACJI JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH



1 Prowadzenie rozliczeń netto vs bilansowanie netto

Zmiany w zakresie BPP

- BPP jako wartość chwilowa na koniec 5 minutowego okresu planowania,
- Liniowa funkcja przejścia
- Zmiana okresu planowania (RealTime) – okres planowania: 15 min → 5 min
- Zmiana czasu wyprzedzenia przesłanych planów pracy: 15 min → 2,5 min

2 Zakres regulacji pierwotnej jako element gry rynkowej

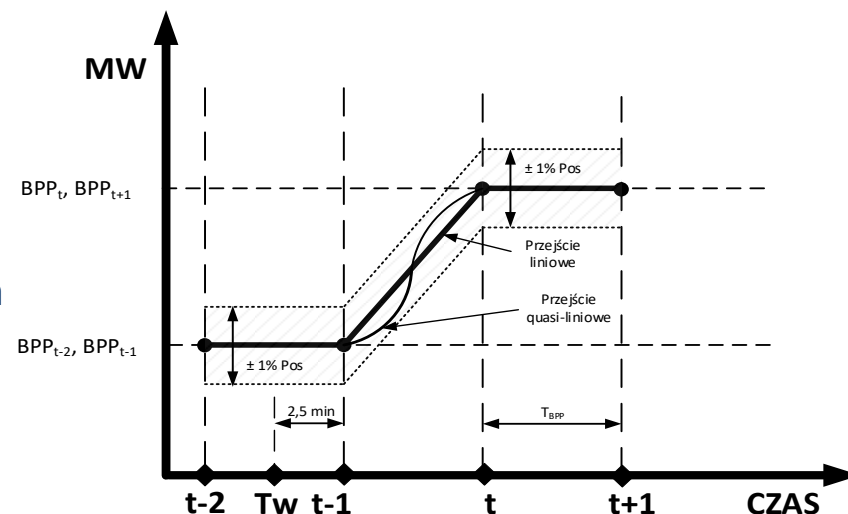
Zmiany w zakresie regulacji pierwotnej

- Rozdzielenie regulacji pierwotnej na odrębne tryby pracy „w górę” i „w dół”,
- Odejście od stałych zakresów regulacji pierwotnej w planowaniu dobowym i bieżącym wykorzystaniu, ustawialny zakres regulacji w zakresie od 3% do co najmniej 5%Pos

3 Zakres regulacji wtórnej jako element gry rynkowej

Zmiany w zakresie regulacji wtórnej

- Rozdzielenie regulacji wtórnej na odrębne tryby pracy „w górę” i „w dół”,
- Odejście od stałych zakresów regulacji wtórnej w planowaniu dobowym i bieżącym wykorzystaniu, ustawialny zakres regulacji w zakresie od 5%Pos

