



Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

**Projekt zmian zasad funkcjonowania
rynku bilansującego w Polsce**

ZAKTUALIZOWANY HARMONOGRAM WDROŻENIA

28 maja 2020 r.





Nota prawna

Prezentacja została przygotowana w związku ze spotkaniem konsultacyjnym 28 maja 2020 r. dotyczącym prezentacji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce („Reforma RB”) planowanych do wdrożenia w pierwszym etapie, z dn. 1 stycznia 2021, 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, 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 z początkiem 2021 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zastrzegają sobie możliwość wprowadzenia zmian do prezentowanych zasad funkcjonowania rynku bilansującego podczas opracowywania aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz Warunków dotyczących Bilansowania. Po ich opracowaniu zostaną przeprowadzone publiczne konsultacje aktualizacji 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.

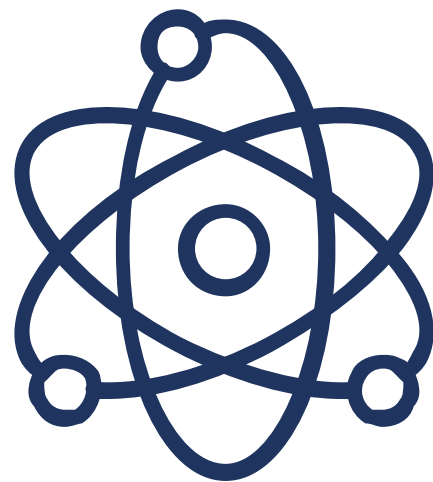




Agenda spotkania

11:00 – 11:10	Powitanie uczestników spotkania
11:10 – 11:20	Wprowadzenie
11:20 – 11:30	Zaktualizowany zakres i harmonogram wdrażania zmian na RB
11:30 – 12:10	Zmiany zasad RB planowane do wdrożenia od 2021 r.
12:10 – 12:50	Sesja pytań i odpowiedzi
12:50 – 13:00	Podsumowanie





WPROWADZENIE





Realizacja wymagań formalno-prawnych

- Pakiet Czysta Energia (CEP) - Rozporządzenie (UE) 2019/943 oraz Dyrektywa (UE) 2019/944
- Rozporządzenie (UE) 2017/2195 ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL)
- Zobowiązania złożone przez PL w procesie notyfikacji KE wdrożenia rynku mocy (RM)

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





- **Konsultacje z użytkownikami systemu Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce (Koncepcja RB)**
 - Spotkanie konsultacyjne: 7 listopada 2019 r.
 - Okres zgłaszania uwag: 7-29 listopada 2019 r.
- **Dedykowane spotkania z organizacjami branżowymi w 2019 i 2020: TGPE, PTEZ, PSEW, FOEEiG, PTPIREE**
- **Spotkania z Ministerstwem Energii, Ministerstwem Klimatu oraz Urzędem Regulacji Energetyki**

Uwagi zgłosiło 13 podmiotów
Łącznie zgłoszono 247 uwag, w tym:
67 uwag ogólnych i 180 uwag szczegółowych

- **Analiza uwag zgłoszonych do Koncepcji RB**
- **Wymagane zmiany w ustawie prawo energetyczne i rozporządzeniu systemowym**
- **Finalizacja prac nad rozwiązaniami szczegółowymi zasad RB**
- **Zmiany do IRiESP, prace nad Warunkami dotyczącymi Bilansowania (WdB)**
- **Analiza / projekt zmian systemów informatycznych wspierających procesy RB**

- **Napięty harmonogram, określony w regulacjach prawnych CEP, EGBL oraz Decyzji notyfikacyjnej RM**
- **Istotne zakłócenia w realizacji prac projektowo-wdrożeniowych**





Czynniki ryzyka projektu – wdrożenia Reformy RB

OGÓLNE

- Bardzo szeroki zakres planowanych do wdrożenia zmian zasad funkcjonowania RB
- Konieczność wdrożenia zmian praktycznie we wszystkich modułach wspierających realizację procesu handlowo-technicznego bilansowania KSE
- Napięty harmonogram prac projektowych oraz legislacyjnych
- Brak możliwości wdrożenia zmian na RB bez wdrożenia zmian po stronie uczestników rynku
 - W układach sterowania JWCD
 - W systemach wymiany danych handlowych i technicznych
- Równolegle realizowane projekty o wysokim priorytecie – rynek mocy, projekty europejskie

OTOCZENIE

- Zgłaszane postulaty o etapowe wdrażanie zmian RB
- Uwagi merytoryczne odnośnie do niektórych z proponowanych zmian RB
- Sygnalizowany zbyt krótki czas na wdrożenie zmian w układach regulacji oraz systemach IT do wymiany danych handlowych i technicznych na RB
- Sygnalizowany zbyt krótki czas na testowanie zmian RB

INNE

- Zakłócenie harmonogramu przez konieczne działania na rzecz mitygowania ryzyk SARS-COV-2
- Wzmocnienie argumentacji uczestników rynku ze względu na SARS-COV-2

**Brak możliwości
dotrzymania
pierwotnie
planowanego
terminu wdrożenia
zmian RB przy
zakładanym
pierwotnie
zakresie zmian**



**Plan Wdrażania
opublikowany
przez Ministerstwo
Klimatu zgodnie
z art. 20
Rozporządzenia
(UE) 2019/943**





Reorganizacja wdrożenia zmian na RB

- **Rozbicie wdrożenia Reformy RB na dwa etapy**
 - **Etap 1**, od 1 stycznia 2021: określona część rozwiązań zawartych w koncepcji RB
 - **Etap 2**, od 1 stycznia 2022: pozostała część rozwiązań zawartych w koncepcji RB
- **Zakres rozwiązań do wdrożenia z początkiem 2021 r. został określony na podstawie oceny możliwości wykonania poszczególnych prac przez PSE oraz uczestników rynku, przy jednoczesnym dążeniu do:**
 - Maksymalizacji zakresu wypełnienia regulacji prawnych określonych w Rozporządzeniu (UE) 2019/943, Rozporządzeniu (UE) 2017/2195 oraz zobowiązaniach Polski wynikających z procesu notyfikacji przez Komisję Europejską wdrożenia rynku mocy w Polsce
 - Maksymalizacji poprawy jakości mechanizmów rynku bilansującego
 - Minimalizacji odsunięcia w czasie wdrożenia wszystkich planowanych zmian na RB, w tym poprzez możliwość wykorzystania w maksymalnym zakresie prac wykonanych dla potrzeb wdrożenia zmian RB w 2021 r.
- **Oczekiwane rezultaty:**
 - Uzyskanie wymaganego czasu na wdrożenie wszystkich zmian RB, w tym przede wszystkim realizacji prac inwestycyjnych po stronie wytwórców wymagających postojów jednostek wytwórczych oraz zmian w systemach IT
 - Wyeliminowanie niepewności odnośnie do kontraktacji na 2021 rok
 - Uniknięcie potencjalnych zakłóceń w wycenie energii elektrycznej na rynku





ZAKTUALIZOWANY ZAKRES I HARMONOGRAM WDRAŻANIA ZMIAN NA RB





Zakres zmian w ramach etapów Reformy RB

• **Etap 1 – wdrożenie od 1 stycznia 2021 r.**

Realizowany przy założeniu maksymalnego możliwego spełnienia wymagań prawnych w aktualnej sytuacji, w szczególności obejmuje następujące istotne zmiany biznesowo-funkcjonalne:

- Umożliwienie aktywnego udziału w RB dla DSR oraz jednostek innych niż JWCD, w tym dla farm wiatrowych i PV
- Wdrożenie modelu aktywnego udziału magazynów / elektrowni szczytowo-pompowych w RB
- Umożliwienie aktualizowania ofert bilansujących w czasie jak najbardziej zbliżonym do rzeczywistego, co najmniej do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku intraday, z założeniem monitorowania uczestników rynku pod kątem siły rynkowej
- Korektę zasad rozliczeń na RB – wprowadzenie rozwiązań ograniczających arbitraż pomiędzy rynkiem dnia następnego i rynkiem bilansującym oraz poprawę wyceny rozliczeń generacji wymuszonej na RB
- Zmianę konwencji znaków na RB w celu dostosowania do konwencji określonej w EBGL
- Wycofanie następujących usług: interwencyjna rezerwa zimna (IRZ), operacyjna rezerwa mocy (ORM), program gwarantowany IP-DSR oraz praca interwencyjna (PI)

