

KONCEPCJA zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce

**Wersja 1.0
7 listopada 2019 roku**

Spis treści

I. WYKAZ SKRÓTÓW I DEFINICJE	4
WYKAZ SKRÓTÓW	4
DEFINICJE POJĘĆ	6
II. WPROWADZENIE.....	9
CEL I PRZYCZYNY ZMIAN ZASAD FUNKCJONOWANIA RB	9
NAJWAŻNIEJSZE ZMIANY W STOSUNKU DO OBECNEGO MODELU RYNKU BILANSUJĄCEGO	10
ZAKRES ZMIAN RB ZAWARTY W KONCEPCJI	11
III. STRUKTURA PODMIOTOWA I OBIEKTOWA RB	16
PODMIOTY RYNKU BILANSUJĄCEGO	16
OBIEKTY RYNKU BILANSUJĄCEGO	17
POWIĄZANIA POMIĘDZY PODMIOTAMI I OBIEKTAMI RB	22
PODSTAWOWE ZADANIA POB I DUB	22
IV. USŁUGI SYSTEMOWE	24
KATALOG USŁUG SYSTEMOWYCH	24
REZERWA ZASTĘPCZA	25
REZERWA ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI	26
REZERWA UTRZYMANIA CZĘSTOTLIWOŚCI	27
V. ZGŁASZANIE DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RB	29
OGÓLNE ZASADY ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH	29
ZGŁASZANIE UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII	30
ZGŁASZANIE PROGRAMÓW PRACY	32
ZGŁASZANIE OFERT BILANSUJĄCYCH	35
ZGŁASZANIE OFERT PORTFOLIO NA MOCE BILANSUJĄCE	39
ZGŁASZANIE OFERT NA MOCE BILANSUJĄCE	39
VI. KONTRAKTACJA USŁUG W ZAKRESIE MOCY BILANSUJĄCYCH	42
OGÓLNE ZASADY KONTRAKTACJI	42
TRYB PODSTAWOWY KONTRAKTACJI	42
TRYB UZUPEŁNIAJĄCY KONTRAKTACJI	44
VII. BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	46
JEDNOSTKI AKTYWNE W BILANSOWANIU ZASOBÓW KSE	46
PROGRAMY PRACY W PLANOWANIU KSE	47
MOC BILANSUJĄCA W PLANOWANIU PRACY KSE	49
RYNEK MOCY	49
INTEGRACJA Z EUROPEJSKIMI PLATFORMAMI WYMIANY ENERGII BILANSUJĄCYMI	50
ZMIANY W ZAKRESIE STEROWANIA JEDNOSTKAMI	50
VIII. INTEGRACJA Z EUROPEJSKIMI PLATFORMAMI WYMIANY ENERGII BILANSUJĄCEJ 53	
OGÓLNE ZASADY INTEGRACJI	53
KONWERSJA OFERT BILANSUJĄCYCH	53
WYZNACZANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ BILANSUJĄCĄ	55
IX. WYCENA I ROZLICZENIA REZERWY OPERACYJNEJ	56
WYCENA REZERWY OPERACYJNEJ	56
IŁOŚCI ROZLICZANEJ REZERWY OPERACYJNEJ JG	59
ROZLICZENIA REZERWY OPERACYJNEJ	60
X. ROZLICZENIA ENERGII BILANSUJĄCEJ I NIEZBILANSOWANIA	62
OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ	62
IŁOŚCI DOSTAW ENERGII JG ORAZ ENERGIA BILANSUJĄCA I ENERGIA DYSCYPLINY RUCHOWEJ JG	63
IŁOŚCI DOSTAW ENERGII JB ORAZ ENERGIA NIEZBILANSOWANIA POB	65

CENY ROZLICZENIOWE ENERGII BILANSUJĄCEJ I ENERGII NIEZBILANSOWANIA	66
ROZLICZENIA ENERGII BILANSUJĄCEJ	69
ROZLICZENIA UZUPEŁNIAJĄCE	70
ROZLICZENIA DYSCIPLINY RUCHOWEJ	79
ROZLICZENIA ENERGII NIEZBILANSOWANIA.....	80
XI. ROZLICZENIA USŁUG W ZAKRESIE MOCY BILANSUJĄCYCH	81
OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ.....	81
ROZLICZENIA MOCY BILANSUJĄCYCH ZAKONTRAKTOWANYCH W TRYBIE PODSTAWOWYM	81
ROZLICZENIA MOCY BILANSUJĄCYCH ZAKONTRAKTOWANYCH W TRYBIE UZUPEŁNIAJĄCYM	82
ROZLICZENIA NIEDOSTARCZONYCH ZAKONTRAKTOWANYCH MOCY BILANSUJĄCYCH	83
XII. ALOKACJA KOSZTÓW FUNKCJONOWANIA RB.....	87

I. Wykaz skrótów i definicje

Wykaz skrótów

aFRR	–	FRR z aktywacją automatyczną
BPKD	–	Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
BPP	–	Bieżący Punkt Pracy
CACM	–	Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi
COR	–	Cena operacyjnej rezerwy
CRMP	–	Cena rozliczeniowa mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym
CRMU	–	Cena rozliczeniowa mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Uzupełniającym
CRO	–	Cena rozliczeniowa odchylenia
CRO ^N	–	Cena rozliczeniowa odchylenia energii niezbilansowania
CU	–	Cena za uruchomienie JG
DUB	–	Dostawca Usług Bilansujących
ED	–	Deklarowana ilość dostaw energii
EDR	–	Energia dyscypliny ruchowej
EB	–	Energia bilansująca
EBGL	–	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania
EN	–	Energia niezbilansowania
ER	–	Rzeczywista ilość dostaw energii
ES	–	Skorygowana ilość dostaw energii
EZ	–	Zweryfikowana ilość dostaw energii
FCR	–	Rezerwa utrzymania częstotliwości (ang. Frequency Containment Reserve)
FRP	–	Fizyczny Rejestr Pomiarowy
FRR	–	Rezerwa odbudowy częstotliwości (ang. Frequency Restoration Reserve)
GO	–	Grafik Obciążania
GR	–	Grafik Rezerw
IRIESP-B	–	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
JB	–	Jednostka Bilansowa

JG	–	Jednostka Grafikowa
JG _o	–	Jednostka Grafikowa Odbiorcza
JG _w	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza
JWCD	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KN	–	Korekta niezbilansowania
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
MB	–	Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego
mFRRd	–	FRR z aktywacją nieautomatyczną / ręczną bezpośrednią
NCRfG	–	Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci
MNA OA	–	MNA Operational Agreement
NEMO	–	Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (ang. Nominated Electricity Market Operator)
OB	–	Oferta Bilansująca
OM	–	Oferta na Moce Bilansujące
OPR	–	Okres Planowania w czasie Rzeczywistym
ORN	–	Okres Rozliczania Niezbilansowania
OSD	–	Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego
OSP	–	Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego
PB	–	Pozycja bilansowa
PKD	–	Plan Koordynacyjny Dobowy
POB	–	Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie
PP	–	Program Pracy
PPD	–	Program Pracy Deklarowany
PPE	–	Punkt Poboru Energii
PPS	–	Program Pracy Skorygowany
PPZ	–	Program Pracy Zweryfikowany
PW	–	Przydzielony wolumen
PZMP	–	Zakontraktowany wolumen mocy bilansującej w Trybie Podstawowym
PZMU	–	Zakontraktowany wolumen mocy bilansującej w Trybie Uzupełniającym
RB	–	Rynek Bilansujący
RBB	–	Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego
RBN	–	Rynek Bilansujący Dnia Następnego

RCE	–	Rynkowa Cena Energii elektrycznej
RR	–	Rezerwa zastępcza (ang. Replacement Reserve)
SOGL	–	Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej
URB	–	Uczestnik Rynku Bilansującego
URB _{BIL}		Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB _{GE}	–	Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB _{OSD}	–	Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
ZAK	–	Znacznik Aktywności
ZCW	–	Znacznik obowiązku przedkładania / wyznaczania ceny wytwarzania wymuszonego
ZEB	–	Zapotrzebowanie na energię bilansującą w obszarze RB
ZWP	–	Znacznik Wymaganej Pracy

Definicje pojęć

Aktywny Okres Zgłoszenia	–	Zakres godzin jednej albo dwóch dób handlowych, których dotyczy zgłoszenie danych handlowo - technicznych, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina ostatniej doby handlowej
CCP NEMO	–	Podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 42 Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222, wskazany Operatorowi Systemu Przesyłowego przez NEMO w umowie MNA OA, który prowadzi zgodnie z art. 68 Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222, rozliczenie i rozrachunek transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych w ramach procesu Jednolitego łączenia Rynków Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego lub organizuje transfer sald wynikający z alokacji zdolności przesyłowych w ramach wymiany międzysystemowej
Doba Handlowa	–	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia
Dostawca Usług Bilansujących	–	Uczestnik rynku posiadający jednostki świadczące usługi bilansujące: energię bilansującą lub moc bilansującą, albo oba te elementy (art. 2 pkt 6 EBGL)
Energia bilansująca	–	Energia wykorzystana przez OSP do celów bilansowania systemu dostarczona przez Dostawcę Usług Bilansujących (art. 2 pkt 4 EBGL)
Energia niezbilansowania	–	Wolumen energii obliczony dla Jednostki Bilansowej Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie,

	odpowiadający różnicy między przydzielonym wolumenem przypisanym do tej Jednostki Bilansowej a jej końcową pozycją bilansową, uwzględniający korekty niezbilansowania zastosowane w przypadku tej Jednostki Bilansowej w danym okresie rozliczania niezbilansowania
Jednostka Bilansowa	– Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentujących dostawy energii w obszarze RB przez moduły wytwarzania energii, magazyny energii oraz odbiory energii uczestniczące aktywnie albo pasywnie w procesie handlowo-technicznego bilansowania zasobów KSE
Jednostka Grafikowa	– Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentujących dostawy energii w obszarze RB przez moduły wytwarzania energii albo magazyny energii albo sterowane odbiory energii uczestniczące aktywnie w procesie handlowo-technicznego bilansowania zasobów KSE
Koncepcja	– Niniejszy dokument zawierający Koncepcję zmiany zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce
Maksymalna moc dyspozycyjna JG	– Moc maksymalna JG pomniejszona o zgłoszone dodatnie ubytki mocy
Minimalna moc dyspozycyjna JG	– Moc minimum technicznego JG podwyższona o zgłoszone ujemne ubytki mocy
MNA Operational Agreement	– Dwustronna umowa zawarta pomiędzy OSP a NEMO określająca szczegółowe zasady operacyjnego działania Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego lub Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego w polskim obszarze rynkowym w formule wielu NEMO, wdrażająca „Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce” zatwierdzone decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 5 czerwca 2017 r. (znak: DDR.WRE.7128.5.20016.JPa2, z późn. zm.).
Moc bilansująca	– Wolumen rezerwy mocy, na którego utrzymanie zgodził się Dostawca Usług Bilansujących oraz w odniesieniu do którego Dostawca Usług Bilansujących zgodził się złożyć OSP oferty na odpowiedni wolumen energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy (art. 2 pkt 5 EBGL)
Moduł Wytwarzania Energii	– Synchroniczny moduł wytwarzania energii albo moduł parku energii, zgodnie z definicją w art. 2 pkt 5) NCRfG
Obszar Rynku Bilansującego	– Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym

Okres Planowania w czasie Rzeczywistym	– Oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której wyznaczane są plany pracy Jednostek Grafikowych w planowaniu czasu rzeczywistego Okres Planowania w czasie Rzeczywistym wynosi 5 minut
Okres Planowania w czasie Dnia Następnego i Dnia Bieżącego	– Oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której wyznaczane są plany pracy Jednostek Grafikowych w planowaniu w ramach PKD i BPKD, z wyłączeniem planowania czasu rzeczywistego; Okres Planowania w czasie Dnia Następnego i Dnia Bieżącego wynosi 15 minut i odpowiada Okresowi Rozliczania Niezbilansowania
Okres Rozliczania Niezbilansowania	– Oznacza jednostkę czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie Podmiotów Odpowiedzialnych za Bilansowanie Okres Rozliczania Niezbilansowania wynosi 15 minut
Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie	– Podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie handlowe reprezentowanych uczestników rynku (art. 2 pkt 7 EBGL)
Regulamin RB	– Zasady funkcjonowania rynku bilansującego zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej lub Warunkach dla Bilansowania opracowanych zgodnie z EBGL
Rezerwa mocy	– Wielkość rezerw utrzymania częstotliwości, rezerw odbudowy częstotliwości lub rezerw zastępczych, które muszą być dostępne dla operatora systemu przesyłowego
Rynkowa Cena Energii elektrycznej	– Cena energii elektrycznej wyznaczona dla obszaru Polski na podstawie cen jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego oraz Dnia Bieżącego W przypadku gdy cena ta jest wyznaczana dla godzin doby handlowej przyjmuje się, że jej wartość jest taka sama w poszczególnych ORN składających się na daną godzinę
Usługi Bilansujące	– Oznaczają energię bilansującą albo moc bilansującą albo oba te elementy, zgodnie z art. 2 pkt 3 EBGL
Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (ang. Nominated Electricity Market Operator)	– Podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 23 CACM, wyznaczony przez Prezesa URE albo właściwy organ regulacyjny w innym państwie członkowskim do wykonywania zadań związanych z Jednolitym Łączeniem Rynków Dnia Następnego lub Dnia Bieżącego

II. Wprowadzenie

Dokument przedstawia koncepcję zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce (dalej również Koncepcja) planowanych do wdrożenia z dn. 18 grudnia 2020 r.

Koncepcja nie zawiera opisu pełnego modelu funkcjonowania rynku bilansującego (RB). Zostały w niej przedstawione jedynie te aspekty RB, w których przewiduje się wprowadzenie istotnych zmian.

Przedstawione w Koncepcji rozwiązania utrzymują przyjętą w Polsce zasadę centralnego dysponowania mocą dużych jednostek wytwórczych.

Wdrożenie niektórych z proponowanych rozwiązań będzie się wiązać ze zmianami w regulacjach krajowych (w szczególności w tzw. rozporządzeniu systemowym), tak więc możliwość wdrożenia tych rozwiązań jest warunkowana wdrożeniem stosownych zmian legislacyjnych.

Zawarte w Koncepcji sformułowania, oznaczenia czy też wzory mogą podlegać modyfikacji w toku dalszych prac. Dotyczy to w szczególności uszczegółowienia zasad dla części z proponowanych rozwiązań.

PSE S.A., jako OSP, zapraszają uczestników rynku oraz innych interesariuszy do udziału w konsultacjach zmian zawartych w Koncepcji. 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.

Cel i przyczyny zmian zasad funkcjonowania RB

Podstawowym celem wprowadzanych zmian jest dostosowanie zasad funkcjonowania rynku bilansującego do zmieniających się dynamicznie warunków działania sektora elektroenergetyki, które wynikają zarówno z nowych regulacji unijnych w obszarze funkcjonowania rynku energii elektrycznej i usług systemowych, jak i rosnącego udziału nowych technologii w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.

Rozwój energetyki odnawialnej, magazynów energii oraz aktywnej strony popytowej, istotnie wpływają na warunki bilansowania energii elektrycznej w KSE. Nowe zasoby rynku energii elektrycznej stanowią istotny potencjał, do tej pory niewykorzystany, do efektywnego bilansowania KSE. Elektrownie konwencjonalne w okresie transformacji elektroenergetyki pozostają wciąż niezbędnym składnikiem krajowych zasobów wytwórczych w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, aczkolwiek przypadający na nie udział w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną w coraz większym zakresie kształtowany będzie przez źródła o charakterystyce pracy zależnej od zmiennych warunków pogodowych, zwiększając zapotrzebowanie na elastyczność konwencjonalnych źródeł wytwórczych w systemie.

Zdolność do elastycznej pracy musi stać się atutem uczestników rynku bilansującego, a bodźcem do jej rozwoju oraz do efektywnego zarządzania dynamicznym środowiskiem jest mechanizm kształtowania cen energii elektrycznej, który poprawnie odzwierciedli w cenach koszty dostarczenia energii elektrycznej do systemu, w tym koszty uruchamiania źródeł konwencjonalnych oraz zapewnienia rezerw mocy.