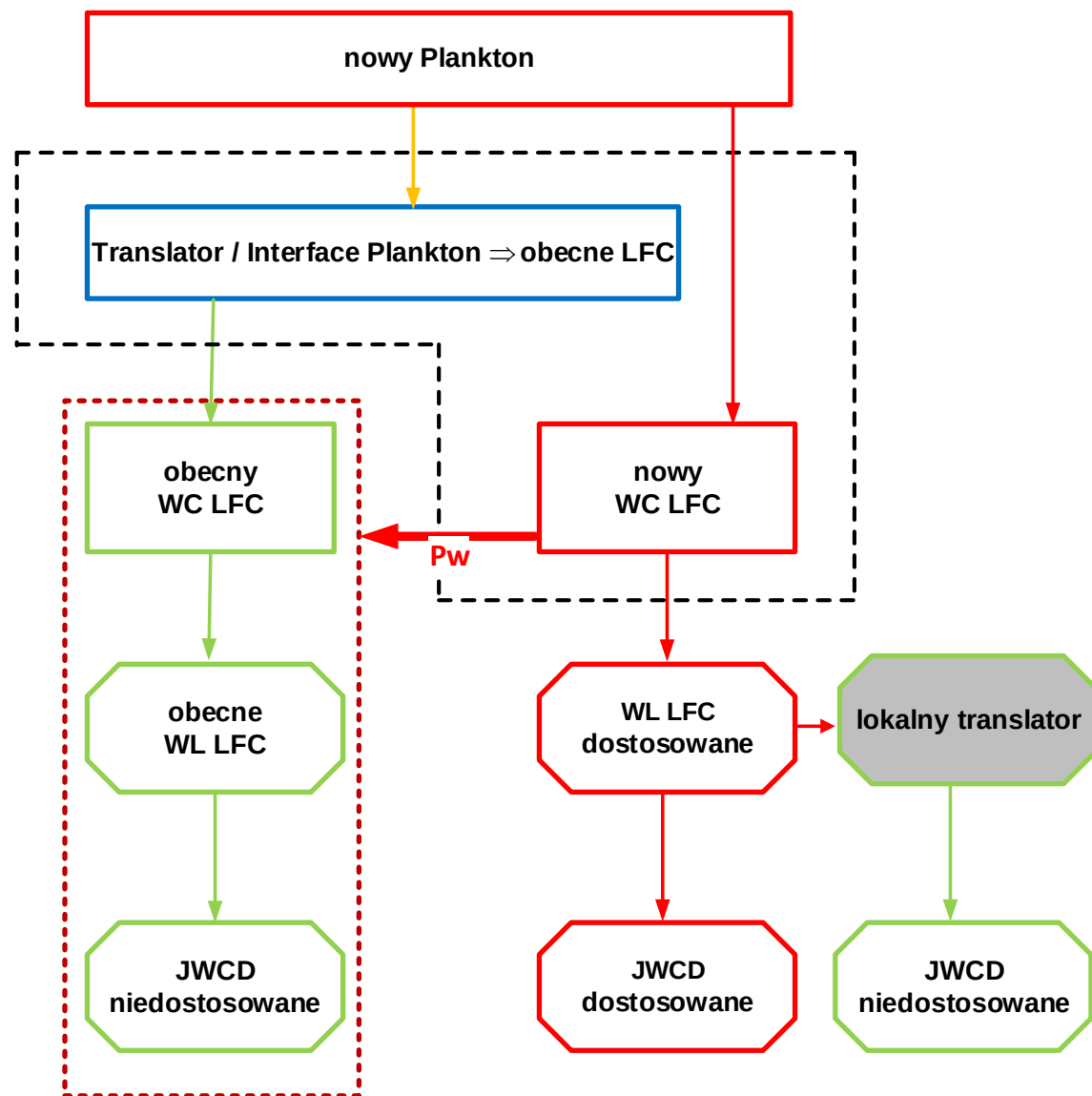




Zmiany w systemie Regulatora LFC

Elementy krytyczne do wykonania przez Wytwórców:

- Czas wyprzedzenia 2,5 minuty
- BPP jako wartość chwilowa na koniec 15 min okresu planowania
- Moc zadawana netto



→ nowy tor sterowania
→ dotychczasowy tor sterowania





Harmonogram wdrożenia systemu LFC

- 1 Uruchomienie publicznych konsultacji KA IRiESP, wprowadzającej zmiany dla układów regulacji - listopad 2019
- 2 Udostępnienie dokumentu *Standardy dla węzłów lokalnych systemu LFC* – listopad 2019
- 3 Opracowanie i uzgodnienie harmonogramu wdrożenia po stronie Wytwórców
 - przesłanie propozycji Wytwórców – do dnia 29.01.2020
 - uzgodnienie harmonogramu – do dnia 31.03.2020
- 4 Gotowość OSP do testowania układów regulacji jednostek wytwórczych w ramach nowych WL LFC, na środowisku testowym – sierpień 2020
- 5 Wdrożenie i uruchomienie nowego RC LFC - listopad 2019
- 6 **Przejęcie pracy regulacyjnej przez nowy WC RC LFC – 18 grudnia 2020**





CYBERBEZPIECZEŃSTWO W PSE



Cele Strategiczne PSE S.A.