• **Etap 2 – wdrożenie od 1 stycznia 2022 r.**

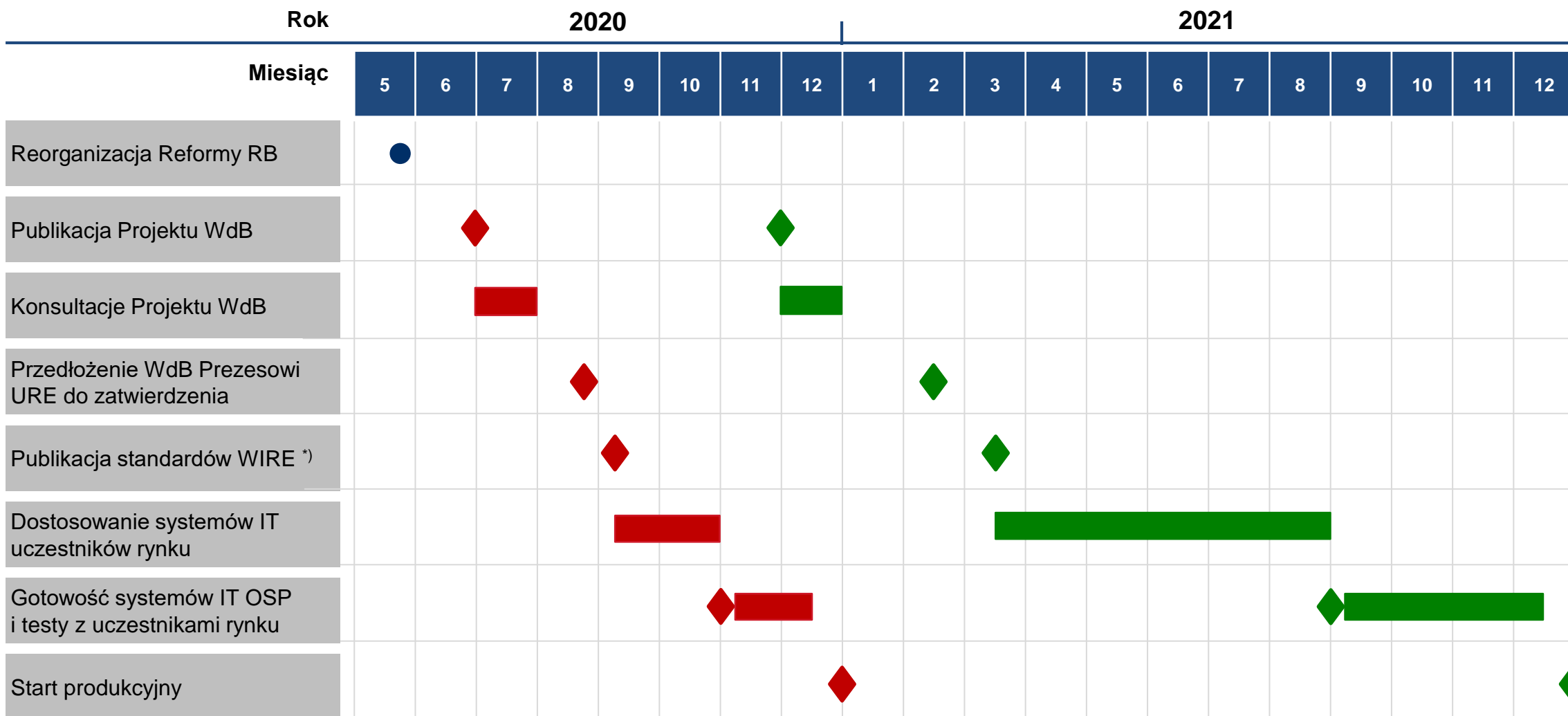
Obejmuje wszystkie pozostałe elementy Reformy RB przedstawione w Koncepcji zmian RB, w szczególności:

- Modyfikację struktury podmiotowej i obiektowej RB
- Wdrożenia rynkowych zasad pozyskiwania mocy bilansujących rozdzielnie w górę i w dół zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943 oraz EBGL
- Wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. scarcity pricing mechanism)
- Wdrożenie wymagań dot. programów pracy zgłaszanych przez dostawców usług bilansujących / zmian w regułach planowania KSE i rozliczeń / zapewnienie gotowości do wdrażania europejskich platform bilansujących
- Wdrożenie okresu rozliczania niezbilansowania (ISP) równego 15 minut





Zaktualizowany harmonogram Reformy RB



Równoległe konieczne wprowadzenie zmian do rozporządzenia systemowego

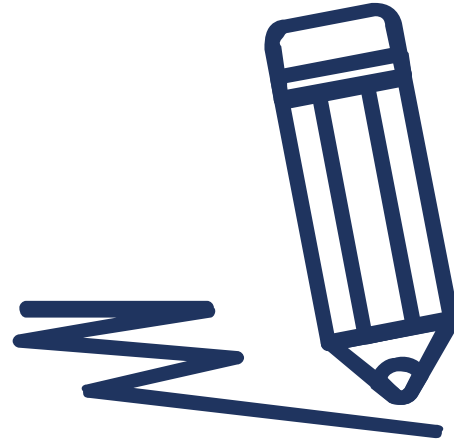
■ Etap 1

■ Etap 2



*) Uzupełnienie po spotkaniu: w Etapie 2 dotyczy również standardów SOWE





**ZMIANY ZASAD RB PLANOWANE
DO WDROŻENIA OD 2021 R.**

ETAP 1





Aktywny udział w RB

- Aktywny udział w techniczno-handlowym bilansowaniu systemu elektroenergetycznego**

	Aktywny udział	Obiekt RB	Komentarz
JWCD ciepłe	Obowiązkowy	JG_{Wa}	Brak zmian (udział z ZAK=1)
JWCD wodne	Obowiązkowy	$JG_{OSP_a} \Rightarrow JG_{Ma}, JG_{Mr}$	Dedykowany model JG dla magazynów energii
Sterowane odbiory energii (DSR)	Opcjonalny	JG_{Oa}	Brak zmian w modelu JG_{Oa}
nJWCD o mocy brutto ≥ 10 MW	Opcjonalny	JG_{Wa}	Aktywny udział z ZAK=1 albo ZAK=2
nJWCD Farma wiatrowa (FW) albo PV o mocy brutto ≥ 10 MW	Opcjonalny	JG_{FW_a}, JG_{PV_a}	Dedykowany model JG dla FW i PV
Agregat nJWCD o mocy brutto ≥ 10 MW	Opcjonalny	$JG_{Wa}, JG_{Ma}, JG_{FW_a}, JG_{PV_a}$	Agregacja możliwa w ramach węzła: SP, 110 kV lub 110kV/SN. Aktywny udział JG_{Wa} wyłącznie z ZAK=2

- Znacznik aktywności udziału JG_{Wa} w RB**

- ZAK=1:** jednostki podlegają pełnemu dysponowaniu przez OSP \Rightarrow możliwość zmiany obciążania i stanu JG_{Wa} (uruchomienia / odstawienia JG_{Wa})
- ZAK=2:** jednostki podlegają w ograniczonym zakresie dysponowaniu przez OSP \Rightarrow wyłącznie możliwość zmiany obciążania JG_{Wa} (bez możliwości uruchomienia / odstawienia JG_{Wa})





Aktywny udział w RB zasobów z sieci dystrybucyjnej

- **W strukturze obiektowej RB na potrzeby uregulowania zasad przekazywania przez OSD danych dotyczących ilości dostaw energii dla zasobów z sieci dystrybucyjnej aktywnie uczestniczących w RB wprowadza się nowe typy MB**

- MB_{AW} – dla reprezentacji PDE należących do aktywnych jednostek wytwórczych ciepłych
- MB_{AM} – dla reprezentacji PDE należących do aktywnych magazynów energii elektrycznej
- MB_{AFW} – dla reprezentacji PDE należących do aktywnych FW
- MB_{APV} – dla reprezentacji PDE należących do aktywnych PV