Przedstawione w koncepcji zmiany zasad funkcjonowania rynku bilansującego uwzględniają wskazane powyżej przesłanki zmian oraz zapewniają dostosowanie przyjętych rozwiązań do postanowień wynikających z:

- Pakietu Czysta Energia, w tym:
 - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
 - Dyrektywy 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;
- Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (EBGL);

oraz mają na celu realizację zobowiązań złożonych przez Polskę w procesie notyfikacji Komisji Europejskiej (KE) wdrożenia rynku mocy w Polsce. Zobowiązania te są odnotowane w pkt 16 decyzji notyfikacyjnej KE nr SA.46100 z dn. 7 lutego 2018 r.

Oczekiwane korzyści z wdrożenia zmian przedstawionych w koncepcji to zwiększenie efektywności działania polskiego sektora elektroenergetycznego poprzez:

- Oparte na mechanizmach rynkowych pozyskiwanie energii bilansującej oraz mocy bilansującej;
- Integrację krajowego rynku bilansującego z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej;
- Tworzenie sygnałów cenowych odzwierciedlających sytuację bilansową w KSE i dających podstawy do podejmowania poprawnych, z punktu widzenia efektywności całego sektora, decyzji modernizacyjnych.

W przypadku decyzji o podziale Polski na obszary rynkowe konieczne będzie dostosowanie przedstawionych zasad funkcjonowania rynku bilansującego co najmniej w zakresie zasad agregacji zasobów oraz wyznaczania i rozliczania niezbilansowania na rynku bilansującym.

Najważniejsze zmiany w stosunku do obecnego modelu rynku bilansującego

Model rynku bilansującego przedstawiony w koncepcji zakłada wprowadzenie struktury podmiotowej odpowiadającej strukturze przedstawionej w wytycznych EBGL, tj. wprowadza się uczestników rynku bilansującego (URB) będących:

- Podmiotem Odpowiedzialnym za Bilansowanie (POB); lub
- Dostawcą Usług Bilansujących (DUB).

W związku ze zmianą struktury podmiotowej i podziału obowiązków URB, a także w celu uelastycznienia możliwości aktywnego udziału zasobów wytwórczych, odbiorczych i magazynów energii w rynku bilansującym, w tym jako zagregowane zasoby, w strukturze obiektowej rynku bilansującego wprowadza się nowy podział jednostek na:

- Jednostki Bilansowe (JB) – posiadane przez POB, wykorzystywane do bilansowania handlowego Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) podmiotów reprezentowanych przez POB na rynku bilansującym;

- Jednostki Grafikowe (JG) – posiadane przez DUB, na potrzeby aktywnego udziału w rynku bilansującym zasobów w nich reprezentowanych.

Szczególnym elementem, związanym z działalnością Dostawców Usług Bilansujących, jest wdrożenie obowiązku składania wykonalnych technicznie Programów Pracy Jednostek Grafikowych. Programy te będą uwzględniane przez OSP w procesach planowania koordynacyjnego KSE.

W Koncepcji wprowadza się ponadto następujące zmiany:

- Możliwość aktualizacji Ofert Bilansujących do 55 minut przed godziną handlową, której dotyczy oferta;
- Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej zapewniający silne sygnały cenowe w okresach niedoboru rezerw;
- Rynkowe mechanizmy pozyskiwania i rozliczania mocy bilansujących (rezerw mocy),
- Mechanizm rozliczeń uzupełniających, uwzględniający rozliczenie kosztów uruchomień JG na polecenie OSP;
- Zasady integracji krajowego rynku bilansującego z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej.

W modelu rynku bilansującego odstępuje się od stosowania następujących mechanizmów:

- Łącznego rozliczania energii bilansującej JG danego URB;
- Dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE;
- Rozliczania energii awarii.

Ponadto wygaszone zostają następujące programy:

- Operacyjna Rezerwa Mocy;
- Interwencyjna Rezerwa Zimna;
- Praca Interwencyjna;
- Gwarantowany Interwencyjny Program DSR.

Zakres zmian RB zawarty w Koncepcji

Dokument składa się z dwunastu rozdziałów, przy czym pierwsze dwa rozdziały to odpowiednio wykaz skrótów i definicji oraz wprowadzenie do zmian zawartych w Koncepcji. Zmiany zasad funkcjonowania RB są zawarte w rozdziałach III-XII:

Struktura podmiotowa i obiektowa RB (rozdział III)

W zakresie struktury podmiotowej przedstawione zostały podmioty uczestniczące w RB, zdefiniowano ich typy oraz wprowadzono wyróżnienie dla dwóch kluczowych ról w jakich uczestnicy rynku bilansującego występują na tym rynku: Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie (POB) i Dostawca Usług Bilansujących (DUB).

W zakresie struktury obiektowej zdefiniowano typy obiektów RB, zmieniono znaczenie Jednostki Grafikowej (JG) poprzez reprezentowanie w JG wyłącznie zasobów DUB aktywnie uczestniczących w RB, oraz wprowadzono nowy typ obiektu – Jednostkę Bilansową (JB), reprezentującą wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) podmiotów reprezentowanych przez POB, za zbilansowanie których jest on odpowiedzialny. Dla JG

określono zasady agregacji reprezentowanych w nich zasobów oraz zdefiniowano znaczniki określające sposób uczestniczenia JG w RB i zasady wyznaczania rozliczenia uzupełniającego dla JG na RB (Znacznik Aktywności i Znacznik obowiązku przedkładania / wyznaczania ceny wytwarzania wymuszonego).

W ramach struktury podmiotowej i obiektowej RB opisane zostały także powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami RB oraz podstawowe zadania uczestników pełniących rolę POB i DUB.

Usługi systemowe (rozdział IV)

Rozdział zawiera pełną listę usług systemowych wykorzystywanych przez OSP do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, ze szczegółowym opisem usług bilansujących w zakresie mocy bilansującej: rezerwy zastępczej (RR), rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR) i rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR). Dla każdego typu mocy bilansującej określono ogólne wymagania dla świadczenia danego typu usługi mocy bilansującej przez JG, wielkość pozyskiwanego przez OSP wolumenu mocy i sposób wykorzystania (aktywowania) danej mocy bilansującej przez OSP.

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych na RB (rozdział V)

Zdefiniowano trzy okresy zgłaszania danych handlowych i technicznych, zwane również brankami zgłoszeń danych dla danej doby handlowej, oraz zakres zgłaszanych danych przez POB i DUB w poszczególnych brankach.

Pierwsza bramka zgłoszeń danych dotyczy kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym. W godz. od 8:00 do 8:30 doby $d-1$ dla doby handlowej d DUB zgłaszają Oferty Portfolio na Moce Bilansujące zawierające wolumen mocy oraz cenę, po jakiej oferują te moce OSP. Kolejna bramka dotyczy zgłoszeń danych na Rynku Bilansującym Dnia Następnego (RBN) i jest otwarta od godz. 10:00 do godz. 14:30 doby $d-1$ dla doby handlowej d . Zgłoszenie danych na RBN jest obowiązkowe – DUB mają obowiązek zgłoszenia dla posiadanych JG Programów Pracy oraz Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące, a POB zgłaszają Umowy Sprzedaży Energii (USE) zawierające informacje o transakcjach handlowych zawartych z innymi POB. Ostatnią bramką zgłoszeń danych jest bramka na Rynku Bilansującym Dnia Bieżącego (RBB), która jest otwarta od godz. 15:30 doby $d-1$ do godz. 22:05 doby d dla doby handlowej d . W ramach bramki na RBB DUB aktualizują dane handlowe i techniczne w zakresie Programów Pracy, Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące, a POB przekazują informację o nowych transakcjach handlowych USE zawartych na rynku dnia bieżącego. Zgłaszanie i aktualizowanie danych handlowych i technicznych przez DUB i POB musi odbywać się zgodnie z określonymi w koncepcji zasadami. Zgłoszenie danych nie spełniające tych wymagań, w zależności od zakresu niepoprawności danych w zgłoszeniu, jest korygowane albo odrzucane przez OSP.

Kontraktacja usług w zakresie mocy bilansujących (rozdział VI)

Kontraktacja usług w zakresie mocy bilansujących odbywa się w dwóch trybach: Podstawowym i Uzupełniającym. Kontraktacja w Trybie Podstawowym jest przeprowadzana rano w dobie poprzedzającej dobę handlową, której dotyczy kontraktacja, na podstawie zgłoszonych przez DUB Ofert Portfolio na Moce Bilansujące, tj. bez informacji, które JG miałyby świadczyć usługę mocy bilansujących. Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym jest przeprowadzana przez OSP do pozyskania brakujących mocy bilansujących, za wyjątkiem rezerw zastępczych, w przypadku gdy w Trybie Podstawowym nie udało się pozyskać wymaganego wolumenu tych rezerw mocy lub zakontraktowane moce stały się niedostępne ze względu na niedyspozycyjność JG lub warunki pracy sieci. Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym dla danej doby handlowej może być przeprowadzona wielokrotnie, przy czym pierwsza taka kontraktacja odbywa się nie wcześniej niż po zamknięciu bramki zgłoszeń danych handlowych na Rynku Bilansującym Dnia Następnego. Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym jest dokonywana na podstawie Ofert na Moce Bilansujące zgłoszonych przez

DUB dla poszczególnych JG w ramach bramki zgłoszeń danych na RB Dnia Następnego oraz Dnia Bieżącego.

Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (rozdział VII)

W rozdziale przedstawiono najważniejsze zmiany w procesie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi wynikające z: (i) rozszerzenia zasobów, które mogą aktywnie uczestniczyć w RB, (ii) wprowadzenia Programów Pracy dla JG i możliwości aktualizacji Ofert Bilansujących, (iii) modyfikacji zasad pozyskiwania mocy bilansujących, (iv) wdrożenia rynku mocy, (v) integracji krajowego rynku bilansującego z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej oraz (vi) zmian w zakresie sterowania jednostkami wytwórczymi. Aktywne uczestnictwo w RB jest obowiązkowe dla modułów wytwarzania typu D i jest opcjonalne dla innych zasobów wytwórczych i odbiorczych, po spełnieniu wymagań dla bycia jednostką aktywną na RB. Programy Pracy zgłaszane przez DUB dla poszczególnych jednostek uczestniczących aktywnie w RB (Jednostek Grafikowych), muszą być wykonalne technicznie ze względu na uwarunkowania pracy jednostki, i stanowią podstawę do wyznaczenia planów dobowych PKD i BPKD. Algorytm rozdziału obciążeń uwzględnia Programy Pracy korygując je na podstawie Ofert Bilansujących wyłącznie, jeśli jest to niezbędne do zbilansowania lub zapewnienia bezpiecznej pracy systemu. Moc bilansująca zakontraktowana przez OSP musi być dostępna dla OSP ze względu na Program Pracy i ograniczenia sieciowe. W przypadku stwierdzenia niedostępności wymaganej ilości mocy bilansujących OSP pozyskuje brakujące moce w ramach kontraktacji w Trybie Uzupełniającym. Zgodnie z zasadami określonymi w Regulaminie Rynku Mocy OSP publikuje informacje o wielkości dostępnej rezerwy mocy i w razie potrzeby identyfikuje i ogłasza okresy zagrożenia. Wymiana energii bilansującej na europejskich platformach jest uwzględniana w planie BPKD. Proces bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi uwzględnia zmiany w zakresie sterowania jednostkami dotyczące zmiany interpretacji Bieżącego Punktu Pracy (przejście z polecenia w postaci wielkości energii w okresie, na wielkość mocy w danej chwili czasu), skrócenia okresu planowania z 15 minut do 5 minut, skrócenia czasu wyprzedzenia przesyłania planów realizacyjnych, zmiany planowania i prowadzenia ruchu z wartości brutto na netto oraz zmiany w układach regulacji pierwotnej i wtórnej.

Integracja z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej (rozdział VIII)

Zgodnie z EBGL, OSP są zobowiązani do wymiany energii bilansującej oraz bilansowania systemu wykorzystując europejskie platformy wymiany energii bilansującej: z rezerw zastępczych (projekt TERRE), z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną / ręczną (projekt MARI), z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (projekt PICASSO) oraz w ramach kompensowania niezbilansowań systemów elektroenergetycznych (projekt IGCC). W przypadku rynku bilansującego w Polsce, na którym jest stosowany model centralnego dysponowania, oferty na produkty standardowe energii bilansującej wymieniane na poszczególnych platformach są wyznaczane przez OSP w wyniku konwersji Ofert Bilansujących zgłoszonych przez DUB dla poszczególnych Jednostek Grafikowych. Zasady konwersji Ofert Bilansujących zapewniają, że aktywacja odpowiadającej im energii z produktów standardowych jest możliwa ze względu na ograniczenia techniczne JG i ograniczenia sieciowe, a koszt aktywacji uwzględnia aktualną wartość rezerwy operacyjnej w KSE. Zapotrzebowanie na energię bilansującą zgłaszane przez OSP na europejskie platformy bilansujące jest wyznaczane na podstawie prognozowanej w danej chwili wielkości niezbilansowania KSE.

Wycena i rozliczenia rezerwy operacyjnej (rozdział IX)

Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej opiera się na krzywej zapotrzebowania na operacyjną rezerwę mocy reprezentującej wartość rezerwy w zależności od wielkości rezerwy operacyjnej rzeczywiście dostępnej dla OSP w danym okresie rozliczenia niezbilansowania. Cena rezerwy operacyjnej (COR) rośnie wraz ze spadkiem wielkości dostępnej rezerwy operacyjnej

osiągając wartość maksymalną, równą różnicy wartości energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców (VOLL) i ceny energii bilansującej. Wolumen rezerwy operacyjnej dostępnej dla OSP jest równy sumie mocy dyspozycyjnych wszystkich JG oferowanych w Ofertach Bilansujących, dostępnych w krótkim czasie, czyli mocy jednostek w stanie pracy lub mocy jednostek o krótkim czasie uruchomienia, niewykorzystanych do wytwarzania energii elektrycznej. Wolumen objęty płatnością za rezerwę operacyjną jest wolumenem rezerwy operacyjnej dostępnej dla OSP, który dodatkowo nie jest objęty grafikami rezerw ani skorygowaną ilością dostaw energii elektrycznej i nie jest częścią energii bilansującej odebranej z systemu (redukcja) wynikającej z konieczności spełnienia wcześniej opublikowanych przez OSP ograniczeń sieciowych mających wpływ na pracę JG.

Wdrożenie mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej stanowi realizację zobowiązania złożonego przez Polskę w procesie notyfikacji Komisji Europejskiej wdrożenia rynku mocy, odnotowanego w pkt 16e decyzji notyfikacyjnej KE nr SA.46100 z dn. 7 lutego 2018 r.

Rozliczenia energii bilansującej i niezbilansowania (rozdział X)

Ilość energii bilansującej jest wyznaczana dla poszczególnych JG, a ilość energii niezbilansowania jest wyznaczana dla poszczególnych JB. Energia bilansująca dostarczona lub odebrana przez daną JG jest sumą trzech energii bilansujących aktywowanych na poszczególnych europejskich platformach TERRE, MARI i PICASSO oraz energii bilansującej aktywowanej w ramach krajowego rynku bilansującego. Cena rozliczeniowa energii bilansującej aktywowanej na danej platformie jest ceną energii bilansującej wyznaczoną przez daną platformę. Cena energii bilansującej aktywowanej w ramach krajowego rynku bilansującego jest ceną krańcową wyznaczoną przez ostatnie pasmo swobodnie wykorzystane do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą w ramach krajowego rynku bilansującego. Cena niezbilansowania w przypadku niedokontraktowania jest wyznaczana jako wyższa z rynkowej ceny energii elektrycznej oraz średniej ważonej z cen energii bilansującej aktywowanej na potrzeby KSE w kierunku dostawy energii na poszczególnych platformach europejskich i w ramach krajowego rynku bilansującego. Cena niezbilansowania w przypadku przekontraktowania jest wyznaczana jako niższa z rynkowej ceny energii elektrycznej oraz średniej ważonej z cen energii bilansującej aktywowanej na potrzeby KSE w kierunku odbioru energii na poszczególnych platformach europejskich i w ramach krajowego rynku bilansującego. Dla JG jest dokonywane rozliczenie uzupełniające mające na celu pokrycie uzasadnionych kosztów związanych z dostawą albo odbiorem energii bilansującej przez JG, które nie zostały pokryte w rozliczeniu wartościowym energii bilansującej: kosztów poleconych przez OSP dodatkowych uruchomień ponad uruchomienia zgłoszone w Programie Pracy lub kosztów pracy wymuszonej ograniczeniami systemowymi. Dodatkowo dla JG jest wyznaczana i rozliczana energia dyscypliny ruchowej.