Zarządzanie ryzykiem utraty możliwości sterowania / zarządzania pracą KSE związane z cyberatakami na systemy IT/OT operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych, wytwórców, firm obrotu, giełd lub odbiorców przemysłowych.

Bezpośrednie zależności bezpieczeństwa KSE:

- od cyberbezpieczeństwa systemów IT i OT PSE
- od cyberbezpieczeństwa partnerów biznesowych i dostawców

Program Cyberbezpieczeństwa



Odparcie zagrożeń zewnętrznych
Zagrożenia cybernetyczne.



Reprezentowanie interesów krajowego rynku elektroenergetycznego
Zmniejszenie kosztów działań zaradczych.
Pakiet zimowy.



Odpowiedzialny rozwój
Nowy kształt rynków elektroenergetycznych.
Optymalne decyzje inwestycyjne.



Zasoby PSE S.A.

Inicjatywy zorientowane na zwiększenie efektywności



Stabilna praca systemu

Usprawnienie systemu zarządzania ciągłością działania. Rozwój modelu eksploatacji sieci.



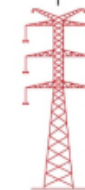
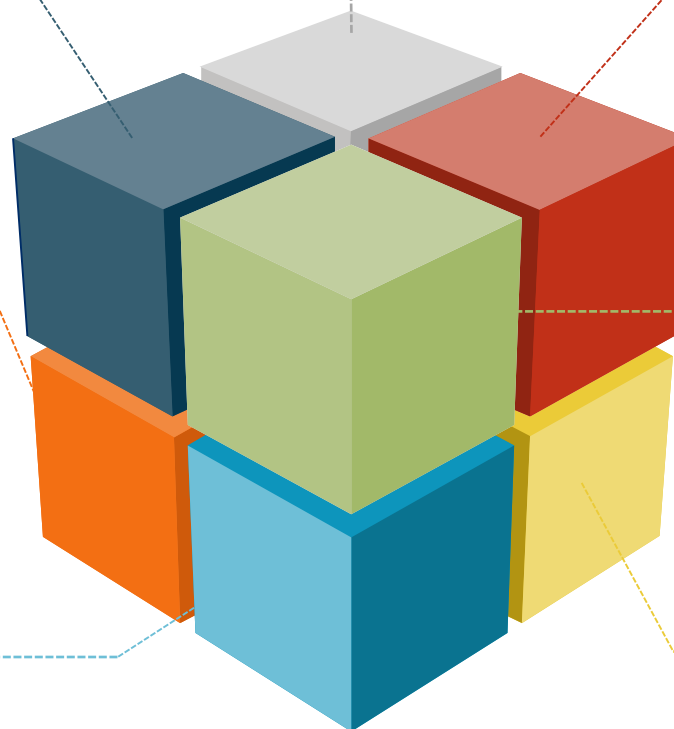
Bezpieczeństwo dla przyszłych pokoleń

Dbłość o bezpieczeństwo sieci i dostaw w długim terminie.



Lepiej wydane pieniądze

Usprawnienie modelu rynku bilansującego. Nowy model realizacji inwestycji.





Zespoły IT Sec w PSE





- **Luty 2019**

- Decyzją Ministra Energii z lutego 2019 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zostały uznane za

operatora usługi kluczowej
przesyłanie energii elektrycznej
w sensie Ustawy o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa

- **Maj 2019**

- Uchwałą Zarządu PSE S. A. powołanie osoby odpowiedzialnej za utrzymywanie kontaktów z podmiotami krajowego systemu cyberbezpieczeństwa
- Informacja do ME i CSIRT





Kluczowe projekty i zamierzenia

- Nowe standardy cyberbezpieczeństwa
- Security by design
- Rozwiązania dla rynku
 - IP/DSR
 - Rynek Mocy
 - Portal Partnera Biznesowego
 - LFC
 - *Centralny System Informacji Rynku Energii*
- Dedykowane cyberbezpieczeństwu
 - SZCD i SZBI - recertyfikacja
 - #segmentacja_
 - Poszerzanie współpracy CERT PSE, certyfikacja, szkolenia/konferencje
 - SOC dla uczestników rynku energii