- **Możliwość aktywnego udziału w RB zasobów z sieci dystrybucyjnej w zakresie**

- Oferowania energii bilansującej
- Udziału w świadczeniu regulacji pierwotnej lub wtórnej

wymaga potwierdzenia / prekwalifikacji przez właściwego OSDp, tj. OSDp dla obszaru sieci OSDp/OSDn w przypadku zasobów przyłączonych do tej sieci, w szczególności w zakresie dopuszczalności agregacji zasobów





- **Obowiązki i wymagania są takie same jak dla JWCD, z zastrzeżeniem:**
 - Udział w regulacji pierwotnej i wtórnej jest opcjonalny, po spełnieniu wymagań technicznych / kwalifikacji wstępnej
 - ARNE mogą świadczyć wyłącznie jednostki przyłączone do sieci przesyłowej lub do szyn 110kV w węzłach NN/110 KV, posiadające zainstalowane układy ARNE
 - **JG_{Wa} posiada URB_w (wytwórca)**
 - **Zgłaszanie Ofert Bilansujących jest obowiązkowe**
 - W przypadku braku zgłoszenia bądź zgłoszenia niepoprawnego Przyjęta Oferta Bilansująca jest wyznaczana na podstawie Oferty Zastępczej
 - **Zgłaszanie CW (składników na potrzeby wyznaczenia CW) oraz CU jest obowiązkowe**
 - **Energia bilansująca jest rozliczana łącznie w ramach JG_{Wr} wytwórcy**
 - JG_{Wa} jest uwzględniana w mechanizmie realokacji USE, energii awarii, ograniczeń elektrownianych
 - **JG_{Wa} podlega rozliczeniu w zakresie usług systemowych**
 - Koszty uruchamiania JG_{Wa}
 - Udział w regulacji pierwotnej
 - Udział w regulacji wtórnej
 - ARNE

} Pod warunkiem świadczenia tych usług
- zgodnie z aktualnie obowiązującymi zasadami pozyskiwania i rozliczania usług systemowych
- **Wymagane są systemy IT: LFC (regulacja/komunikacja), SOWE, SCADA, WIRE**





- JG_{Wa} może reprezentować pojedynczą nJWCD lub dopuszczalny agregat nJWCD
- JG_{Wa} posiada URB_W (wytwórca)
- JG_{Wa} reprezentująca pojedynczą nJWCD może świadczyć usługi
 - Udziału w regulacji pierwotnej bądź wtórnej, po spełnieniu wymagań technicznych / kwalifikacji wstępnej
 - ARNE, gdy JG_{Wa} reprezentuje jednostkę przyłączoną do sieci przesyłowej lub do szyn 110kV w węzłach NN/110 kV i posiada zainstalowane układy ARNE
- **Zgłaszanie Ofert Bilansujących jest obowiązkowe, ale zakres oferowanych mocy jest dowolny**
 - W przypadku braku zgłoszenia bądź zgłoszenia niepoprawnego Przyjęta Oferta Bilansująca jest równa zero (nie stosuje się Ofert Zastępczych)
 - Postać Oferty Bilansującej cz. handlowa jest zbliżona do aktualnie stosowanej dla JG_{Wa} reprezentujących JWCD ciepłe, przy czym nie podaje się ceny dla pierwszego pasma ofertowego
- **Zgłaszanie CW (składników na potrzeby wyznaczenia CW) oraz CU jest obowiązkowe**
- **Energia bilansująca jest rozliczana łącznie w ramach JG_{Wr} wytwórcy**
 - JG_{Wa} jest uwzględniana w mechanizmie realokacji USE, energii awarii, ograniczeń elektrownianych
- **JG_{Wa} reprezentująca pojedynczą nJWCD podlega rozliczeniu w zakresie usług systemowych**
 - Udział w regulacji pierwotnej
 - Udział w regulacji wtórnej
 - ARNE

Pod warunkiem świadczenia tych usług
- **Wymagane są systemy IT: LFC (regulacja/komunikacja), SOWE, SCADA, WIRE**



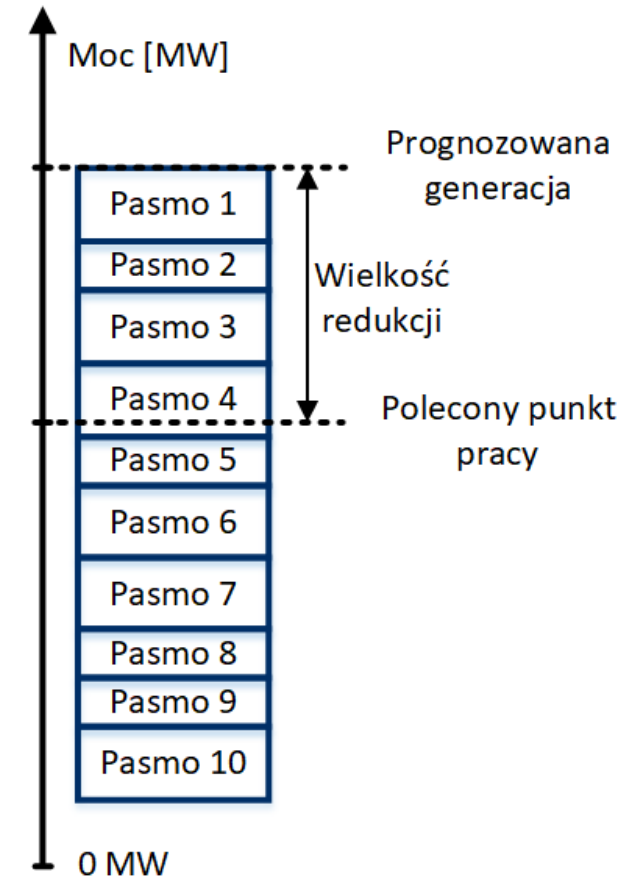


- **Stan pracy JG_{Wa} oraz zakres mocy oferowanej na RB są wyznaczone na podstawie Przyjętych Ofert Bilansujących**
- **Zerowa Przyjęta Oferta Bilansująca**
 - Jednostka w postoju
 - Brak możliwości aktywowania jednostki poprzez mechanizmy RB
- **Przyjęta Oferta Bilansująca z jednym pasmem ofertowym**
 - Jednostka w stanie praca (bądź w trakcie uruchamiania przez wytwórcę)
 - Moc pasma odpowiada usztywnionemu grafikowi obciążenia ($Moc\ pasma \leq Pos$)
- **Przyjęta Oferta Bilansująca z co najmniej dwoma pasmami ofertowymi**
 - Jednostka w stanie praca
 - Jednostka podlega rozdziałowi obciążenia w zakresie od P_{min} (moc pierwszego pasma) do P_{max} (suma mocy wszystkich pasm ofertowych) przy uwzględnieniu ubytków mocy
- **Pierwsze pasmo powinno być pokryte USE**
 - Pierwsze pasmo stanowi wymuszenie uwzględniane przy wyznaczaniu energii ograniczeń elektrownianych
 - Brak USE w zakresie pierwszego pasma nie skutkuje odrzuceniem Oferty Bilansującej