Rozliczenia usług w zakresie mocy bilansujących (rozdział XI)

Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Podstawowym są rozliczane po cenach krańcowych wyznaczonych dla poszczególnych typów usług bilansujących jako ceny najdroższych Ofert Portfolio na Moce Bilansujące zakontraktowanych w Trybie Podstawowym. Moce bilansujące pozyskane w Trybie Uzupełniającym, dla danej usługi bilansującej, są rozliczane po cenie najdroższej Oferty na Moce Bilansujące, pozyskanej (zakontraktowanej) dla danego okresu, przy uwzględnieniu cen aktualnych na moment aktywacji tych mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym. Niedostarczone moce bilansujące, które zostały zakontraktowane przez OSP w Trybie Podstawowym albo Uzupełniającym, są rozliczane po najwyższej cenie rozliczeniowej usługi bilansującej danego typu, a w przypadku usług bilansujących w kierunku dostawy energii (tzw. moce bilansujące „w górę”) po wyższej z cen: najwyższej ceny rozliczeniowej usługi bilansującej danego typu i ceny operacyjnej rezerwy. Dodatkowo w celu uniknięcia podwójnego płacenia za daną moc bilansującą, ponieważ cena za energię bilansującą uwzględnia cenę operacyjnej rezerwy, DUB zwraca OSP wartość operacyjnej rezerwy za moce bilansujące zakontraktowane przez OSP i wykorzystane do dostawy energii bilansującej.

Alokacja kosztów funkcjonowania RB (rozdział XII)

Wdrożenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących może skutkować znacznymi wahaniami kosztów OSP pokrywanych z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP. W związku z tym, aby uniknąć sytuacji braku środków OSP do pokrycia tych kosztów, jak również sytuacji niewydatkowania środków pozyskanych na ten cel przez OSP z taryfy, jest konieczne wdrożenie mechanizmu konta regulacyjnego.

III. Struktura podmiotowa i obiektowa RB

Podmioty Rynku Bilansującego

- (1) W Rynku Bilansującym (RB) uczestniczą następujące podmioty:
 - a. Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB);
 - b. Operatorzy Rynku (OR);
 - c. Operatorzy Systemu.
- (2) Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP (dalej nazywaną Umową przesyłania, na mocy której zapewnia sobie zbilansowanie handlowe realizując dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego lub świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
 Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest także NEMO działający w polskim obszarze rynkowym lub wskazany przez niego CCP NEMO, na podstawie umowy MNA OA.
- (3) Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:
 - a. Podmiot, który jest właścicielem albo podmiot, który na mocy stosownych umów reprezentuje na RB właścicieli urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem RB, lub
 - b. Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem RB, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.
- (4) Odstępuje się od podziału URB na wytwórców, odbiorców, przedsiębiorstwa obrotu, przy czym zachowuje się szczególną rolę i tym samym wyróżnienie typu URB dla:
 - a. Giełdy Energii (URB_{GE});
 - b. Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych, jako Uczestników Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (URB_{OSD});
 - c. Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego, jako Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL});
 bez zmiany znaczenia tych typów URB.
- (5) URB pełni na RB jedną albo obie z poniżej wskazanych funkcji:
 - a. Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie (dalej również URB POB lub POB), tj. podmiotu odpowiedzialnego za niezbilansowanie handlowe reprezentowanych uczestników rynku;
 - b. Dostawcy Usług Bilansujących (dalej również URB DUB lub DUB), tj. uczestnika rynku posiadającego jednostki świadczące usługi bilansujące: energię bilansującą, moc bilansującą, albo oba te elementy.

- (6) Podmiot, aby być URB i pełnić funkcję POB lub DUB musi spełnić wymagania formalne związane z koncesją, ustanowieniem zabezpieczenia finansowego na RB, przedstawieniem upoważnienia do bilansowania lub dysponowania urządzeniami przyłączonymi do sieci, posiadaniem systemów IT wymaganych do wymiany danych z OSP (wymagania analogiczne do obecnie stosowanych, szczegółowe wymagania zostaną określone w Regulaminie RB).
- (7) URB_{GE} , URB_{OSD} , URB_{BIL} pełnią funkcję POB na RB.
- (8) Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii, zgodnie z aktualnie obowiązującymi zasadami. Operatorami Rynku są: Operator Handlowo-Techniczny, Operator Handlowy oraz Operator Pomiarów.
- (9) Operatorem Systemu są: Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (OSP) oraz Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych (OSD). Obowiązki, określone w ustawie Prawo energetyczne w zakresie współpracy OSD z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, w przypadku OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (OSDn), są realizowane, zgodnie z aktualnymi zasadami, tj. poprzez OSD, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp) i jest połączona z siecią danego OSDn.

Obiekty Rynku Bilansującego

- (10) Na RB wyróżnia się następujące obiekty:
- Fizyczny Rejestr Pomiarowy (FRP), zastępuje Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP) z dotychczasowego modelu RB;
 - Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB);
 - Jednostka Bilansowa (JB);
 - Jednostka Grafikowa (JG).
- (11) Nie wprowadza się istotnych zmian w zakresie znaczenia obiektów FRP (dotychczas FPP) w modelu RB.
- Z katalogu obiektów RB usuwa się MB_{ZW} dotyczące dostaw energii ze źródeł wiatrowych w związku z modyfikacją typów jednostek stosowanych na RB. Ponadto odstępuje się od wyróżnienia typu MB_{AO} i wprowadza się możliwość zdefiniowania kilku MB o danym atrybucie użytkownika („O”, „W”) dla danego uczestnika rynku dla danego atrybutu lokalizacji („obszaru sieci OSDp/OSDn), w przypadku gdy zasoby reprezentowane w MB uczestniczą aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE.
- (12) Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na RB, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych JG i JB.
- (13) Moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo sterowane odbiory energii mogą uczestniczyć w RB w sposób:
- Aktywny, jeżeli świadczą usługi bilansujące, tj. biorą udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanym dalej również procesem handlowo-technicznego bilansowania KSE lub bilansowaniem zasobów KSE.

- b. Pasywny, jeżeli nie świadczą usług bilansujących, tj. nie biorą udziału w bilansowaniu zasobów KSE.
- (14) Moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo sterowane odbiory energii aktywnie uczestniczące w bilansowaniu zasobów KSE są reprezentowane na RB jednocześnie w dwóch jednostkach:
- JG – w zakresie świadczenia i rozliczenia usług bilansujących na RB;
 - JB – w zakresie rozliczenia niezbilansowania na RB.
- (15) Moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo odbiory energii uczestniczące pasywnie w bilansowaniu zasobów KSE są reprezentowane na RB wyłącznie w JB.
- (16) Zgodnie z pkt (14) i (15), każdy moduł wytwarzania energii, magazyn energii albo odbiór energii jest reprezentowany na RB w jednej JB oraz, w przypadku gdy aktywnie uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE, jest dodatkowo reprezentowany w jednej JG.
- (17) W skład JG mogą wchodzić moduły wytwarzania energii, magazyny energii albo sterowane odbiory energii reprezentowane w tej samej JB lub w różnych JB, przy uwzględnieniu opisanych dalej zasad agregacji zasobów w JG.

W Ofercie Bilansującej JG jest przekazywany współczynnik podziału energii bilansującej dostarczonej przez JG pomiędzy poszczególne JB, w których zasoby z danej JG są bilansowane handlowo.

- (18) Dla JG w ramach procesów realizowanych na Rynku Bilansującym są wyznaczone następujące wielkości:
- Program Pracy (PP) JG:
 - Deklarowany (PPD) – odpowiada PP zgłoszonemu przez DUB dla JG, który jest przyjęty do realizacji po sprawdzeniu jego zgodności pod względem ograniczeń technicznych JG;
 - Zweryfikowany (PPZ) – odpowiada PPD zweryfikowanemu przez OSP poprzez uwzględnienie faktycznej (rzeczywistej) dyspozycyjności JG;
 - Skorygowany (PPS) – odpowiada PPZ skorygowanemu w wyniku aktywacji Ofert Bilansujących oraz Ofert na Moce Bilansujące JG w ramach bilansowania zasobów KSE.

Program Pracy JG zawiera Grafik Obciążenia oraz Grafiki Rezerw JG dla poszczególnych ORN doby handlowej (okresów rozliczania niezbilansowania równych 15 minut). Szczegółowy opis zawartości Programu Pracy JG jest zawarty w pkt (93) Koncepcji.

- Planowane ilości dostaw energii JG:
 - Deklarowana ilość dostaw energii (ED) – odpowiadająca ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji Grafiku Obciążenia JG z PPD;
 - Zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) – odpowiadająca ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji Grafiku Obciążenia JG z PPZ;

- Skorygowana ilość dostaw energii (ES) – odpowiadająca ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji Grafiku Obciążenia JG z PPS;
 - c. Rzeczywiste ilości dostaw energii (ER);
 - d. Energia bilansująca będąca różnicą pomiędzy skorygowanymi i zweryfikowanymi ilościami dostaw energii;
 - e. Odchylenia nieplanowe pomiędzy skorygowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii;
 - f. Wielkości należności i zobowiązań za energię bilansującą, wynikającą z odchyłeń planowych (poleconych przez OSP) pomiędzy skorygowanymi i zweryfikowanymi ilościami dostaw energii;
 - g. Wielkości zobowiązań, wyznaczonych w ramach kontroli poprawności realizacji poleceń ruchowych OSP, wynikających z odchyłeń nieplanowych pomiędzy skorygowanymi i rzeczywistymi ilościami dostaw energii.
- (19) Dla JB w ramach procesów realizowanych na Rynku Bilansującym są wyznaczone następujące wielkości:
- a. Przydzielony wolumen (rzeczywiste ilości dostaw energii);
 - b. Pozycja bilansowa (suma USE zgłoszonych przez POB);
 - c. Korekta niezbilansowania wynikająca z wykorzystania Ofert Bilansujących JG, których zasoby są bilansowane handlowo w ramach JB;
 - d. Wielkości należności i zobowiązań za energię niezbilansowania, wynikającą z odchyłeń nieplanowych pomiędzy Pozycją bilansową a Przydzielonym wolumenem, przy uwzględnieniu Korekty niezbilansowania z ppkt c.
- (20) Na RB wyróżnia się następujące rodzaje Jednostek Grafikowych:
- a. Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w);
 - b. Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o):
- Potrzeba wdrożenia dedykowanego typu JG dla magazynów energii będzie podlegała analizie w toku dalszych prac nad zmianą zasad funkcjonowania rynku bilansującego.
- (21) Na RB nie wyróżnia się różnych rodzajów Jednostek Bilansowych. Występuje jeden rodzaj Jednostki Bilansowej.
- (22) NCRfG definiuje następujące typy modułów wytwarzania energii wraz z progami mocy netto określonymi przez OSP:
- a. Typ D – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci przesyłowej lub sieci 110 kV bez względu na wielkość mocy lub na niższym napięciu o mocy co najmniej 75 MW;
 - b. Typ C – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV, o mocy co najmniej 10 MW i mniejszej niż 75 MW;
 - c. Typ B – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV, o mocy co najmniej 0,2 MW i mniejszej niż 10 MW;

- d. Typ A – moduł wytwarzania energii przyłączony do sieci o napięciu niższym niż 110 kV, o mocy mniejszej niż 0,2 MW.

Wskazane powyżej progi mocowe dla modułów wytwarzania energii stosuje się również do elektrowni szczytowo-pompowych oraz innych magazynów energii, w ramach procesu definiowania JG_w dla tych zasobów. W dalszym opisie, wyłącznie na potrzeby tego dokumentu, wyrażenie moduł wytwarzania energii odnosi się również do magazynu energii.

- (23) JG_w reprezentuje na RB pojedynczy moduł wytwarzania energii elektrycznej albo grupę modułów wytwarzania energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE.
- (24) Każdy pojedynczy moduł wytwarzania typu D musi uczestniczyć aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE i być reprezentowany na RB jako pojedyncza JG_w. Za zgodą OSP, w uzasadnionych przypadkach, moduł wytwarzania energii typu D może uczestniczyć aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE w sposób zagregowany, przy uwzględnieniu zasad agregacji z pkt (25) albo być traktowany jako jednostka pasywna reprezentowana na RB wyłącznie w JB.
- (25) Moduły wytwarzania typów C, B i A mogą uczestniczyć aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE i być reprezentowane na RB w JG_w pojedynczo albo w sposób zagregowany:
- Sumaryczna minimalna wielkość mocy modułów wytwarzania reprezentowanych w JG_w wynosi co najmniej 1 MW netto;
 - Agregacja modułów wytwarzania energii może być dokonana wyłącznie w ramach węzła 110 kV na SN.
- (26) JG_w uczestniczy w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze RB oraz w działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych poprzez, w zależności od wartości Znacznika Aktywności (ZAK) określonego w Umowie przesyłania:
- ZAK=1:
 - Możliwość zmiany wielkości obciążenia JG_w w wyniku wykorzystania pasm przyrostowych albo redukcyjnych Oferty Bilansującej;
 - Możliwość zmiany stanu JG_w (postój, uruchomienie, praca), 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. (pkt (93) Koncepcji);

w każdej dobie handlowej, przy uwzględnieniu aktualnej dyspozycyjności jednostki;
 - ZAK=2:
 - Możliwość zmiany wielkości obciążenia JG_w w wyniku wykorzystania pasm przyrostowych albo redukcyjnych Oferty Bilansującej;

w każdej dobie handlowej, przy uwzględnieniu aktualnej dyspozycyjności jednostki;
- (27) JG_w reprezentująca:

- a. Pojedynczy moduł wytwarzania energii typu D – uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym dla ZAK=1. Za zgodą OSP, w uzasadnionych przypadkach, może uczestniczyć w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym dla ZAK=2;
 - b. Pojedynczy moduł wytwarzania energii typu C albo B – może uczestniczyć w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym dla ZAK=1 albo ZAK=2;
 - c. Grupę modułów wytwarzania – uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym dla ZAK=2.
- (28) Dla każdej JG_W z ZAK=1 jest obowiązek:
- a. Zdefiniowania Zastępczej Oferty Bilansującej (Zastępcza Oferta Bilansująca zawiera dane handlowo-techniczne dla poszczególnych ORN doby handlowej, o których mowa w pkt (106) ppkt e);
 - b. Przekazania i co najmniej okresowej aktualizacji ceny za uruchomienie (CU) z uwzględnieniem różnych stanów cieplnych (gorącego, ciepłego i zimnego);
- (29) Dla każdej JG_W ze znacznikiem obowiązku przedkładania / wyznaczania ceny wytwarzania wymuszonego (ZCW=1), niezależnie od wartości ZAK, jest obowiązek:
- a. Przekazania i co najmniej okresowej aktualizacji ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) oraz wskaźnika emisji CO₂;
- ZCW domyślnie ma wartość 1 dla wszystkich JG_W . W uzasadnionych przypadkach odstępuje się od tego obowiązku (ZCW=0), np. dla JG_W reprezentujących farmy wiatrowe. ZCW domyślnie ma wartość 0 dla wszystkich JG_O .
- (30) JG_O reprezentuje na RB pojedynczy sterowany odbiór energii albo grupę sterowanych odbiorów energii elektrycznej aktywnie uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE.
- a. Minimalna moc redukcyjna JG_O wynosi co najmniej 1 MW;
 - b. Agregacja sterowanych odbiorów energii może być dokonana w skali całego kraju;
- W toku dalszych prac analizie poddana zostanie potrzeba wprowadzenia obszarowego ograniczenia na agregację sterowanych odbiorów energii w ramach pojedynczej JG_O w celu uwzględnienia wpływu zmian obciążenia JG_O na bezpieczeństwo pracy KSE.
- (31) JG_O uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2, poprzez zmianę wielkości obciążenia JG_O w wyniku wykorzystania pasm przyrostowych albo redukcyjnych Oferty Bilansującej;
- PSE rozważy w toku dalszych prac możliwość udziału JG_O reprezentującej pojedynczy odbiór energii w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1.
- (32) JB reprezentują na RB wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), tj. fizyczne oraz wirtualne MB, których znaczenie jest zgodne z obecnie stosowanym w regulaminie RB.
- (33) Każde Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego musi być przypisane do jednej JB.
- (34) JB posiadana przez URB_{GE} odpowiada dotychczasowym JG_{GEPs} i JG_{GEPZ} oraz JG_{WMUmc} przydzielanej URB_{GE} pełniącemu funkcje NEMO w związku z udziałem URB_{GE}

w procesie jednolitego łączenia rynków. JB posiadana przez URB (POB) będącego jednocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej reprezentuje dodatkowo dostawę energii z przyjętych do realizacji Grafików Wymiany Międzysystemowej tego POB (w tym zakresie odpowiada JG_{WMU}). JB posiadana przez URB_{OSD} , URB_{BIL} ma znaczenie JG_{BI} . Dodatkowo URB_{BIL} posiada JB wykorzystywane do rozliczania międzyoperatorskiej wymiany energii (dotychczasowe JG_{WMO}).

Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami RB

- (35) URB pełniący funkcję POB, w tym URB będący URB_{GE} , URB_{OSD} musi posiadać jedną JB. URB_{BIL} może posiadać jedną lub więcej JB.
- (36) URB pełniący wyłącznie funkcję POB, w tym URB będący URB_{GE} , URB_{OSD} , URB_{BIL} , nie może posiadać żadnej JG.
- (37) URB pełniący funkcję DUB musi posiadać co najmniej jedną JG_W albo JG_O .
- (38) URB pełniący funkcję DUB nie może posiadać żadnej JB, jeżeli jednocześnie nie pełni na RB funkcji POB.
- (39) JB posiadana przez URB_{GE} pełniące funkcję NEMO w polskim obszarze rynkowym jest wykorzystywana do rozliczeń energii realizowanych obecnie na JG_{WMUmc} .
- (40) JB posiadana przez URB_{OSD} jest wykorzystywana do rozliczeń energii realizowanych obecnie na JG_{BI} .
- (41) JB posiadane przez URB_{BIL} są wykorzystywane do rozliczeń energii realizowanych obecnie na JG_{BI} oraz JG_{WMO} .

Podstawowe zadania POB i DUB

- (42) URB pełniący funkcję Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie (POB):
 - a. Zgłasza OSP zawarte Umowy Sprzedaż Energii (USE) odpowiadające transakcjom zakupu i sprzedaży energii z innymi URB POB. Pozycja netto zgłoszonych USE (pozycja bilansowa), tj. saldo zakupu i sprzedaży energii, powinna odpowiadać prognozowanej łącznej wielkości energii wprowadzonej lub odebranej z systemu przez JB danego URB, bez uwzględnienia energii wprowadzonej bądź odebranej z systemu w wyniku działań dostosowawczych na RB poleconych przez OSP;
Zgłoszenia USE są dokonywane na JB. Odstępuje się od zgłaszania USE w podziale na JG;
 - b. Odpowiada za niezbilansowanie JB w zakresie wynikającym z różnicy pomiędzy przyjętymi do realizacji USE (pozycja bilansowa) a sumą rzeczywistych ilości dostaw energii (przydzielony wolumen)) JB, z uwzględnieniem korekty niezbilansowania JB wynikającej z wykorzystania Ofert Bilansujących JG bilansowanych handlowo w ramach JB;
 - c. Uczestniczy w rozliczaniu RB w zakresie wynikającym z ppkt b.
- (43) URB pełniący funkcję POB jest zobowiązany zapewnić dla JB realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym (funkcje OH). Funkcje te POB może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innemu podmiotowi będącemu Operatorem Rynku.

- (44) URB pełniący funkcję Dostawcy Usług Bilansujących (DUB):
- a. Zgłasza OSP Oferty Portfolio na Moce Bilansujące;
 - b. Zgłasza OSP Ofertę Bilansującą, Ofertę na Moce Bilansujące, w zakresie w jakim JG jest kwalifikowana do świadczenia usług mocy bilansujących, dla każdej posiadanej JG;
 - c. Zgłasza OSP Program Pracy dla każdej posiadanej JG;
 - d. Przekazuje informacje ruchowe OSP;
 - e. Realizuje polecenia OSP stanowiące wykorzystanie usług bilansujących;
 - f. Uczestniczy w rozliczeniu na RB w zakresie wykorzystanych Ofert Bilansujących;
 - g. Uczestniczy w rozliczeniu na RB w zakresie wynikającym z poprawności realizacji poleceń ruchowych OSP;
 - h. Uczestniczy w rozliczeniu na RB w zakresie rezerwy operacyjnej i zakontraktowanych mocy bilansujących.
- (45) URB pełniący funkcję DUB jest zobowiązany zapewnić dla JG realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowo-technicznym (funkcje OHT). Funkcje tę DUB może realizować samodzielnie albo powierzyć jej realizację innemu podmiotowi będącemu Operatorem Rynku.
- (46) Obowiązki i zadania realizowane przez URB na RB określa Regulamin RB oraz Umowa przesyłania bądź w przypadku NEMO lub CCP NEMO umowa MNA OA. Zadania te są bezpośrednio powiązane z funkcją POB i DUB oraz posiadany odpowiednio JB i JG.

IV. Usługi systemowe

Katalog usług systemowych

- (47) Na usługi systemowe składają się:
- a. Usługi bilansujące:
 - Energia bilansująca;
 - Moc bilansująca;
 - b. Usługi bilansujące interwencyjne:
 - Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem;
 - Interwencyjna redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP;
 - c. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE);
 - d. Usługa dyspozycyjności jednostek nieuczestniczących aktywnie na RB (nazywana dalej również „usługa GWS”);
 - e. Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.
- (48) OSP dokonuje zakupu następujących usług w zakresie mocy bilansującej (nazewnictwo zgodne ze stosowanym w SOGL i EBGL):
- a. Rezerwy zastępczej (RR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganego poziomu rezerw FRR, pokrycia ewentualnego niezbilansowania systemu. Rezerwa ta odpowiada regulacji trójnej;
 - b. Rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego obejmującego więcej niż jeden obszar regulacyjny LFC – w celu przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej. Rezerwa ta odpowiada regulacji wtórnej;
 - c. Rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) – rezerwy mocy czynnej dostępnej w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania. Rezerwa ta odpowiada regulacji pierwotnej;
- (49) Z katalogu usług systemowych usunięte zostają następujące usługi:
- a. Operacyjna rezerwa mocy;
 - b. Usługa uruchomienia JG_w;
 - c. Praca interwencyjna;
 - d. Interwencyjna rezerwa zimna;
- (50) Nie wprowadza się zmian w zasadach pozyskiwania i rozliczania usługi ARNE, usługi GWS, pracy z zaniżeniem albo przeciążeniem oraz usługi odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.
- (51) Usługa interwencyjnej redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP zostaje ograniczona do programów bieżących IP-DSR, w ramach których przedmiotem zakupu przez OSP jest wyłącznie wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.

Rezerwa zastępcza

- (52) Usługę rezerwy zastępczej (RR) mogą świadczyć JG reprezentujące moduły wytwarzania energii, magazyny energii oraz sterowane odbiory energii, które przeszły właściwy proces prekwalfikacji prowadzony przez OSP.

Wymagania techniczne dla świadczenia usługi RR zostaną określone przez OSP w oddzielnym dokumencie. Co do zasady usługa RR odpowiada zdolności JG do zmiany obciążenia poprzez wykorzystanie Ofert Bilansujących w czasie dopuszczalnym do odtworzenia usługi FRR.

- (53) Usługa RR może być świadczona przez JG reprezentujące pojedyncze lub zagregowane zasoby w ramach pojedynczego węzła 110kV na SN, przy uwzględnieniu zasad reprezentacji zasobów w ramach JG opisanych w rozdz. III.
- (54) OSP pozyskuje usługę RR jako dwa niezależne produkty:
- „RR w górę” (RR^G) – co oznacza zdolność do dostawy energii do systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako RR;
 - „RR w dół” (RR^D) – co oznacza zdolność do odbioru energii z systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako RR;
- (55) Wolumen RR w górę i w dół, będący przedmiotem zakupu przez OSP, jest wyznaczany metodami statystycznymi, przy uwzględnieniu m.in. następujących czynników:
- Dokładności kontraktacji energii przez uczestników rynku w stosunku do ich faktycznego zapotrzebowania na energię oraz dokładności realizacji zgłoszonych programów pracy;
 - Dokładności prognozy zapotrzebowania na energię oraz prognoz generacji wiatrowej i PV;
 - Wolumenu mocy wymaganego do odbudowy mocy FRR;
 - Szybkości z jaką uczestnicy rynku mogą skorygować Programy Pracy (np. po wypadnięciu awaryjnym modułu wytwarzania energii), aby zapewnić zbilansowaną pozycję portfolio POB;
 - Mocy dostępnych na RB w poprzednich okresach, tj. mocy dostępnych w zgłoszonych Ofertach Bilansujących ponad Programy Pracy JG oraz ponad zakontraktowane moce RR, FRR i FCR oraz mocy dostępnych na europejskich platformach bilansujących.
- (56) Wolumen RR w górę i w dół, będący przedmiotem zakupu przez OSP, może być różny w poszczególnych godzinach doby handlowej, w tym w szczególności może przyjmować wielkość równą zero.
- (57) Moce zakontraktowane jako RR stanowią rezerwę OSP i muszą być uwzględnione w zgłaszanych przez URB DUB Grafikach Rezerw w Programach Pracy JG oraz:
- JG musi być w stanie pracy albo posiadać zdolność do szybkiego uruchomienia (zgodnie z wymaganiami określonymi w zasadach prekwalfikacji do świadczenia usługi);

- b. Grafik Obciążenia musi umożliwiać przyrost generacji lub ograniczenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy RR^G .
 - c. Grafik Obciążenia musi umożliwiać redukcję generacji lub zwiększenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy RR^D .
- (58) Wykorzystanie RR przez OSP (aktywacja) odbywa się poprzez zmianę bieżących punktów pracy JG w procesie handlowo-technicznego bilansowania zasobów KSE.
- (59) Energia dostarczona albo odebrana z systemu w wyniku wykorzystania RR jest rozliczana w ramach rozliczenia energii bilansującej.

Rezerwa odbudowy częstotliwości

- (60) Usługę rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR) mogą świadczyć JG reprezentujące wyłącznie moduły wytwarzania energii, magazyny energii oraz sterowane odbiory energii, które przeszły właściwy proces prekwalifikacji prowadzony przez OSP.

Wymagania techniczne dla świadczenia usługi FRR zostaną określone przez OSP w oddzielnym dokumencie. Co do zasady wymagania techniczne będą analogiczne do wymagań aktualnie stosowanych dla JWCD, przy uwzględnieniu pkt (62).

- (61) Usługa FRR może być świadczona przez JG reprezentujące pojedyncze lub zagregowane zasoby w ramach pojedynczego węzła 110kV na SN, przy uwzględnieniu zasad reprezentacji zasobów w ramach JG opisanych w rozdz. III.

- (62) OSP pozyskuje usługę FRR jako dwa niezależne produkty:

- a. „FRR w górę” (FRR^G) – co oznacza zdolność do dostawy energii do systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako FRR;
- b. „FRR w dół” (FRR^D) – co oznacza zdolność do odbioru energii z systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako FRR;

z zasobów prekwalifikowanych do świadczenia usługi aFRR lub mFRRd.

- (63) OSP pozyskuje usługę FRR^G i FRR^D z zasobów prekwalifikowanych do świadczenia następujących rodzajów usługi FRR:

- a. FRR z aktywacją automatyczną (aFRR) – aktualnie usługa świadczona przez JWCD ciepłne;
- b. FRR z aktywacją nieautomatyczną / ręczną bezpośrednią (mFRRd) – aktualnie usługa świadczona przez elektrownie szczytowo-pompowe w ramach usługi Praca interwencyjna.

- (64) Wolumen FRR w górę i w dół, będący przedmiotem zakupu przez OSP, odpowiada mocy niezbędnej do utrzymania częstotliwości i bilansu mocy na danym poziomie po wypadnięciu awaryjnym jednostki wytwórczej, odbioru, bądź elementu sieci skutkującego zmianą zapotrzebowania lub poziomem wytwarzania energii:

- a. Szacunkowy wolumen FRR^G w każdej godzinie doby handlowej odpowiada największemu możliwemu niezbilansowaniu systemu w wyniku awaryjnego wypadnięcia pojedynczego (największego) elementu systemu, tj. ok. 1100 MW, w tym co najmniej 500 MW jest wymagane w ramach aFRR^G.

- b. Wolumen FRR^D może być różny w poszczególnych godzinach doby handlowej w zależności od bieżących czynników mających wpływ na nagłą zmianę bilansu mocy w systemie, przy czym co najmniej 500 MW jest wymagane w ramach aFRR^D.
- (65) Moce zakontraktowane jako FRR stanowią rezerwę OSP i muszą być uwzględniane w zgłaszanych przez URB DUB Grafikach Rezerw w Programach Pracy JG oraz:
- a. JG musi być w stanie pracy albo posiadać zdolność do szybkiego uruchomienia (zgodnie z wymaganiami określonymi w zasadach prekwalifikacji do świadczenia usługi);
 - b. Grafik Obciążenia musi umożliwiać przyrost generacji lub ograniczenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy FRR^G;
 - c. Grafik Obciążenia musi umożliwiać redukcję generacji lub zwiększenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy FRR^D.
- (66) Wykorzystanie FRR przez OSP (aktywacja) odbywa się:
- a. W przypadku aFRR – zgodnie z zasadami aktywacji mocy przez regulator centralny mocy i częstotliwości (LFC), tj. wg rankingu cenowego;
 - b. W przypadku mFRR^d – ręcznie, bezpośrednio, zgodnie z rankingiem cenowym mocy, w sytuacjach znacznej nieplanowej zmiany zapotrzebowania na moc w KSE.
- (67) Energia dostarczona albo odebrana z systemu w wyniku wykorzystania FRR jest rozliczana w ramach rozliczenia energii bilansującej.

Rezerwa utrzymania częstotliwości

- (68) Usługę rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR) mogą świadczyć JG reprezentujące wyłącznie moduły wytwarzania, magazyny energii oraz sterowane odbiory, które przeszły właściwy proces prekwalifikacji prowadzony przez OSP.

Wymagania techniczne dla świadczenia usługi FCR zostaną określone przez OSP w oddzielnym dokumencie. Co do zasady wymagania techniczne będą analogiczne do wymagań aktualnie stosowanych dla JWCD, przy uwzględnieniu pkt (70).

- (69) Usługa FCR może być świadczona przez JG reprezentujące pojedyncze lub zagregowane zasoby w ramach pojedynczego węzła 110kV na SN, przy uwzględnieniu zasad reprezentacji zasobów w ramach JG opisanych w rozdz. III.
- (70) OSP pozyskuje usługę FCR jako dwa niezależne produkty:
- a. „FCR w górę” (FCR^G) – co oznacza zdolność do dostawy energii do systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako FCR;
 - b. „FCR w dół” (FCR^D) – co oznacza zdolność do odbioru energii z systemu KSE z mocy zakontraktowanych jako FCR;
- (71) Wolumen FCR w górę i w dół, będący przedmiotem zakupu przez OSP, jest wyznaczany wspólnie z innymi OSP obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej.
- Wielkość FCR wymagana do pozyskania przez OSP w Polsce wynosi obecnie 170 MW dla każdego z kierunków, dla każdej godziny doby handlowej.

- (72) Moce zakontraktowane jako FCR stanowią rezerwę OSP i muszą być uwzględniane w zgłaszanych przez URB DUB Grafikach Rezerw w Programach Pracy JG oraz:
- JG musi być w stanie pracy;
 - Grafik Obciążenia musi umożliwiać przyrost generacji lub ograniczenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy FCR^G;
 - Grafik Obciążenia musi umożliwiać redukcję generacji lub zwiększenie odbioru o wolumen zakontraktowanych mocy FCR^D.
- (73) Wykorzystanie FCR (aktywacja) odbywa się lokalnie w funkcji zmiany częstotliwości w KSE.
- (74) Energia dostarczona albo odebrana z systemu w wyniku wykorzystania FCR jest rozliczana na zasadach ogólnych w ramach rozliczenia energii bilansującej.

V. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych na RB

Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych

(75) Dane handlowe i techniczne zgłaszane na RB przez URB są bezpośrednio powiązane z funkcją POB lub DUB pełnioną przez URB.

(76) URB POB zgłasza Umowy Sprzedaży Energi (USE) zawarte z innymi POB.

Zgłoszone USE dotyczą JB posiadanych przez POB bez konieczności podziału USE na JG posiadane przez DUB, bilansowane handlowo w danej JB.

OSP rozważa możliwość wprowadzenia mechanizmu samodzielnego pozyskiwania wymaganych mocy bilansujących przez POB dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców. W przypadku wprowadzenia takiego mechanizmu zakres zgłaszanych danych będzie rozszerzony o informację nt. zawartych transakcji handlowych na moce bilansujące (FCR, FRR, RR).

(77) URB DUB zgłasza następujące dane handlowe i techniczne:

- a. Oferty Portfolio na Moce Bilansujące dla DUB.
- b. Programy Pracy (PP) dla każdej posiadanej JG;
- c. Oferty Bilansujące (OB) dla każdej posiadanej JG;
- d. Oferty na Moce Bilansujące (OM) dla każdej posiadanej JG, w zakresie w jakim JG jest kwalifikowana do świadczenia mocy bilansujących;

(78) Zgłaszanie danych handlowych i technicznych jest dokonywane w ramach:

- a. Bramki zgłoszeń danych w Trybie Podstawowym kontraktacji mocy bilansujących, w godz. od 8:00 do 8:30 doby $d-1$ dla doby handlowej d :
 - Zgłoszenia Ofert Portfolio na Moce Bilansujące (dotyczą poszczególnych godzin doby handlowej d);
- b. Bramki zgłoszeń danych na Rynku Bilansującym Dnia Następnego (RBN), w godz. od 10:00 do 14:30 doby $d-1$ dla doby handlowej d :
 - Zgłoszenia USE (dotyczą poszczególnych ORN doby handlowej d);
 - Zgłoszenia Programów Pracy (dotyczą poszczególnych ORN doby handlowej d albo dób handlowych $d-1$ i d w przypadku, gdy w ramach zgłoszenia jest konieczna aktualizacja Programu Pracy również dla doby $d-1$);
 - Zgłoszenia Ofert Bilansujących (dotyczą poszczególnych ORN doby handlowej d);
 - Zgłoszenia Ofert na Moce Bilansujące (dotyczą poszczególnych ORN doby handlowej d).

ORN oznacza okres rozliczenia niezbilansowania na RB.

- c. Bramki zgłoszeń danych na Rynku Bilansującym Dnia Bieżącego (RBB), w godz. od 15:30 doby $d-1$ do godz. 22:05 doby d dla doby handlowej d .

Zakres zgłaszanych danych jak w ramach bramki zgłoszeń danych na RBN.

Niezależnie od zgłoszenia powyżej wskazanych danych, są przekazywane dane ruchowe pomiędzy służbami dyspozytorskimi DUB i OSP.

- (79) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych dokonane na RBN w dobie $d-1$ dotyczy wszystkich ORN doby handlowej d .
- (80) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych dotyczące doby handlowej d , dokonane na RBB w dobie $d-1$ albo w dobie d :
 - a. Dotyczy okresu doby handlowej d , obejmującego nieprzerwany ciąg ORN od określonej godziny doby handlowej do końca doby handlowej, z zastrzeżeniem pkt (81);
 - b. Musi być dostarczone do OSP najpóźniej na 55 minut przed rozpoczęciem godziny h doby handlowej d wskazanej w zgłoszeniu jako pierwsza godzina okresu którego dotyczy zgłoszenie.
- (81) Zgłoszenie Programu Pracy dla JG dotyczące doby handlowej $d-1$, w przypadku gdy dokonane zostało już zgłoszenie Programu Pracy dla tej JG dla doby handlowej d , obejmuje nieprzerwany ciąg ORN od wskazanej godziny doby handlowej $d-1$ do końca doby handlowej d .
- (82) Zgłoszenie danych na RBB umożliwia zgłoszenie USE zawartych na rynku dnia bieżącego oraz aktualizację przyjętych do realizacji Programów Pracy oraz przyjętych Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące w ramach RBN lub poprzednich iteracji obsługi zgłoszeń danych na RBB.
- (83) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych muszą spełniać wymagania określone przez OSP. OSP weryfikuje poprawność zgłoszenia danych handlowych i technicznych. W przypadku negatywnej weryfikacji zgłoszenia są odrzucane lub korygowane przez OSP zgodnie z zasadami określonymi w dalszej części Konceptji. Zgłoszenia danych odrzucone przez OSP nie są uwzględniane w procesie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.
- (84) Opis zgłoszeń Programów Pracy, Ofert Bilansujących i Ofert na Moce Bilansujące, przedstawiony w dalszych punktach, jest stosowany odpowiednio dla JG reprezentujących moduły wytwarzania energii, sterowane odbiory albo magazyny energii, o ile nie zostały przedstawione szczególne zasady dla JG reprezentujących określone zasoby systemu.

Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii

- (85) Zgłoszenia USE dla JB dla danej doby handlowej są dokonywane na RB przez URB POB posiadającego daną JB w dwóch, następujących po sobie etapach:
 - a. Zgłoszenia USE dla Dnia Następnego – obowiązkowe, dokonywane w ramach RBN;
 - b. Zgłoszenia USE dla Dnia Bieżącego – opcjonalne, dokonywane w ramach RBB.

Zgłoszenia USE w ramach RBB umożliwiają modyfikację (zwiększenie albo zmniejszenie) pozycji bilansowej wynikającej ze zgłoszeń USE dokonanych w ramach RBN.

- (86) Zgłoszenie USE zawiera dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej (oddanie i pobór energii elektrycznej), wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez JB danego URB POB.
- (87) Dane handlowe przekazywane w zgłoszeniach USE przez poszczególne strony powinny być zbilansowane, tj. ilości energii oddanej przez jedną stronę transakcji handlowej oraz pobranej przez drugą stronę transakcji handlowej powinny być sobie równe.
- (88) Zgłoszenie USE dla danej JB i danej doby handlowej, dokonane przez danego URB POB, zawiera:
- Dane identyfikacyjne POB zgłaszającego USE;
 - Dane identyfikacyjne JB, której dotyczy zgłoszenie USE;
 - Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie USE;
 - Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina doby handlowej;
- W zgłoszeniach USE dokonanych na RBN Aktywny Okres Zgłoszenia zawsze odpowiada całej dobie handlowej *d*.
- Dane handlowe dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla każdego ORN z tego okresu, wyrażone w wielkościach netto:
 - Sumaryczną ilość dostaw energii elektrycznej;
 - Dane o zawartych transakcjach handlowych: dla każdej transakcji handlowej dane identyfikacyjne JB oraz POB posiadającego daną JB, z którą zawarto transakcję, oraz ilość dostaw energii elektrycznej z tą JB z dokładnością do 0,001 MWh.
- (89) Weryfikacja poprawności zgłoszeń USE dla JB jest realizowana zgodnie z zasadami analogicznymi do stosowanych obecnie. W przypadku braku zgodności danych w zgłoszeniach USE dokonanych przez obie strony transakcji, jako przyjęte do realizacji są przyjmowane USE ze zgłoszenia o wyższym priorytecie (najwyższy priorytet posiadają zgłoszenia dokonane przez URB_{GE}, a w następnej kolejności zgłoszenia dokonane w trybie jednostronnym oraz zgłoszenia dokonane przez stronę sprzedającą).
- (90) W wyniku weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBN i RBB, 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}) z USE realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi.
- (91) W przypadku awarii systemów informatycznych URB_{GE} uniemożliwiającej dokonanie terminowego Zgłoszenia USE w ramach RBB, OSP ma prawo, na wniosek danego URB_{GE}, otworzyć w trybie awaryjnym bramkę Zgłoszeń USE w ramach RBB dla danej doby handlowej, wyłącznie dla tego URB_{GE}, zgodnie z aktualnie obowiązującymi zasadami.

Zgłaszanie Programów Pracy

(92) Zgłoszenia Programów Pracy (PP) dla JG dla danej doby handlowej są dokonywane na RB przez URB DUB w ramach bramki zgłoszeń danych na RBN (zgłoszenie obowiązkowe) oraz RBB (zgłoszenie opcjonalne).

(93) Zgłoszenie PP dla JG zawiera następujące dane:

- a. Dane identyfikacyjne DUB zgłaszającego PP;
- b. Dane identyfikacyjne JG, której dotyczy zgłoszenie PP;
- c. Daty dób handlowych, których dotyczy zgłoszenie PP;
- d. Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin których dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina danej doby handlowej albo kolejnej doby handlowej w przypadku, o którym mowa w pkt (81) Koncepcji;

W zgłoszeniach PP dokonanych na RBN Aktywny Okres Zgłoszenia zawsze odpowiada całej dobie handlowej *d*.

- e. Dane techniczne dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla każdego ORN z tego okresu, wyrażone w wielkościach netto:

- Maksymalna moc dyspozycyjna JG;
- Minimalna moc dyspozycyjna JG;
- Stan JG: postój (R) albo uruchomienie (U) albo praca (P);
- Wartość Znacznika Wymaganej Pracy (ZWP);

ZWP dotyczy wyłącznie JG ze Znacznikiem Aktywności równym 1 (ZAK=1) i może przyjmować wartość równą 1 (ZWP=1, wymagana praca) wyłącznie dla ORN ze stanem JG równym U albo P. ZWP=1 oznacza brak możliwości odstawienia JG w procesie bilansowania zasobów KSE ze względu na uwarunkowania pracy elektrowni lub JG;

- Moce netto obciążenia JG wyrażone w [MW] dla chwil odpowiadających zakończeniu poszczególnych ORN – Grafik Obciążenia JG (GO);

Przejście pomiędzy poszczególnymi wielkościami obciążenia dla poszczególnych ORN jest realizowane liniowo, z wypadkową szybkością dociążania / odciążania JG (rampą) odpowiadającą wielkości zmiany obciążenia i czasu trwania ORN;

- Moce netto JG zarezerwowane do świadczenia poszczególnych typów *r* usług mocy bilansującej – Grafiki Rezerw poszczególnych typów *r* (GR^r).

(94) Zgłoszenia PP przez DUB dla posiadanych JG dokonane w trakcie bramki zgłoszeń danych na RBN powinny zawierać Grafiki Rezerw JG stanowiące wypełnienie zobowiązania DUB z kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym.

(95) Zgłoszenie PP dla JG w ramach RBB modyfikuje (nadpisuje) wielkości PP dla JG przyjęte do realizacji w ramach RBN lub poprzedniej iteracji obsługi zgłoszeń PP na RBB, w zakresie danych dla ORN objętych Aktywnym Okresem Zgłoszenia,

z zastrzeżeniem Grafików Rezerw w PP zgłoszonych na RBN jako realizacja zobowiązań z kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym, dla których może mieć miejsce wyłącznie zwiększenie wolumenu Grafiku Rezerw dla danej JG.

Grafiki Rezerw zgłaszane w ramach RBB powinny uwzględniać moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym, przy czym w okresie do czasu zgłoszenia przez DUB aktualizacji Programu Pracy w ramach RBB, moce zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym są uwzględniane bezpośrednio przez OSP w planie BPKD oraz w Programie Pracy Skorygowanym JG, pod warunkiem utrzymania przez DUB dostępnych zdolności JG dla tych mocy.

DUB może zgłosić Grafik Rezerw aFRR i mFRRd ponad moce zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym (i w Trybie Podstawowym). Nie dotyczy to Grafików Rezerw dla FCR, które powinny odpowiadać wielkościom zakontraktowanym.

(96) Zgłoszenie PP dla JG musi spełniać następujące warunki:

- a. Poprawność danych identyfikacyjnych DUB zgłaszającego PP, danych identyfikacyjnych JG, której dotyczy zgłoszenie oraz dat dób handlowych i Aktywnego Okresu Zgłoszenia;
- b. W zgłoszeniu PP dla JG dokonanego w dobie $d-1$, w przypadku gdy miało już miejsce zgłoszenie PP dla tej JG dla doby handlowej d , ostatnią godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia musi być ostatnia godzina doby handlowej d (zgodnie z pkt (81) Koncepcji);
- c. Dla każdego ORN maksymalna moc dyspozycyjna JG musi być większa lub równa minimalnej mocy dyspozycyjnej JG;

Ponadto maksymalna moc dyspozycyjna JG nie może być większa od mocy maksymalnej technicznej JG oraz minimalna moc dyspozycyjna JG nie może być mniejsza od mocy minimum technicznego JG;

- d. Grafik Obciążenia w zgłoszeniu PP dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia i Grafik Obciążenia dla ORN bezpośrednio poprzedzającego pierwszą godzinę Aktywnego Okresu Zgłoszenia według aktualnego Programu Pracy Zweryfikowanego (patrz pkt (101)) dla tego ORN, muszą uwzględniać wszystkie ograniczenia techniczne danej JG / elektrowni, o których mowa w pkt (171) Koncepcji;
- e. Grafiki Rezerw określone w danym zgłoszeniu PP:
 - Muszą uwzględniać dostępność mocy JG wynikającą z Grafiku Obciążenia, maksymalnej i minimalnej mocy dyspozycyjnej JG (wszystkie wielkości wyrażone w wartościach netto);
 - Muszą uwzględniać ograniczenia sieciowe, ograniczenia na wielkość mocy bilansujących świadczonych w danej lokalizacji, zgodnie z pkt (137) i (141).
 - W przypadku zgłoszeń na RBN, powinny wypełniać zobowiązania DUB z kontraktacji mocy bilansujących w Trybie Podstawowym (warunek uwzględniony w rozliczeniach);

- W przypadku zgłoszeń na RBB, powinny uwzględniać Grafiki Rezerw odpowiadające zakontraktowanym mocom w Trybie Podstawowym i Uzupełniającym;
 - f. W danym ORN moc JG może być zgłoszona jako Grafik Rezerwy tylko, jeśli JG jest w stanie praca albo ma możliwość bardzo szybkiego uruchomienia (np. elektrownie szczytowo-pompowe);
 - g. W przypadku gdy JG jest w stanie postój w danym ORN, zgodnie z ostatnim przyjętym do realizacji zgłoszeniem PP, i jednocześnie JG została zaplanowana przez OSP do pracy z obciążeniem w danym ORN co najmniej na poziomie minimalnej mocy dyspozycyjnej, to w kolejnym zgłoszeniu PP dokonanym przez DUB może zostać podany Grafik Obciążenia JG dla tego ORN równy minimalnej mocy dyspozycyjnej JG z pomięciem charakterystyki uruchomienia JG;
- Zgłoszenie PP opisane powyżej oznacza „przejęcie” przez DUB uruchomienia poleconego wcześniej przez OSP, co jest uwzględnione w zasadach rozliczeń RB.
- (97) OSP weryfikuje zgłoszenie PP dla JG w następujący sposób:
- a. Jeżeli w co najmniej jednym ORN dla Aktywnego Okresu Zgłoszenia maksymalna moc dyspozycyjna JG jest niższa niż minimalna moc dyspozycyjna JG, lub nie są spełnione ograniczenia techniczne pracy JG lub nie jest zachowana ciągłość Grafiku Obciążenia, w tym z obciążeniem zgłoszonym wcześniej dla ORN poprzedzającego Aktywny Okres Zgłoszenia, to zgłoszenie PP zostaje odrzucone w całości;
- W przypadku odrzucenia zgłoszenia PP dla JG obowiązuje ostatnie poprawne zgłoszenie PP przyjęte do realizacji dla tej JG. W przypadku braku poprzedniego przyjętego zgłoszenia PP, przyjmuje się PP odpowiadający postojowi JG.
- b. Jeżeli weryfikacja w zakresie wskazanym w ppkt a. została zakończona z wynikiem pozytywnym, to sprawdzana jest dostępność mocy JG dla Grafików Rezerw w następującej kolejności: FCR, aFRR, mFRRd i RR; W przypadku braku dostępnej mocy dla danego Grafiku Rezerw jego wartość jest ustalana na 0 MW dla danego ORN.
 - c. Jeżeli Grafiki Rezerw dla danej JG nie spełniają ograniczeń sieciowych, o których mowa w pkt (96) ppkt e, to wartość tych Grafików Rezerw JG jest ustalana na 0 MW dla danego ORN w następującej kolejności: RR, mFRRd, aFRR i FCR, i w rozliczeniach jest uwzględniony wpływ wyzerowania grafiku na realizację zobowiązań kontraktowych.
- (98) W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP dla JG jest wyznaczany:
- a. PP przyjęty do realizacji w ramach RBN, w tym Grafik Obciążenia (GO^{RBN}) oraz Grafiki Rezerw poszczególnych typów r (GR^{RBNr});
 - b. PP przyjęty do realizacji w ramach RBB, w tym Grafik Obciążenia (GO^{RBB}) oraz Grafiki Rezerw poszczególnych typów r (GR^{RBBr});
- (99) 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;

(100) W przypadku JG reprezentujących sterowane odbiory energii (JG_o) OSP rozważa wprowadzenie dodatkowych mechanizmów kontroli poprawności zgłaszania Grafiku Obciążenia JG_o w Programie Pracy oraz poprawności realizacji poleceń ruchowych, ponad mechanizm dyscypliny ruchowej przedstawiony w pkt X Koncepcji.

(101) W procesie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi OSP wykorzystuje dla danej JG Program Pracy Zweryfikowany (PPZ), którym domyślnie jest PPD. W przypadku wystąpienia zdarzeń ruchowych mających wpływ na dyspozycyjność JG PPZ jest aktualizowany przez OSP.

Aktualizacja PPZ dla JG na podstawie danych służb ruchowych o dyspozycyjności JG jest realizowana przez OSP w następujący sposób, dla poszczególnych ORN, których dotyczy zgłoszenie ubytku mocy / niedyspozycyjności JG:

- a. Maksymalna i minimalna moc dyspozycyjna netto JG jest ustalana na podstawie danych ruchowych;
- b. W przypadku ubytku mocy wymuszającego awaryjne odstawienie JG, wprowadzany jest stan postój z kwalifikacją awaria, a Grafiki Obciążenia i Grafiki Rezerw JG są równe zero.
- c. W przypadku ubytku mocy nie wpływającego na stan pracy JG:
 - Grafiki Obciążenia, w wymagających tego przypadkach, jest korygowany do wielkości odpowiadających minimalnej i maksymalnej mocy dyspozycyjnej JG;
 - Sprawdzana jest możliwość realizacji zgłoszonych Grafików Rezerw ze względu na zaktualizowaną dostępność mocy JG i Grafiki Obciążenia, w następującej kolejności: FCR, aFRR, mFRR i RR. W przypadku braku dostępnej mocy dla danego Grafiku Rezerw jego wartość jest ustalana na 0 MW dla danego ORN.

(102) PPZ dla danej JG w zakresie ORN, dla których jest otwarta bramka zgłoszeń danych może zostać zaktualizowany w wyniku zgłoszenia nowego PP przez URB DUB, który będzie podstawą do wyznaczenia PPD i PPZ zgodnego z aktualną dyspozycyjnością JG.

(103) PPZ odpowiada PPD, w przypadku gdy PPD jest zgodny z rzeczywistą dyspozycyjnością JG.

Zgłaszanie Ofert Bilansujących

(104) Zgłoszenia Ofert Bilansujących dla JG dla danej doby handlowej są dokonywane na RB przez URB DUB w ramach bramki zgłoszeń danych na RBN (zgłoszenie obowiązkowe) oraz RBB (zgłoszenie opcjonalne), z zastrzeżeniem pkt (107).

(105) Zgłoszenie Oferty Bilansującej zawiera:

- a. Dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe wytwarzania energii elektrycznej (część handlowa oferty);
- b. Dane techniczne określające możliwości i uwarunkowania techniczne wytwarzania energii elektrycznej (część techniczna oferty);

określające uwarunkowania zmiany Grafiku Obciążenia JG w procesie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

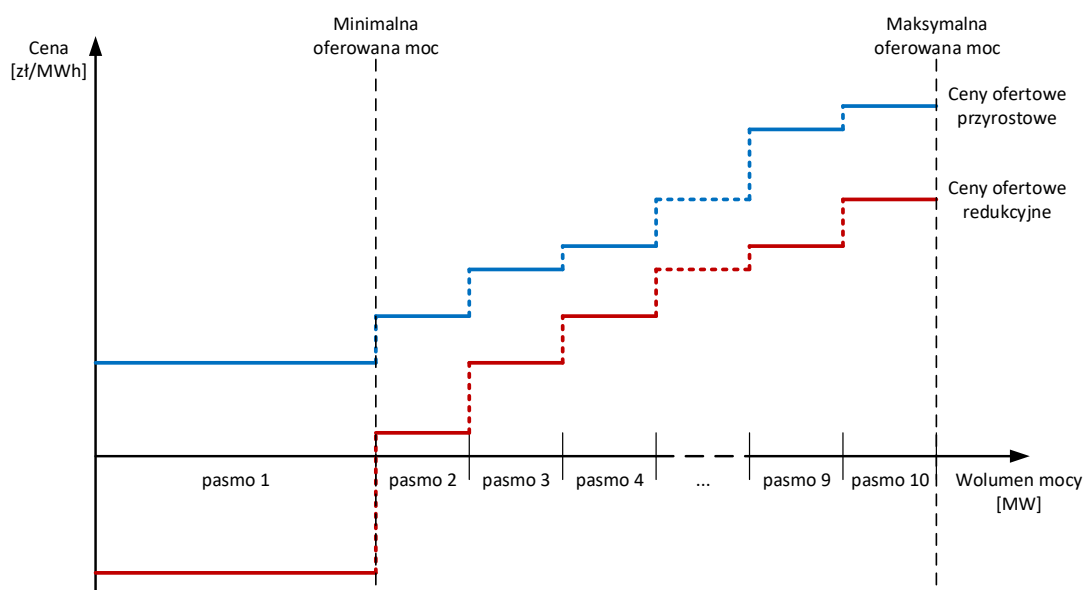
(106) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa dla danej JG zawiera:

- Dane identyfikacyjne DUB zgłaszającego Ofertę Bilansującą;
- Dane identyfikacyjne JG, której dotyczy zgłoszenie Oferty Bilansującej;
- Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie Oferty Bilansującej;
- Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina doby handlowej;

W zgłoszeniach Ofert Bilansujących dokonanych na RBN Aktywny Okres Zgłoszenia zawsze odpowiada całej dobie handlowej d ;

- Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla poszczególnych ORN Aktywnego Okresu Zgłoszenia (moce wyrażone w wielkościach netto):
 - Maksymalna oferowana moc JG [MW];
 - Minimalna oferowana moc JG [MW];
 - Pasmo mocy przeciążeń JG [MW];
 - Pasmo mocy zaniżeń JG [MW];
 - Dla każdego pasma ofertowego JG (maksymalnie 10 pasm):
 - Oferowany wolumen mocy (POE) [MW];
 - Cenę ofertową przyrostową (COE^+) [zł/MWh];
 - Cenę ofertową redukcyjną (COE^-) [zł/MWh];
 - Współczynnik podziału energii bilansującej JG pomiędzy poszczególne JB w przypadku, gdy JG składa się z zasobów reprezentowanych w więcej niż jednej JB.

Rysunek nr V.1. przedstawia ilustrację danych handlowo-technicznych ze zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa dla JG z ZAK=1 dla danego ORN.



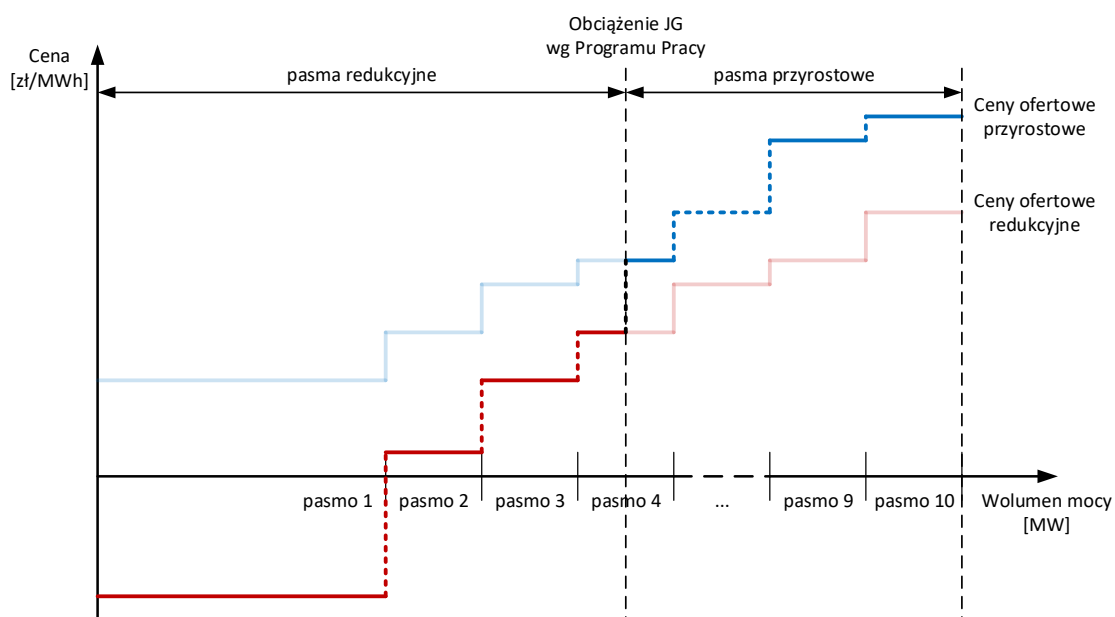
*Rysunek V.1. Ilustracja danych handlowo-technicznych ze zgłoszenia
Oferty Bilansującej – część handlowa dla JG z ZAK=1 dla danego ORN.*

- (107) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna dla danej JG zawiera dane analogiczne do danych obecnie przekazywanych. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna może być dokonane wyłącznie w ramach bramki zgłoszeń danych na RBN. Brak dokonania zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna na RBN oznacza, że obowiązują dane techniczne z ostatniej poprawnie zgłoszonej oferty.
- (108) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa poza poprawnością danych formalnych, musi spełniać następujące warunki dla każdego ORN objętego Aktywnym Okresem Zgłoszenia:
- a. Ceny ofertowe przyrostowe dla poszczególnych pasm muszą być rosnące w kolejnych pasmach;
 - b. Ceny ofertowe redukcyjne dla poszczególnych pasm muszą być rosnące w kolejnych pasmach;
 - c. Ceny ofertowe przyrostowe i redukcyjne dla kolejnych pasm muszą spełniać ograniczenia na minimalną i maksymalną wartość ceny ofertowej $< -50000\text{zł}/MWh; 50000\text{zł}/MWh >$;
 - d. Cena ofertowa przyrostowa dla danego pasma JG nie może być niższa niż cena redukcyjna dla tego pasma.
 - e. Maksymalna oferowana moc JG musi być większa lub równa minimalnej oferowanej mocy JG. Ponadto:
 - Dla JG ze znacznikiem ZAK=1, wielkości oferowanej mocy maksymalnej i minimalnej musi odpowiadać mocy maksymalnej (osiągalnej) i mocy minimalnej technicznej JG.

Wykorzystanie Oferty Bilansującej, pomimo jej zgłoszenia dla pełnych mocy JG, będzie uwzględniało aktualną dyspozycyjność JG.

 - Dla JG ze znacznikiem ZAK=2, wielkość oferowanej mocy maksymalnej musi być nie większa niż maksymalna moc dyspozycyjna JG i nie mniejsza niż Grafik Obciążenia, a wielkość oferowanej mocy minimalnej powinna być nie mniejsza niż minimalna moc dyspozycyjna JG i nie większa niż Grafik Obciążenia.
 - f. Suma mocy oferowanych w pasmach musi być równa
 - Dla JG ze znacznikiem ZAK=1, maksymalnej oferowanej mocy JG, przy czym wolumen mocy pierwszego pasma musi być równy minimalnej oferowanej mocy JG;
 - Dla JG ze znacznikiem ZAK=2, różnicy pomiędzy maksymalną oferowaną mocą JG a minimalną oferowaną mocą JG ;
 - g. Suma mocy oferowanych w pasmach musi obejmować Grafiki Rezerw zgłoszone w Programie Pracy.
- (109) Zgłoszenie Oferty Bilansującej na RBN pozytywnie zweryfikowane przez OSP wyznacza przyjętą Ofertę Bilansującą.

- (110) W przypadku odrzucenia zgłoszenia Oferty Bilansującej na RBN albo braku zgłoszenia Oferty Bilansującej na RBN, przyjęta Oferta Bilansująca jest wyznaczana następująco:
- Dla JG ze znacznikiem ZAK=1 – na podstawie Zastępczej Oferty Bilansującej;
 - Dla JG ze znacznikiem ZAK=2 – oferowane moce przyrostowe i redukcyjne są zerowe;
- (111) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa dla JG na RBB modyfikuje (nadpisuje) wielkości przyjęte w ramach RBN lub poprzedniej iteracji obsługi zgłoszeń Ofert Bilansujących na RBB, w zakresie danych objętych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.
- (112) Zgłoszenie Oferty Bilansującej dla danej JG na RBB poza spełnieniem warunków z pkt (108) musi dodatkowo spełniać następujące warunki:
- Cena ofertowa danego pasma przyrostowego dla danego ORN musi być nie mniejsza niż cena każdego odpowiadającego mu pasma przyrostowego dla danego ORN z poprzedniego poprawnego zgłoszenia Oferty Bilansującej;
 - Cena ofertowa danego pasma redukcyjnego dla danego ORN musi być nie większa niż cena każdego odpowiadającego mu pasma redukcyjnego dla danego ORN z poprzedniego poprawnego zgłoszenia Oferty Bilansującej.
- (113) Pasma przyrostowe i redukcyjne JG uwzględnione w procesie bilansowania zasobów KSE są wyznaczone na podstawie wolumenów mocy pasm i odpowiadających im cen przyrostowych i redukcyjnych w ostatniej przyjętej Ofercie Bilansującej oraz Grafiku Obciążenia JG z ostatniego poprawnego zgłoszenia Programu Pracy.



Rysunek V.2. Ilustracja wyznaczenia części redukcyjnej i przyrostowej Oferty Bilansującej dla danego obciążenia z Programu Pracy JG z ZAK=1.

- (114) Każde zgłoszenie Oferty Bilansującej dla danej JG, dokonane na RBN lub na RBB, jest weryfikowane przez OSP niezwłocznie po jego dokonaniu jak również po pozytywnej weryfikacji każdego nowego zgłoszenia PP dotyczącego danej JG.

Zgłaszanie Ofert Portfolio na Moce Bilansujące

(115) Zgłoszenia Ofert Portfolio na Moce Bilansujące dla DUB dla doby handlowej d są opcjonalne i są dokonywane na RB przez URB DUB w ramach bramki zgłoszeń danych w godz. od 8:00 do 8:30 doby $d-1$.