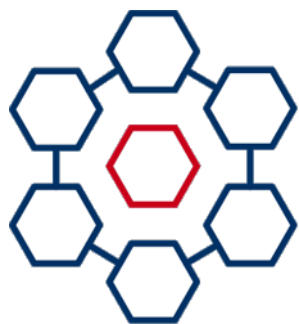
- **Zmiana zakresu SZBI**
 - Oryginalnie opracowany dla PSE Operator (2011/2012)
 - Geograficznie obejmuje: siedziba, 5*oddziały, RCPD
 - Systemy IT wspierające świadczenie usługi kluczowej
- **Dopasowanie do wymagań**
 - UKSC
 - RODO
 - nowych umów międzynarodowych
- **Dopasowanie do SZCD, certyfikowanego w 2019r na zgodność z ISO 22301**
- **Odświeżenie zestawu regulacji**
 - Bardzo krótka Polityka Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji
 - Dopasowane do potrzeb organizacji i zgodności drzewo regulacji
 - Elastyczność w rozwijaniu regulacji i rozszerzaniu zakresu obowiązywania SZBI





CEL PROGRAMU

Wzmocnienie ochrony funkcjonujących systemów informatycznych, co w znacznym stopniu zminimalizuje możliwość przeprowadzenia skutecznego cyberataku na zasoby cyfrowe PSE S.A.



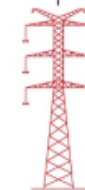
#segmentacja_

ZAKRES PRAC





Dedykowane szkolenia i konferencje





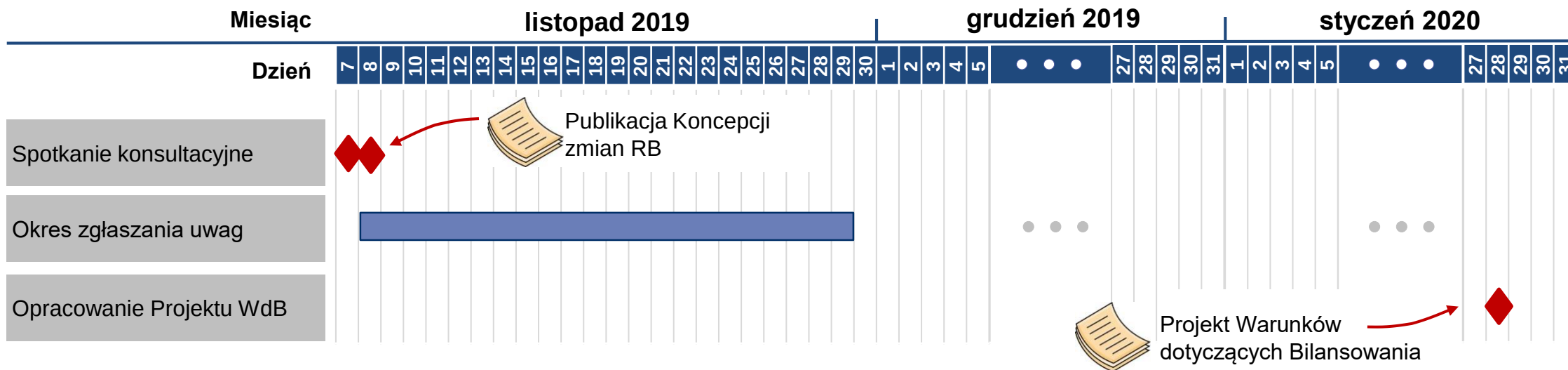
PRZERWA





PODSUMOWANIE





Adres e-mail, na który należy zgłaszać uwagi (na formularzu): rynekbilansujacy@pse.pl

Opracowanie zmian Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz Warunków dotyczących Bilansowania (WdB), obowiązujących od 18 grudnia 2020 roku



Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ