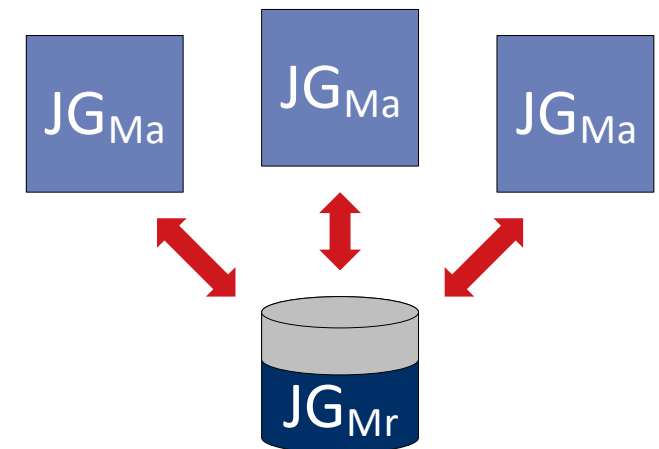


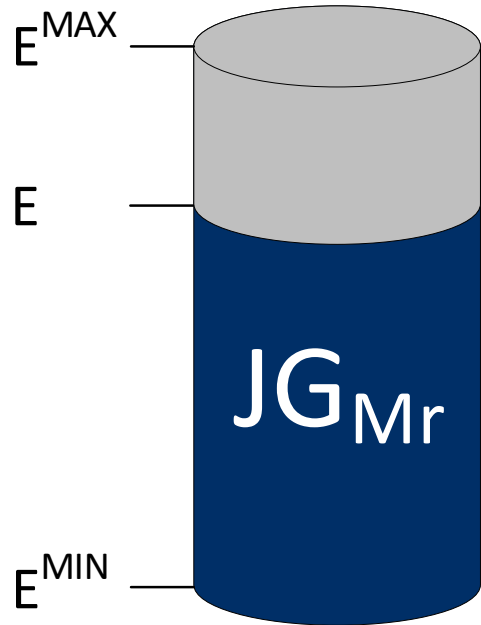
- Farmy wiatrowe (FW) i źródła fotowoltaiczne (PV) są reprezentowane w odpowiednio w JG_{FWa} aktywnych (JG_{FWa}) i JG_{PVa} aktywnych (JG_{PVa})
- JG_{FWa} , JG_{PVa} posiada URB_W (wytwórca)
- Aktywny udział w RB poprzez JG_{FWa} i JG_{PVa} dotyczy wyłącznie redukcji poziomu generacji JG
- Dla JG_{FWa} , JG_{PVa} zgłaszane są następujące dane handlowe:
 - Umowy Sprzedaży Energii
 - Oferty Redukcji Generacji
- Oferta Redukcji Generacji oraz faktycznie polecona redukcja odnoszą się do wielkości generacji estymowanej dla danej wietrzności / nasłonecznienia, pozyskanej poprzez system SCADA
- Oferta Redukcji Generacji określa dla każdej godziny doby handlowej cenę, którą URB jest w stanie zapłacić za redukcję generacji:
 - Dla danej godziny może zostać zdefiniowanych maksymalnie 10 pasm mocy
 - Ceny ofertowe w kolejnych pasmach muszą być malejące
- Oferta Bilansująca Redukcji musi być zgłoszona w ramach bramki zgłoszeń danych handlowych dla RBN
- Oferta Bilansująca Redukcji Generacji może być aktualizowana w ramach bramki zgłoszeń danych handlowych dla RBB (na „55 minut przed”)
 - Ceny ofertowe poszczególnych pasm mogą być wyłącznie zmniejszane
 - Sumaryczny wolumen oferowanej mocy nie może być modyfikowany





- **Magazyn energii jest reprezentowany w JG_{Ma} oraz JG_{Mr}**
 - JG magazynu energii aktywna (JG_{Ma})
 - Odpowiada pojedynczej jednostce wytwórczej (hydrozespołowi w przypadku ESP)
 - Brak ograniczeń w przejściu pomiędzy stanami: postój – generacja – ładowanie
 - JG magazynu energii rozliczeniowej (JG_{Mr})
 - Na potrzeby rozliczeń JG_{Ma} składających się na dany magazyn (elektrownię ESP)
 - Na potrzeby kontroli stanu naładowania (potencjału magazynu)
 - Brak możliwości łączenia JG_{Ma} nie współdzielących zmagazynowanej energii w jednej JG_{Mr}
- **JG_{Ma} i JG_{Mr} posiada URB_w (wytwórca)**
- **Przypisanie parametrów pracy jednostek**
 - JG_{Ma}
 - Minimalna i maksymalna moc generacji
 - Minimalna i maksymalna moc ładowania
 - JG_{Mr}
 - Minimalny i maksymalny poziom naładowania magazynu
 - Sprawność cyklu jednokrotnego ładowania i rozładowania magazynu energii elektrycznej





Stan naładowania magazynu

- **Na początku doby handlowej wyznaczany na podstawie danych z systemu SCADA**
 - Wartość wiążąca dla wytwórcy i OSP
- **W trakcie doby aktualizowany na podstawie rzeczywistego wykorzystania magazynu, z zastrzeżeniem:**
 - Zmiany punktu pracy polecane przez OSP na potrzeby utrzymania potencjału magazynu do wykorzystania w dalszych godzinach (redispatching między godzinami) nie zwalniają potencjału jako możliwego do ponownego wykorzystania przez wytwórcę
- **Determinuje możliwość realizacji USE zgłoszonych dla magazynu**
 - Brak możliwości generacji przy minimalnym stanie naładowania magazynu
 - Brak możliwości ładowania przy maksymalnym stanie naładowania magazynu





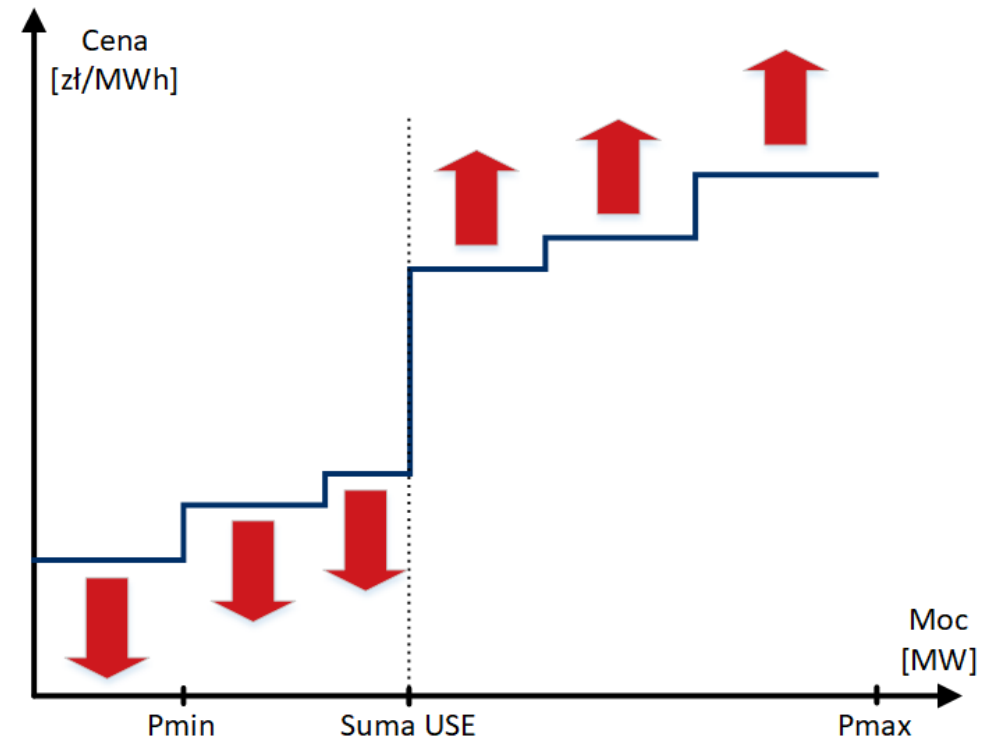
- **Umowy Sprzedaży Energii**
 - Zgłaszane na JG_{Ma}
 - Możliwość zgłaszania zarówno generacji jak i ładowania
- **Oferty Bilansujące**
 - Obowiązek zgłaszania Ofert Bilansujących na pełne moce w przypadku JG_{Ma} będących JWCD
 - W przypadku braku zgłoszenia Oferta Bilansująca jest wyznaczana na podstawie Oferty Zastępczej
 - Oferta Bilansująca składa się z:
 - Oferty na generację: max 10 pasm ofertowych (pierwsze pasmo niepodzielne)
 - Oferty na ładowanie: max 10 pasm ofertowych (pierwsze pasmo niepodzielne)
- **USE niemożliwe do realizacji ze względu na stan naładowania są rozliczane jako niezbilansowanie**
- **Wykorzystanie magazynu na RB może mieć charakter zmiany swobodnej albo wymuszonej, zgodnie z analogicznymi zasadami jak dla aktualnych JG_{Wa}**





Aktualizacja Ofert Bilansujących

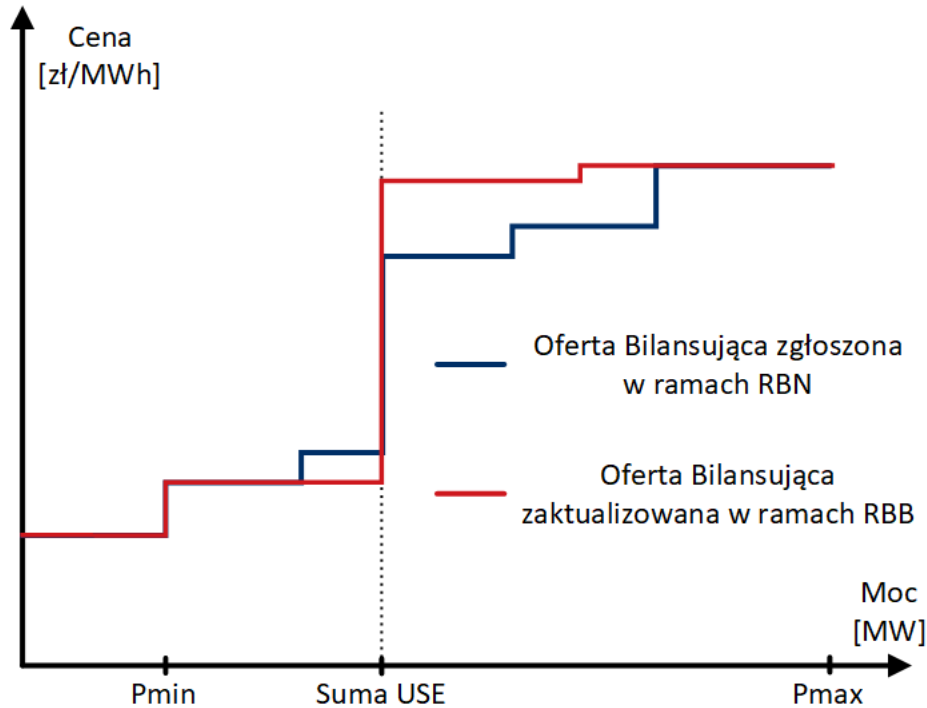
- **Wprowadza się możliwość aktualizacji cen i wolumenów mocy pasm w Ofertach Bilansujących**
 - Aktualizacja odbywa się w ramach RBB i nie wpływa na proces zgłaszania Ofert Bilansujących w ramach RBN
 - Aktualizacja dla godziny h może być dokonana najpóźniej na **55 minut** przed rozpoczęciem godziny h
 - Weryfikacja Oferty Bilansującej zgłoszonej w ramach RBB wykorzystuje informacje o USE i odbywa się po zamknięciu bramki dla zgłoszeń USE w ramach RBB (bramka zgłoszeń USE w ramach RBB zostaje przesunięta na „55 minut przed”)
 - Aktualizacja polega na zgłoszeniu nowej Oferty Bilansującej w zakresie godzin, dla których aktualizacja jest możliwa
 - **Wprowadza się reguły walidacji aktualizacji cen ofertowych (zgodnie z art. 24 ust. 6 EBGL)**
 - Cena pasma o charakterze przyrostowym może być wyłącznie zwiększana
 - Cena pasma o charakterze redukcyjnym może być wyłącznie zmniejszana
 - Cena pierwszego pasma nie może być zwiększona, jeśli pasmo zostało zaplanowane do pracy (w PKD lub BPKD)
- Charakter pasma jest wyznaczany na podstawie USE**
- Pasma objęte USE ma charakter redukcyjny
 - Pasma nie objęte USE ma charakter przyrostowy
- **Wolumeny pasm mogą być dowolnie modyfikowane, ale dla każdej aktualizacji muszą spełniać warunki obecnie określone dla Oferty Bilansującej**





Automatyczna aktualizacja cen ofertowych

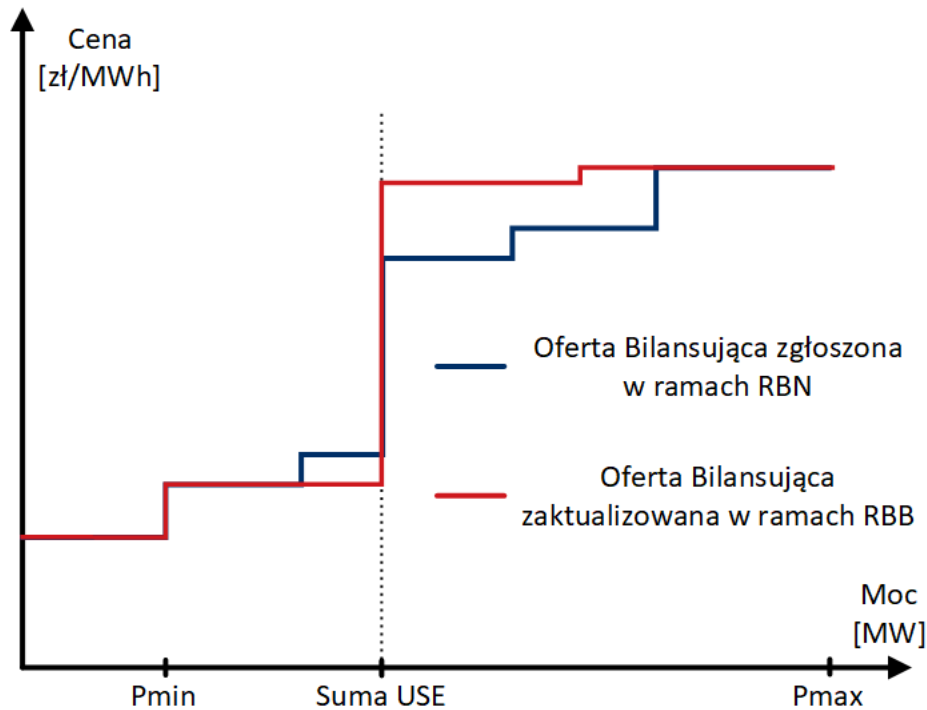
- **Zgłoszenie USE może skutkować zmianą charakteru pasma i automatyczną korektą jego ceny ofertowej:**
 - Cena pasma o charakterze redukcyjnym jest równa najniższej cenie zgłoszonej lub automatycznie wyznaczonej dla dowolnego MW objętego tym pasmem
 - Cena pasma o charakterze przyrostowym jest równa najwyższej cenie zgłoszonej lub automatycznie wyznaczonej dla dowolnego MW objętego tym pasmem
- **Automatyczne wyznaczanie cen dla Oferty Bilansującej nie występuje, jeżeli URB dokona poprawnej aktualizacji Oferty Bilansującej uwzględniając aktualną pozycję USE i zgłoszone dotychczas ceny ofertowe**



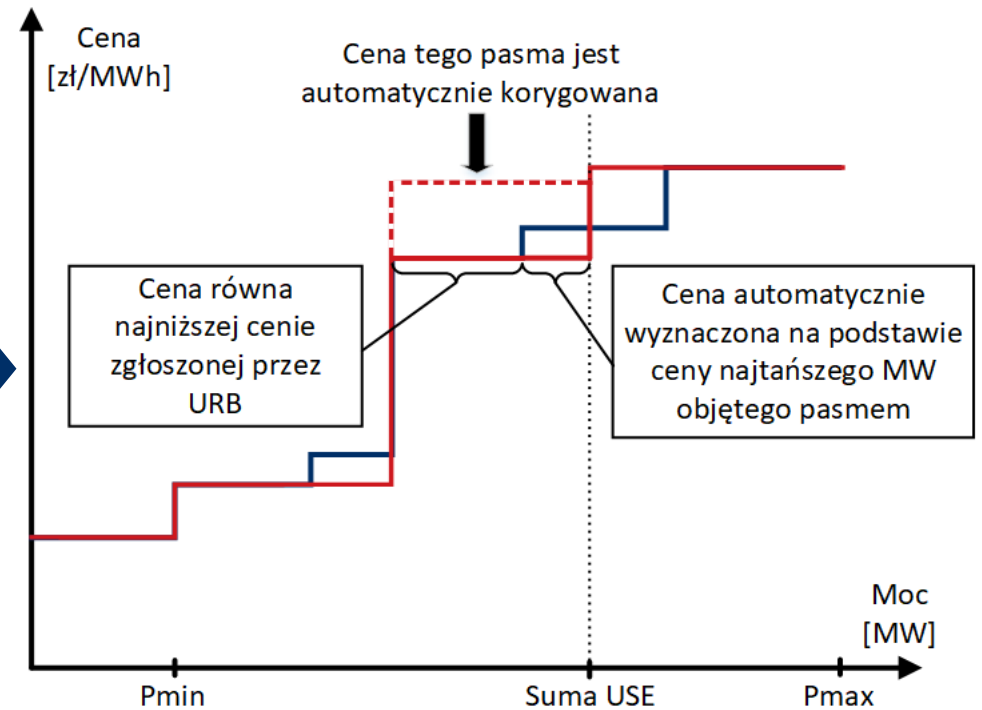


Automatyczna aktualizacja cen ofertowych

- **Zgłoszenie USE może skutkować zmianą charakteru pasma i automatyczną korektą jego ceny ofertowej:**
 - Cena pasma o charakterze redukcyjnym jest równa najniższej cenie zgłoszonej lub automatycznie wyznaczonej dla dowolnego MW objętego tym pasmem
 - Cena pasma o charakterze przyrostowym jest równa najwyższej cenie zgłoszonej lub automatycznie wyznaczonej dla dowolnego MW objętego tym pasmem
- **Automatyczne wyznaczanie cen dla Oferty Bilansującej nie występuje, jeżeli URB dokona poprawnej aktualizacji Oferty Bilansującej uwzględniając aktualną pozycję USE i zgłoszone dotychczas ceny ofertowe**