(116) Oferta Portfolio na Moce Bilansujące zawiera:

- a. Dane identyfikacyjne DUB i zgłaszającego Ofertę Portfolio o na Moce Bilansujące;
- b. Datę doby handlowej, której dotyczy Oferta Portfolio na Moc Bilansującą;
- c. Dla każdej godziny h doby handlowej oraz dla każdego typu r usługi mocy bilansującej, której dotyczy oferta, $r \in R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$:
 - Oferowany wolumen mocy bilansującej typu r (POM_{ioh}^r) [MW];
 Oferowany wolumen netto mocy bilansującej danego typu nie może być mniejszy niż 1 MW.
 Oferowany wolumen mocy jest podzielny, wolumen przyjęty w wyniku aukcji dla godziny h może być z przedziału obustronnie domkniętego od 0 do POM_{ioh}^r .
 - Cenę ofertową (jednostkową) dla oferowanego wolumenu mocy bilansującej typu r (COM_{ioh}^r) [PLN/MW-h];
 Opcjonalnie, w przypadku usługi innej niż RR, jednostkową cenę ofertową dla oferowanego wolumenu mocy bilansującej do kontraktacji jako RR (odpowiednio RR^G, RR^D) ($COMRR_{ioh}^r$) [PLN/MW-h].

(117) DUB może zgłosić do 10 Ofert Portfolio na Moce Bilansujące dla danej doby handlowej.

(118) DUB zgłaszając Ofertę Portfolio na Moce Bilansujące uwzględnia możliwość świadczenia usług mocy bilansującej ze względu na ograniczenia sieciowe, tj. ograniczenia na wielkość mocy bilansujących świadczonych w danej lokalizacji, dotyczące doby handlowej d opublikowane przez OSP do godz. 7:30 doby $d-1$.

(119) 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.

(120) Suma mocy bilansującej zgłoszonej przez DUB w ofertach dla poszczególnych godzin doby handlowej d , dla poszczególnych usług mocy bilansującej nie może być wyższa niż wielkość prekwalfikowanych mocy JG w ramach poszczególnych usług, posiadanych przez DUB. W przypadku niespełnienia tego warunku w procesie kontraktacji nie są uwzględniane moce o najwyższych cenach, które nie mają pokrycia w mocach bilansujących prekwalfikowanych JG.

Zgłaszanie Ofert na Moce Bilansujące

(121) Zgłoszenia Ofert na Moce Bilansujące dla JG dla danej doby handlowej są dokonywane na RB przez URB DUB w ramach bramki zgłoszeń danych na RBN (zgłoszenie obowiązkowe), z zastrzeżeniem pkt (122), oraz RBB (zgłoszenie opcjonalne).

(122) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące na RBN jest obowiązkowe dla JG ze znacznikiem ZAK=1 i dotyczy usług mocy bilansujących, w zakresie których JG jest prekwalfikowana do ich świadczenia.

(123) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące dla JG zawiera:

- a. Dane identyfikacyjne DUB zgłaszającego Ofertę na Moce Bilansujące;
- b. Dane identyfikacyjne JG j , której dotyczy zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące;
- c. Datę Doby Handlowej, której dotyczy zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące;
- d. Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina doby handlowej;

W zgłoszeniach Ofert na Moce Bilansujące dokonanych na RBN Aktywny Okres Zgłoszenia zawsze odpowiada całej dobie handlowej d ;

- e. Typy usług mocy bilansujących, których dotyczy zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące;
- f. Dane handlowe zgłoszenia dla poszczególnych ORN Aktywnego Okresu Zgłoszenia oraz poszczególnych typów r usługi na moce bilansujące, $r \in R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$:

- Minimalny i maksymalny oferowany wolumen netto mocy bilansującej typu r ($POM_{jt}^{r,Min}, POM_{jt}^{r,Max^r}$) [MW];

Maksymalny oferowany wolumen netto mocy bilansującej danego typu nie może być mniejszy niż 1 MW.

Moc oferowana w zakresie $0 - POM^{Min}$ oznacza niepodzielny wolumen mocy, a w zakresie $POM^{Min} - POM^{Max}$ podzielny, czyli wynik kontraktacji oferty może wynosić: 0 albo Min albo Max albo dowolna wielkość pomiędzy POM^{Min} i POM^{Max} .

DUB ma możliwość wskazania, że wolumen $POM^{Min} - POM^{Max}$ jest niepodzielny i wtedy dopuszczalny wynik kontraktacji, to: 0 albo POM^{Min} albo POM^{Max} .

- Cenę ofertową (jednostkową) dla oferowanego wolumenu mocy bilansującej typu r (COM_{jt}^r) [zł/MW-h];

W okresie przejściowym (do końca 2021 r.), w przypadku braku dostosowania układów regulacji do możliwości świadczenia usług FCR i aFRR w podziale na kierunek, jest możliwe oznaczenie w konfiguracji JG, że FCR^G i FCR^D oraz $aFRR^G$ i $aFRR^D$ mogą być załączone tylko symetrycznie (w górę i w dół).

(124) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące jest dokonywane niezależnie od wolumenów zgłoszonych jako Grafiki Rezerw w Programie Pracy. Oznacza to, że oferowane wolumeny mocy bilansującej są wyrażone w wartościach bezwzględnych, a nie względnych w stosunku do Grafików Rezerw.

(125) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące musi spełniać następujące warunki:

- a. JG musi być prekwalfikowana do świadczenia danego typu usługi na moc bilansującą;

- b. W każdym ORN, którego dotyczy Oferta na Moce Bilansujące, minimalny oferowany wolumen mocy bilansującej danego typu jest mniejszy lub równy maksymalnemu oferowanemu wolumenowi mocy bilansującej tego typu oraz jest mniejszy lub równy zgłoszonemu w Grafiku Rezerw wolumenowi mocy bilansującej;
- c. Maksymalny oferowany wolumen mocy bilansującej musi być mniejszy lub równy prekwalifikowanej wielkości mocy bilansującej danej JG, a w przypadku JG, dla której znacznik ZAK=1, musi być równy prekwalifikowanej wielkości mocy bilansującej danej JG.

Maksymalny oferowany wolumen mocy bilansującej (ZAK=1 i ZAK=2) musi być większy lub równy zgłoszonemu w Grafiku Rezerw wolumenowi mocy bilansującej.

(126) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące na RBN pozytywnie zweryfikowane przez OSP wyznacza Przyjętą Ofertę na Moce Bilansujące.

(127) W przypadku odrzucenia zgłoszenia Oferty na Moce Bilansujące na RBN albo braku zgłoszenia Oferty na Moce Bilansujące na RBN, przyjęta Oferta na Moce Bilansujące jest wyznaczana następująco:

- a. Dla JG ze znacznikiem ZAK=1 – na podstawie Zastępczej Oferty na Moce Bilansujące, w zakresie w jakim JG jest prekwalifikowana do świadczenia usług na moce bilansujące;

Dla JG ze znacznikiem ZAK=1 jest obowiązek zdefiniowania przez DUB Zastępczej Oferty na Moce Bilansujące;

- b. Dla JG ze znacznikiem ZAK=2 – oferowane moce bilansujące są zerowe;

(128) Zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące na RBB modyfikuje (nadpisuje) wielkości przyjęte w ramach RBN lub poprzedniej iteracji obsługi zgłoszeń Ofert na Moce Bilansujące na RBB, w zakresie danych objętych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.

(129) Każde zgłoszenie Oferty na Moce Bilansujące dla danej JG, dokonane na RBN lub RBB, jest weryfikowane przez OSP niezwłocznie po jego dokonaniu jak również po pozytywnej weryfikacji każdego nowego zgłoszenia PP dotyczącego danej JG.

(130) W danym procesie kontraktacji usług na moce bilansujące w Trybie Uzupełniającym, o którym mowa w pkt VI Koncepcji, OSP bierze pod uwagę ostatnie, pozytywnie zweryfikowane, zgłoszenia Ofert na Moce Bilansujące. Dodatkowo, przed każdym procesem kontraktacji usług mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym, OSP sprawdza dostępność mocy JG ze względu na dyspozycyjność JG i na ograniczenia sieciowe. W przypadku niedostępności mocy JG ze względu na ograniczenia sieciowe maksymalny oferowany wolumen mocy bilansującej poszczególnych typów, zawarty w Ofercie na Moce bilansujące, jest korygowany na potrzeby danego procesu kontraktacji usług mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym. Jeżeli w wyniku niniejszej korekty Oferta na Moce Bilansujące nie zostanie pozytywnie zweryfikowana, to nie jest ona brana pod uwagę w danym procesie kontraktacji usług mocy bilansujących.

VI. Kontraktacja usług w zakresie mocy bilansujących

Ogólne zasady kontraktacji

- (131) OSP w celu zapewnienia bezpiecznej pracy KSE pozyskuje moce bilansujące (FCR, FRR i RR) dla każdej godziny doby handlowej d .
- (132) Proces kontraktacji mocy bilansujących dla doby handlowej d jest prowadzony w dwóch trybach:
- Tryb Podstawowy – w godzinach porannych doby $d-1$;
 - Tryb Uzupełniający – w godzinach popołudniowych doby $d-1$ oraz w trakcie trwania doby d .
- (133) Tryb Podstawowy ma na celu pozyskanie w całości wymaganych mocy bilansujących, a Tryb Uzupełniający jest aktywowany wyłącznie w celu odtworzenia mocy FRR i FCR w związku z niedostępnością zasobów, które zostały zgłoszone przez DUB do świadczenia zakontraktowanych usług FRR i FCR.
- (134) Kontraktacja w Trybie Podstawowym odbywa się na podstawie Ofert Portfolio na Moce Bilansujące zgłaszanych przez DUB, tj. ofert bez informacji o JG, które miałyby świadczyć daną usługę.
- (135) Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Podstawowym do świadczenia poszczególnych usług mocy bilansujących muszą być zgłoszone przez DUB w podziale na JG jako Grafiki Rezerw mocy bilansujących poszczególnych typów w procesie zgłoszeń Programów Pracy JG na RB Dnia Następnego (w ramach bramki zgłoszeń RBN).
- (136) Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym odbywa się na podstawie indywidualnych Ofert na Moce Bilansujące dla JG, zgłoszonych przez DUB w procesie zgłoszeń danych handlowych i technicznych na RBN i ewentualnie zaktualizowanych w procesie zgłoszeń danych handlowych i technicznych na RBB.
- (137) Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym uwzględnia ograniczenia w możliwości świadczenia usług bilansujących przez poszczególne JG ze względu na ograniczenia sieciowe (warunki pracy sieci) i ograniczenia na wielkość mocy bilansujących świadczonych w danej lokalizacji. Kontraktacja mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym nie wymaga aktualizacji Grafików Rezerw przez DUB na RB – wynik kontraktacji jest uwzględniany w Programie Pracy Skorygowanym JG.
- (138) Usługi mocy bilansującej są kontraktowane w wielkościach netto. Minimalny wolumen mocy jaki może być zgłoszony w Ofercie Portfolio na Moce Bilansujące oraz w Ofertach na Moce Bilansujące poszczególnych JG wynosi 1 MW netto.

Tryb Podstawowy kontraktacji

- (139) Pozyskanie usług mocy bilansującej w Trybie Podstawowym ma formę aukcji z OSP jako jedynym kupującym oraz DUB reprezentującymi podaż mocy bilansującej. Kontraktacja dotyczy poszczególnych godzin h doby handlowej d .

(140) OSP o godz. 7:00 doby $d-1$ publikuje informację o wielkościach mocy bilansującej będących przedmiotem zakupu na aukcji, dla poszczególnych godzin h doby handlowej d :

- a. P_h^{FCRG}, P_h^{FCRD} – wymagana wielkość mocy odpowiednio FCR^G i FCR^D do pozyskania z zasobów prekwalfikowanych do świadczenia usługi FCR [MW];
- b. P_h^{FRRG}, P_h^{FRRD} – wymagana wielkość mocy odpowiednio FRR^G i FRR^D do pozyskania z zasobów prekwalfikowanych do świadczenia usług aFRR oraz mFRRd [MW];
- c. P_h^{aFRRG}, P_h^{aFRRD} – minimalna wielkość mocy odpowiednio $aFRR^G$ i $aFRR^D$ do pozyskania w ramach wymagania na P^{FRRG} i P^{FRRD} [MW];
- d. P_h^{RRG}, P_h^{RRD} – wymagana wielkość mocy odpowiednio RR^G i RR^D do pozyskania z zasobów prekwalfikowanych do świadczenia usługi RR [MW].

W toku dalszych prac, w przypadku zidentyfikowania potrzeby zapewnienia dostępu do mocy bilansujących w określonych lokalizacjach systemu, OSP wprowadzi obszary pozyskiwania rezerw.

(141) OSP o godz. 7:30 doby $d-1$ publikuje ograniczenia sieciowe i ograniczenia na wielkość mocy bilansujących możliwych do świadczenia w danej lokalizacji, dotyczące doby handlowej d .

(142) Bramka zgłoszeń dla Ofert Portfolio na Moce Bilansujące dla doby handlowej d jest otwarta w godz. od 8:00 do 8:30 doby $d-1$.

(143) Oferta Portfolio na Moce Bilansujące jest składana przez DUB dla poszczególnych typów usług mocy bilansujących z uwzględnieniem kierunku („w górę” / „w dół”) dla poszczególnych godzin doby handlowej d .

(144) DUB zgłaszając Ofertę Portfolio na Moce Bilansujące uwzględnia możliwość świadczenia usług mocy bilansujących ze względu na ograniczenia, o których mowa w pkt (141).

(145) Aukcja na moce bilansujące w Trybie Podstawowym dla doby handlowej d jest przeprowadzana przez OSP w godz. od 8:30 do 9:00 doby $d-1$, poprzez rozwiązanie dla każdej godziny h zadania pokrycia wymagań na moce bilansujące spełniającego następujące założenia:

- a. minimalizowany jest koszt pozyskanych ofert na moce bilansujące:
 - uwzględniane są ceny ofertowe COM_{ioh}^r poszczególnych typów r mocy bilansujących;
 - dla mocy innych niż RR pozyskanych na potrzeby RR uwzględniana jest cena ofertowa $COMRR_{ioh}^r$;
- b. zakontraktowany wolumen mocy bilansujących typu r (łącznie na potrzeby świadczenia mocy bilansujących typu r i RR) nie może przekraczać oferowanego wolumenu mocy bilansujących;
- c. moce bilansujące typu r innego niż RR mogą być zakontraktowane jako RR, jeśli w ofercie została podana cena $COMRR_{ioh}^r$ (tzn. jednostkowa cena ofertowa dla tego wolumenu na potrzeby świadczenia mocy bilansującej typu RR);

- d. zakontraktowany wolumen musi pokrywać wymagania na wielkość mocy będących przedmiotem zakupu (za wyjątkiem sytuacji, gdy oferowany wolumen nie jest wystarczający do pokrycia tych wymagań):
- wymagana wielkość mocy FCR może być pokryta tylko przez oferowane moce bilansujące FCR;
 - wymagana wielkość mocy aFRR może być pokryta tylko przez oferowane moce bilansujące aFRR;
 - wymagana wielkość mocy FRR może być pokryta przez oferowane moce bilansujące aFRR i mFRRd;
 - wymagana wielkość mocy RR może być pokryta przez oferowane moce bilansujące RR oraz oferowane moce bilansujące innych typów r , dla których podano cenę świadczenia tych mocy jako mocy bilansującej RR ($COMRR_{ioh}^r$);
- (146) Wynikiem aukcji na moce bilansujące w Trybie Podstawowym, dla każdej godziny h doby handlowej d , są:
- a. Zakontraktowany wolumen mocy bilansującej r od DUB i ($PZMP_{ih}^r$);
 - b. Cena rozliczeniowa godzinowa poszczególnych usług r mocy bilansujących w Trybie Podstawowym ($CRMP_h^r$).
- (147) Cena rozliczeniowa $CRMP_h^r$ dla każdego typu r mocy bilansującej jest ceną krańcową (najwyższą) z zakontraktowanych mocy bilansujących typu: FCR^G, FCR^D, FRR^G, FRR^D, RR^G, RR^D. W przypadku aktywności ograniczeń na minimalny wolumen mocy wymaganych do pozyskania z aFRR (aFRR^G lub aFRR^D), stosuje się odrębne ceny rozliczeniowe, wyznaczone jako ceny krańcowe, dla aFRR i mFRRd (odpowiednio dla kierunku „w górę” lub „w dół”).
- (148) Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Podstawowym są rozliczane wg cen $CRMP$, zgodnie z zasadami zawartymi w pkt XI Koncepcji.
- (149) Wyniki aukcji dla doby handlowej d są udostępniane DUB do godz. 9:30 doby $d-1$.