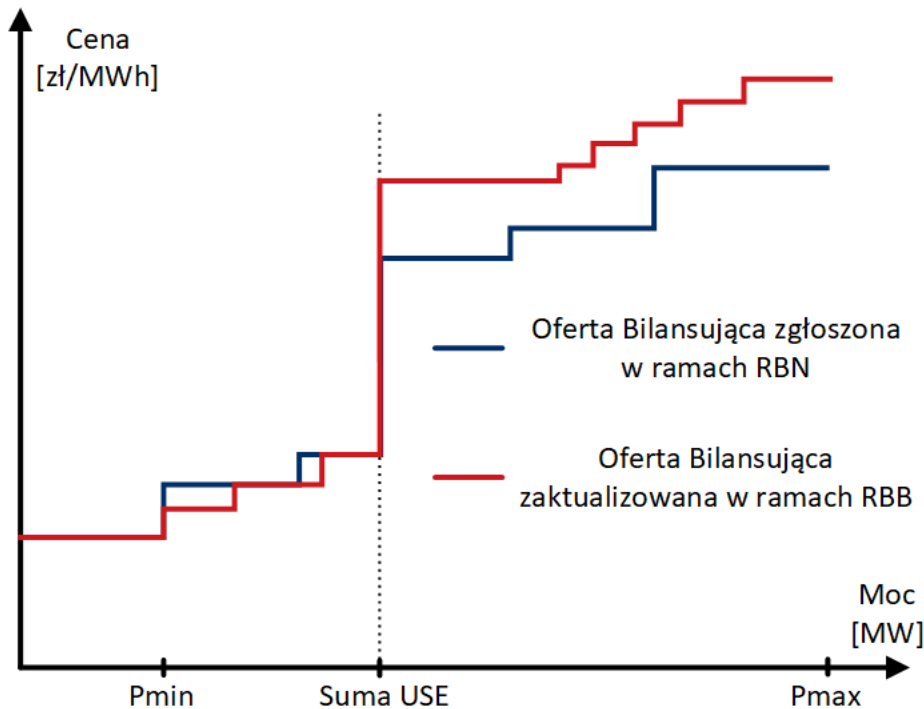
Automatyczna korekta ceny po zmianie USE





Automatyczny podział i łączenie pasm ofertowych

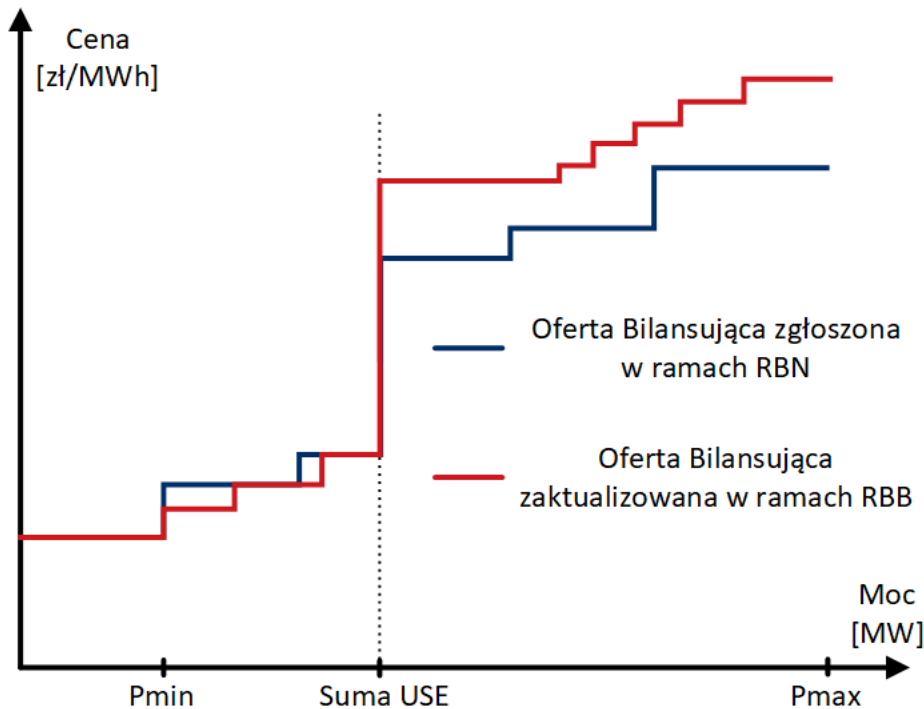
- **Podczas automatycznej aktualizacji cen pasm Oferty Bilansującej może być konieczny podział pasma**
 - Pierwsze pasmo nigdy nie jest dzielone i w przypadku gdy jest ono częściowo objęte USE, to cena dla części o charakterze redukcyjnym i przyrostowym jest taka sama i równa cenie wyznaczonej dla części przyrostowej pasma
 - W przypadku pozostałych pasm podział jest wykonywany, jeżeli takie pasmo jest częściowo objęte USE i nie jest możliwe ustalenie jednej ceny dla części redukcyjnej i przyrostowej pasma ze względu na reguły aktualizacji cen ofertowych
- **Jeżeli w wyniku podziału pasma miałyby powstać więcej niż 10 pasm ofertowych, to część podzielonego pasma objętego USE jest łączona z poprzednim pasmem (cena części podzielonego pasma o charakterze redukcyjnym jest równa wówczas cenie poprzedniego pasma). Jeżeli w takim przypadku poprzednim pasmem jest pierwsze pasmo, to pasmo drugie w części nie objętej USE jest łączone z trzecim pasmem**



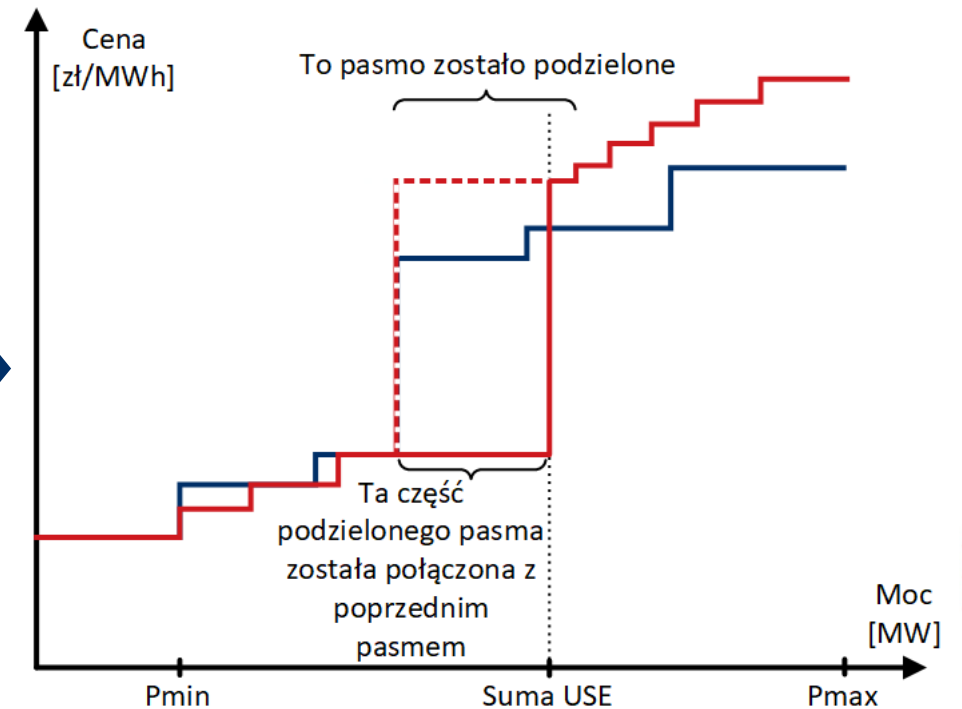


Automatyczny podział i łączenie pasm ofertowych

- **Podczas automatycznej aktualizacji cen pasm Oferty Bilansującej może być konieczny podział pasma**
 - Pierwsze pasmo nigdy nie jest dzielone i w przypadku gdy jest ono częściowo objęte USE, to cena dla części o charakterze redukcyjnym i przyrostowym jest taka sama i równa cenie wyznaczonej dla części przyrostowej pasma
 - W przypadku pozostałych pasm podział jest wykonywany, jeżeli takie pasmo jest częściowo objęte USE i nie jest możliwe ustalenie jednej ceny dla części redukcyjnej i przyrostowej pasma ze względu na reguły aktualizacji cen ofertowych
- **Jeżeli w wyniku podziału pasma miałyby powstać więcej niż 10 pasm ofertowych, to część podzielonego pasma objętego USE jest łączona z poprzednim pasmem (cena części podzielonego pasma o charakterze redukcyjnym jest równa wówczas cenie poprzedniego pasma). Jeżeli w takim przypadku poprzednim pasmem jest pierwsze pasmo, to pasmo drugie w części nie objętej USE jest łączone z trzecim pasmem**



Automatyczny podział i łączenie pasm po zmianie USE





- Wprowadza się rozwiązanie ograniczające arbitraż pomiędzy rynkiem dnia następnego i rynkiem bilansującym poprzez wprowadzenie w zasadach wyznaczania cen rozliczeniowych energii niezbilansowania (CRO_S , CRO_Z) odniesienia do ceny giełdowych rynku dnia następnego
- Nie wprowadza się zróżnicowania wartości cen CRO_S i CRO_Z
- **Gdy system jest przekontraktowany to ceny niezbilansowania są wyznaczane jako mniejsza z dwóch:**
 - Ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO)
 - Rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE)

$$CRO_S = CRO_Z = \min(CRO, RCE)$$

- **Gdy system jest niedokontraktowany ceny niezbilansowania są wyznaczana jako większa z dwóch:**
 - Ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO)
 - Rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE)

$$CRO_S = CRO_Z = \max(CRO, RCE)$$

- **Cena RCE jest wyznaczana na podstawie cen giełdowych, zgodnie z aktualnymi zasadami**





- **Zmiany w zakresie zasad wyznaczania cen za wytwarzanie wymuszone (CW) mają na celu**
 - Wprowadzenie lepszego odwzorowania faktycznych kosztów zmiennych w rozliczeniach generacji wymuszonej na RB
 - Uwzględnienie zmiany wielkości CW w zależności od punktu pracy jednostki
 - Uwzględnienie nowych kategorii kosztowych, nieobecnych do tej pory w zasadach wyznaczania CW (np. koszty niezbilansowania gazu, koszty związane z systemem wsparcia)
- **Wprowadza się proces wyznaczania cen CW oparty o zgłaszanie elementów składowych cen CW**
 - Automatyczna aktualizacja przez OSP niektórych składników cen CW na podstawie indeksów giełdowych
- **Wprowadza się uregulowanie zasad aktualizacji składowych cen CW**
 - **Kwartalnie:** na podstawie kosztów za poprzedni kwartał; tylko kluczowe koszty (np. cena paliwa podstawowego)
 - **Rocznie:** na podstawie kosztów za poprzedni rok kalendarzowy; dotyczy pozostałych kosztów
 - **Natychmiastowo:** w przypadku otrzymania wyniku audytu lub decyzji Prezesa URE; audytu rocznego z raportu z emisji CO₂ oraz w zakresie kosztów związanych z systemami wsparcia

Pod warunkiem wdrożenia stosowanych zmian
w rozporządzeniu systemowym





- **Składowe cen CW aktualizowane automatycznie**

- (KP) Koszt paliwa podstawowego – gaz ziemny
- (RC^{CO_2}) Cena uprawnień do emisji CO_2
- (JKW) Jednostkowe koszty wsparcia – w zależności od mechanizmu wsparcia

- **Składowe cen CW zgłaszane przez URB**

- (KP) Koszt wytworzenia/zakupu i transportu paliwa podstawowego (nie dotyczy gazu ziemnego)
- (WS) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną
 - Ilość paliwa [GJ] potrzebna do wygenerowania 1 MWh energii elektrycznej
- (W^{CO_2}) Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2
- (u) Informacje o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia
 - Informacje o udziale energii elektrycznej OZE w całości wyprodukowanej energii elektrycznej
 - Informacje o udziale energii CHP w całości wyprodukowanej energii elektrycznej
- (PKZ) Pozostałe koszty zmienne

$$CWD = (1,05 \cdot KP + PKZ + RC^{CO_2} \cdot W^{CO_2}) \cdot WS - JKW \cdot u$$

$$CWO = (0,95 \cdot KP + PKZ + RC^{CO_2} \cdot W^{CO_2}) \cdot WS - JKW \cdot u$$





- **Cena CW jest wyznaczana na podstawie**
 - Rynkowych cen energii elektrycznej (RCE)
 - Średniej z cen RCE dla godzin 0:00 – 6:00 ($avgRCE^{0-6}$)
 - Średniej z cen RCE dla godzin 8:00 – 22:00 ($avgRCE^{8-22}$)
 - Sprawności cyklu jednokrotnego ładowania i rozładowania magazynu energii elektrycznej (η)
- **Cena referencyjna CW_{REF} dla danej doby dla danego magazynu jest równa**
 - W przypadku zmniejszenia stanu naładowania w związku z pracą wymuszoną:
$$CW_{REF} = \max (avgRCE^{0-6} / \eta; avgRCE^{8-22})$$
 - W przypadku zwiększenia stanu naładowania w związku z pracą wymuszoną:
$$CW_{REF} = \min (avgRCE^{0-6} / \eta; avgRCE^{8-22})$$
- **Ceny wymuszonej dostaw / odbioru zależą od stanu pracy magazynu**
 - **Wytwarzanie:** cena CW referencyjna stosowana wprost
 - $CWD = 1,05 CW_{REF}$
 - $CWO = 0,95 CW_{REF}$
 - **Ładowanie:** cena CW referencyjna przemnożona przez współczynnik sprawności magazynu
 - $CWD = 1,05 CW_{REF} \cdot \eta$
 - $CWO = 0,95 CW_{REF} \cdot \eta$





Zmiana konwencji znaków na RB (1/2)

- Dostosowanie do konwencji znaków zdefiniowanej w EBGL (art. 45-49, 54, 55)
- Dotyczy energii bilansującej oraz energii niezbilansowania
 - + oznacza dostawę energii elektrycznej do systemu
 - oznacza odbiór energii elektrycznej z systemu
- Kierunek płatności za energię bilansującą / niezbilansowania zgodny z Tabelami 1 i 2 EBGL

Tabela 1

	Cena energii bilansującej dodatnia	Cena energii bilansującej ujemna
Energia bilansująca dodatnia	Płatność OSP na rzecz DUB	Płatność DUB na rzecz OSP
Energia bilansująca ujemna	Płatność DUB na rzecz OSP	Płatność OSP na rzecz DUB

Tabela 2

	Cena niezbilansowania dodatnia	Cena niezbilansowania ujemna
Niezbilansowanie dodatnie	Płatność OSP na rzecz POB	Płatność POB na rzecz OSP
Niezbilansowanie ujemne	Płatność POB na rzecz OSP	Płatność OSP na rzecz POB

DUB – Dostawca Usług Bilansujących

POB – Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie





Zmiana konwencji znaków na RB (2/2)

- **Nie wprowadza się zmiany w zakresie konwencji znaków w zgłoszeniach Umów Sprzedaży Energii**

- **Konwencja znaków dla:**

- Pozycji kontraktowej deklarowanej (ED)
- Pozycji kontraktowej zweryfikowanej (EZ)
- Pozycji kontraktowej skorygowanej (ES)
- Rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)

jest zgodna z konwencją znaków z EBGL

- **Konwencja znaków dla:**

- Zweryfikowanej ilości dostaw energii (Δ EDZ)
- Skorygowanej ilości dostaw energii (Δ EZS)
- Rzeczywistej ilości dostaw energii (Δ ESR)

oraz w konsekwencji dla energii bilansującej planowanej oraz nieplanowanej zostanie dostosowana do zgodnej z EBGL

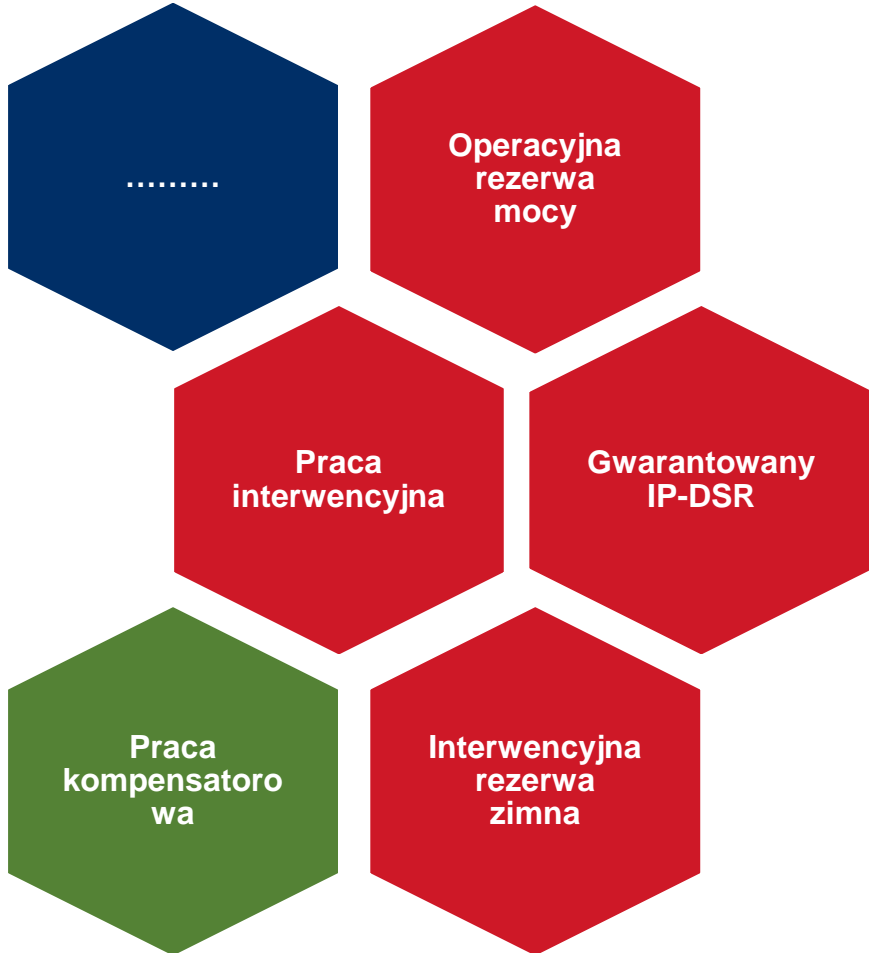
- **Dostosowanie konwencji znaków KCZ, KB i KO**

- **Zmiana znaków w zakresie wielkości godzinowych udostępnianych w raportach dobowych**
- **Dostosowanie znaków w raportach publikowanych na stronie OSP, w wymaganym zakresie**





Zmiany w katalogu usług systemowych



Decyzja notyfikacyjna Rynku Mocy – pkt 16g

Z katalogu usług systemowych pozyskiwanych przez OSP usunięte zostają następujące usługi:

- Interwencyjna Rezerwa Mocy – IRZ)
- Praca interwencyjna – PI
- Gwarantowany Interwencyjny Program DSR – IP DSR
- Operacyjna rezerwa mocy – ORM



Do katalogu usług systemowych wprowadza się usługę praca kompensatorowa





PYTANIA I ODPOWIEDZI



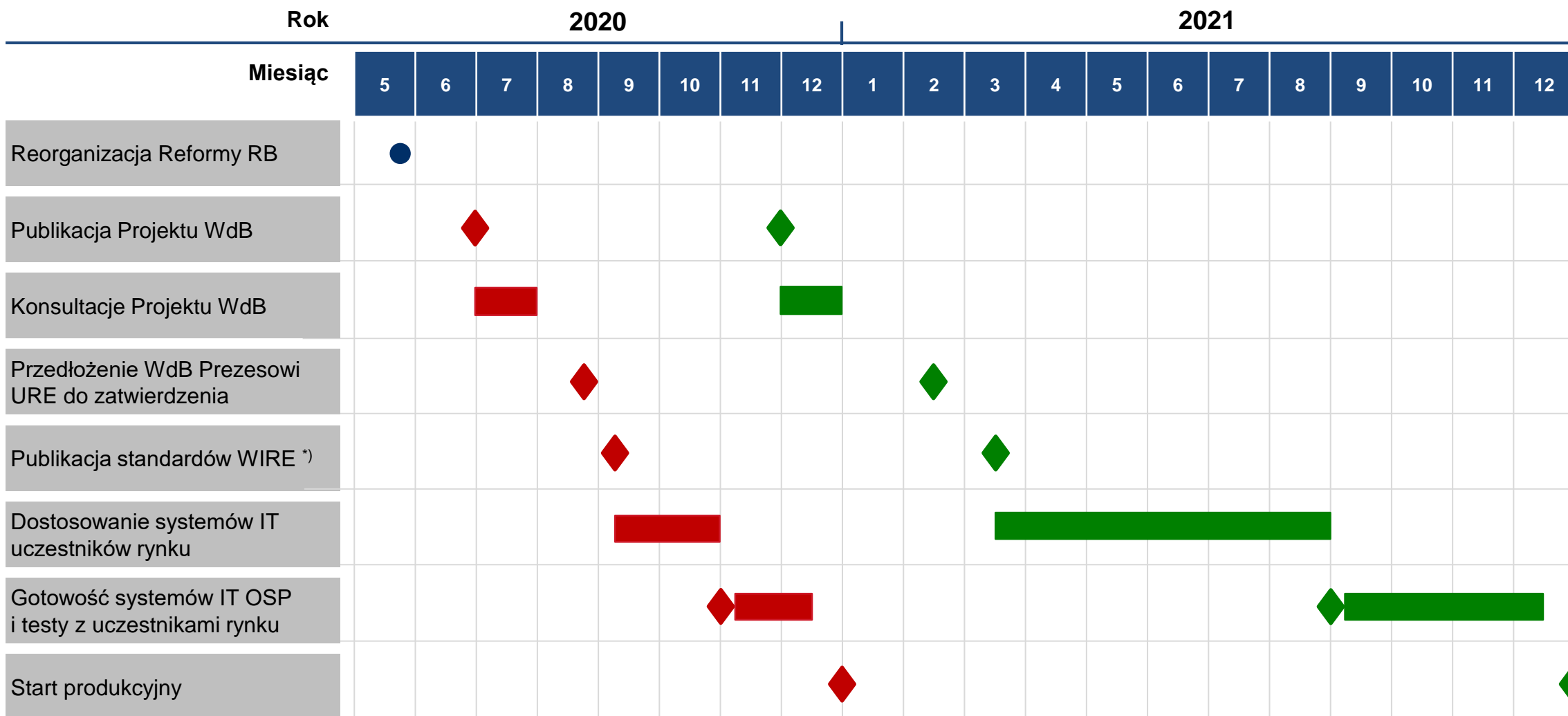


PODSUMOWANIE





Zaktualizowany harmonogram Reformy RB



Równoległe konieczne wprowadzenie zmian do rozporządzenia systemowego

■ Etap 1

■ Etap 2



*) Uzupełnienie po spotkaniu: w Etapie 2 dotyczy również standardów SOWE





Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ

 **rynekbilansujacy@pse.pl**