Tryb Uzupełniający kontraktacji

- (150) Pozyskanie usług mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym dotyczy wyłącznie usług FCR i FRR i jest uruchamiane w przypadku, gdy Grafiki Rezerw dotyczące świadczenia usług FCR i FRR zgłoszone dla JG w Programach Pracy nie zapewniają pokrycia wymagań na FCR i FRR. Niniejsze może być skutkiem:
- a. Zakontraktowania mniejszej, niż wymagana, wielkości mocy bilansujących w Trybie Podstawowym ze względu na podaż mocy niższą niż popyt;
 - b. Awarię zasobów planowanych do świadczenia zakontraktowanych usług;
 - c. Działań dostosowawczych OSP wymuszających potrzebę załączenia FCR lub FRR na innych JG niż zgłoszone przez DUB.
- (151) Tryb uzupełniający może być uruchomiony w ramach procesu Planowania Koordynacyjnego Dobowego (PKD) lub Bieżącego Planowania Koordynacyjnego Dobowego (BPKD), w zależności od bieżących potrzeb odtworzenia wymaganych mocy FCR i FRR.

- (152) Moce bilansujące są kontraktowane w Trybie Uzupełniającym co najmniej z 15 minutowym wyprzedzeniem w stosunku do okresu, którego dotyczą. Moce kontraktowane są dla poszczególnych ORN doby handlowej.
- (153) Kontraktacja w Trybie Uzupełniającym jest dokonywana na podstawie Ofert na Moce Bilansujące JG zgłoszone w ramach bramki zgłoszeń RBN i ewentualnie zaktualizowanych w ramach bramki zgłoszeń RBB.
- (154) Kryterium kontraktacji jest cena ofertowa za moce bilansujące dostępne na dyspozycyjnych JG zaplanowanych do pracy, przy uwzględnieniu ewentualnego wpływu kontraktacji na dostosowanie punktu pracy JG do możliwości świadczenia usługi mocy bilansujących oraz ograniczenia w okresie przejściowym na symetryczne załączenie FCR lub aFRR. W przypadku braku możliwości kontraktacji mocy bilansujących na pracujących JG, OSP podejmuje decyzję o uruchomieniu dodatkowej JG przy uwzględnieniu zasad zawartych w pkt (167) Koncepcji.
- (155) Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym $PZMU_{jt}^r$ od JG j dla danego ORN t , dla danego typu r usługi mocy bilansującej, są rozliczane zgodnie z zasadami zawartymi w pkt XI Koncepcji, wg ceny $CRMU_t^r$, tj. największej z cen wyznaczonych z aktywowanych mocy bilansujących typu r w Trybie Uzupełniającym, przy uwzględnieniu cen aktualnych na moment aktywacji tych mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym, dla ORN t .
- W okresie przejściowym, tj. w okresie w którym dopuszcza się brak technicznej możliwości załączenia układów regulacji na JG dla danego kierunku, FCR lub FRR załączone wyłącznie w wyniku tego ograniczenia nie podlegają wynagrodzeniu za moce bilansujące. W sytuacji, gdy tak załączone moce jednocześnie są wykorzystane do spełnienia wymagań OSP na wielkość mocy bilansujących, to są rozliczane wg ceny jaka ustaliłaby się, gdyby wszystkie JG oferowały moce bilansujące w podziale na kierunek.
- (156) Wyniki kontraktacji są udostępniane DUB w ramach planów PKD i BPKD.

VII. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

- (157) OSP, jako administrujący RB, opracowuje plany koordynacyjne pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.
- (158) Zmiany w obszarze bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi dotyczą zasad i procedur tworzenia Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) oraz Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD).
- (159) Zmiany w PKD i BPKD są związane z:
- Rozszerzeniem zasobów mogących aktywnie uczestniczyć w techniczno-handlowym bilansowaniu zasobów KSE o zasoby inne niż JWCD;
 - Wprowadzeniem Programów Pracy JG wraz z możliwością ich aktualizacji w trakcie trwania doby operacyjnej, możliwością aktualizacji Ofert Bilansujących oraz obowiązkiem uwzględnienia ograniczeń elektrownianych w Programie Pracy JG;
 - Modyfikacją zasad pozyskiwania mocy bilansujących (rezerw mocy);
 - Wdrożeniem rynku mocy w Polsce;
 - Integracją krajowego rynku bilansującego z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej;
 - Zmianami w zakresie sterowania jednostkami uczestniczącymi w techniczno-handlowym bilansowaniu zasobów KSE, wspierającymi realizację wymagań formalno-prawnych.

Jednostki aktywne w bilansowaniu zasobów KSE

- (160) Zgodnie z obowiązującymi regulacjami JWCD są jednostkami aktywnymi w procesie techniczno-handlowego bilansowania zasobów KSE;
- (161) Obowiązek aktywnego uczestnictwa zostaje rozszerzony na moduły wytwarzania energii typu D (pkt (24) Koncepcji), które zgodnie z definicją obejmują:
- JWCD;
 - Jednostki inne niż JWCD przyłączone do sieci na napięciu 110 kV;
 - Jednostki przyłączone na napięciu niższym niż 110 kV o mocy zainstalowanej co najmniej 75 MW netto.
- (162) Wprowadza się możliwość aktywnego uczestnictwa na RB innym jednostkom (modułom wytwarzania energii, magazynom energii, sterowanym odbiorom energii), niż wskazanym w pkt (161) Koncepcji, po pozytywnej prekwalifikacji.
- (163) Jednostki aktywne, niebędące JWCD, uwzględniane są w planowaniu pracy KSE na zasadach analogicznych jak dla JWCD, konkurując z JWCD o aktywację na RB oraz o świadczenie usług mocy bilansujących na RB.

Zasady planowania pracy jednostek aktywnie uczestniczących są takie same dla każdej technologii jednostek, zgodnie z zasadami przedstawionymi w Koncepcji.

Programy Pracy w planowaniu KSE

(164) Programy Pracy JG uczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE są programami technicznie wykonalnymi i stanowią punkt startu dla analiz i obliczeń realizowanych w procesie techniczno-handlowego bilansowania zasobów KSE:

- a. Analiz bezpieczeństwa pracy systemu / realizacji Programów Pracy ze względu na warunki pracy sieci i spełnienie kryterium N-1;
- b. Aktywacji pasm przyrostowych i redukcyjnych Ofert Bilansujących JG dla zbilansowania KSE;
- c. Pozyskania dodatkowych mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym.

(165) W Algorytmie Rozdziału Obciążeń (ARO) wykorzystywanym do planowania pracy jednostek w planach PKD i BPKD stosuje się funkcję kary za „odejście” od Programu Pracy JG zgłoszonego przez DUB (PPD, PPZ), tj. za zmianę obciążenia jednostki w stosunku do Grafiku Obciążenia zgłoszonego w Programie Pracy.

(166) Algorytm ARO w procesie planowania pracy KSE nie zmienia Grafików Obciążenia z Programów Pracy JG z powodów efektywności ekonomicznej (korzystnej relacji pomiędzy ceną redukcyjną a przyrostową różnych JG).

Algorytm wykorzystuje Oferty Bilansujące oraz Oferty na Moce Bilansujące JG w celu:

- a. Pokrycia prognozowanego niezbilansowania KSE;
- b. Dostosowania Programów Pracy JG (Grafików Obciążenia oraz Grafików Rezerw) ze względu na warunki pracy sieci;
- c. Zapewnienia wymaganego poziomu rezerw.

(167) W przypadkach wskazanych w pkt (166), algorytm ARO w pierwszej kolejności aktywuje pasma Ofert Bilansujących jednostek będących w stanie pracy albo posiadających możliwość szybkiego uruchomienia oraz sprawdza możliwość przesunięcia / skrócenia / wydłużenia pracy JG z niezerowym Programem Pracy, przy uwzględnieniu uwarunkowań pracy sieci.

W przypadku braku dostępności wymaganego wolumenu mocy „wirujących” przyrostowych albo redukcyjnych i braku możliwości przesunięcia pracy JG, algorytm ARO wyznacza JG do uruchomienia / odstawienia, uwzględniając:

- a. Koszt uruchomienia JG;
- b. Czas uruchomienia JG;
- c. Ograniczenie na minimalny czas pracy JG po uruchomieniu vs. minimalny czas pracy JG wymagany warunkami pracy KSE;
- d. Ograniczenie na minimalny czas postoju JG po odstawieniu vs. minimalny czas postoju JG wymagany warunkami pracy KSE;
- e. Wymagany wolumen mocy vs. moc minimalna dyspozycyjna JG oraz koszt dostarczenia / odbioru mocy z systemu.

(168) Program Pracy JG skorygowany przez OSP (PPS) w ramach planów PKD i BPKD, przekazany DUB z wyprzedzeniem dłuższym niż 2,5 minuty przed czasem jego obowiązywania, dla danego okresu handlowego, ma wyłącznie charakter informacyjny.

Programy Pracy oraz Oferty Bilansujące zgłoszone dla JG przez DUB mogą być aktualizowane najpóźniej do czasu zamknięcia bramki zgłoszeń na RBB dla danego okresu planowania, stąd zmiana danych dla danej JG albo innej JG może mieć wpływ na postać Programu Pracy Skorygowanego danej JG w planie BPKD.

Powyższe nie dotyczy poleceń uruchomień JG, które muszą uwzględniać czas niezbędny na uruchomienie JG i stają się wiążące w chwili rozpoczęcia uruchomienia zgodnie z charakterystyką.

- (169) Program Pracy JG i jego aktualizacje zgłoszone przez DUB (PPD, Program Pracy Deklarowany) muszą być technicznie wykonalne ze względu na uwarunkowania techniczne pracy jednostki oraz elektrowni.
- (170) Program Pracy JG niespełniający warunku z pkt (169) jest odrzucany. W procesie planowania jest uwzględniany ostatni poprawnie zgłoszony Program Pracy JG albo Program Pracy zerowy w przypadku braku poprawnego Programu Pracy.
- (171) Do warunków technicznych (ograniczeń elektrownianych), które muszą zostać uwzględnione w Programie Pracy (PP) JG zgłaszanym przez DUB, należą:
- a. Minimum techniczne i moc osiągalna;
 - b. Współczynniki dociążania w zakresie $P^{MIN}-P^{MAX}$ wyrażone w MW/min (dla pierwszego ORN ze zgłoszenia PP sprawdzane w stosunku do obciążenia dla poprzedzającego ORN wynikającego z aktualnego PPZ, z zastrzeżeniem z pkt (96) pkt g.);
 - c. Współczynniki odciążania w zakresie $P^{MIN}-P^{MAX}$ wyrażone w MW/min (dla pierwszego ORN ze zgłoszenia PP sprawdzane w stosunku do obciążenia dla poprzedzającego ORN wynikającego z aktualnego PPZ);
 - d. Parametry charakterystyk rozruchowych ze stanów: zimnego, ciepłego i gorącego;
 - e. Minimalny czas pracy po uruchomieniu;
 - f. Minimalny czas postoju po odstawieniu;
 - g. Dodatkowo ograniczenia zgłaszane poprzez system SOWE:
 - Ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego;
 - Ograniczenie narzucające usztywnioną pracę jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami;
 - Ubytki mocy dyspozycyjnej.
 - h. Dodatkowo ograniczenia zapisywane w załączniku do Umowy przesyłania:
 - Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu w elektrowni.
 - Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych wynikające z produkcji ciepła przez elektrownię.
 - Ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni.
 - Praca skrajnych jednostek wytwórczych w elektrowni w okresie silnych mrozów.

- (172) Awaryjne ubytki mocy, w zakresie okresów planowania, dla których nie jest możliwe uwzględnienie ubytku mocy w zgłoszonym Programie Pracy JG ze względu na czas zamknięcia bramki zgłoszeń danych na RBB, są uwzględniane w imieniu DUB przez OSP. Wskazana korekta dotyczy okresu od chwili zgłoszenia awaryjnego ubytku mocy, wyznacza Program Pracy Zweryfikowany (PPZ), i jest realizowana zgodnie z zasadami określonymi w pkt (101) Koncepcji.
- (173) Program Pracy JG skorygowany przez algorytm ARO w procesie planowania PKD i BPKD jest zgodny z ograniczeniami elektrownianymi przekazanymi OSP przez DUB dla danej JG / elektrowni oraz uwzględnia ograniczenia w pracy sieci.
- (174) DUB ma obowiązek realizować Program Pracy Skorygowany JG (wyznaczony) przez OSP w procesie planowania PKD i BPKD.

Moc bilansująca w planowaniu pracy KSE

- (175) Wymagania na usługi mocy bilansujących oraz zasady kontraktacji tych usług zostały przedstawione odpowiednio w pkt IV i VI Koncepcji.
- (176) Zgłoszenia Programów Pracy JG i ich aktualizacje muszą zapewniać możliwość świadczenia zakontraktowanych usług mocy bilansującej.
- Zgłoszenie mocy bilansujących jako Grafiki Rezerw, odpowiadające mocom bilansującym zakontraktowanym i ewentualnie niezakontraktowanym dla FRR, są utrzymywane w planowaniu koordynacyjnym jako rezerwy w zakresie w jakim wykorzystanie tych mocy nie jest konieczne do techniczno-handlowego zbilansowania systemu.
- (177) Moce zakontraktowane jako usługi mocy bilansujących w górę nie mogą być przedmiotem obrotu na rynku energii elektrycznej.
- (178) OSP dokonując modyfikacji Programów Pracy JG uwzględnia ograniczenie zakresu regulacyjności JG ze względu na moce zarezerwowane do świadczenia usług mocy bilansujących, zgłoszone OSP w Programie Pracy JG jako Grafiki Rezerw poszczególnych typów usług.

Rynek mocy

- (179) Moduły wytwarzania energii, magazyny energii oraz odbiory energii, niezależnie od tego czy są certyfikowane na rynku mocy oraz czy posiadają umowy mocowe, uczestniczą w rynku bilansującym na jednakowych zasadach, określonych w Regulaminie RB.
- (180) Najpóźniej od 1 października 2020 roku, tj. pierwszego dnia kwartału poprzedzającego pierwszy rok dostaw na rynku mocy, OSP, zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy, publikuje informacje o zapotrzebowaniu na moc i dostępności mocy w systemie.
- (181) W przypadku gdy w planie PKD lub BPKD wielkość dostępnej rezerwy mocy dla OSP jest mniejsza od wartości wymaganej, OSP stwierdza wystąpienie jednego lub większej liczby okresów zagrożenia w danej dobie i publikuje informację o okresach zagrożenia z ośmiogodzinnym wyprzedzeniem, w sposób określony w Regulaminie Rynku Mocy.
- (182) Na wielkość dostępnej rezerwy mocy dla OSP składają się:

- a. Moce bilansujące zakontraktowane na RB jako RR^G , FRR^G i FCR^G i dostępne dla OSP;
- b. Moce przyrostowe w przyjętych Ofertach Bilansujących JG ponad obciążenie JG przekazane jako Grafiki Obciążeń JG w Programach Pracy oraz ponad Grafiki Rezerw JG odpowiadające zakontraktowanym mocom bilansującym z ppkt a, dostępne dla OSP;

przy uwzględnieniu stanu zbilansowania KSE, tj. prognozy zapotrzebowania na moc oraz zakresu jej pokrycia grafikami obciążenia jednostek.

- (183) Suma mocy będących przedmiotem kontraktacji jako RR^G , FRR^G i FCR^G nie musi odpowiadać wymaganej wielkości nadwyżki mocy dostępnej dla OSP (wymaganej wielkości dostępnej rezerwy mocy dla OSP).
- (184) Moduły wytwarzania energii, magazyny energii oraz odbiory energii, posiadające obowiązki mocowe z umów mocowych, w przypadku ogłoszenia przez OSP okresu zagrożenia, realizują swoje obowiązki mocowe zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy oraz dokonują aktualizacji zgłoszeń danych handlowo-technicznych na RB.
- (185) Moce oraz energia elektryczna dostarczona na RB w wyniku realizacji obowiązków mocowych w okresach zagrożenia jest rozliczana na zasadach ogólnych RB.

Integracja z europejskimi platformami wymiany energii bilansującymi

- (186) OSP, zgodnie z EBGL, ma obowiązek integracji krajowego RB z europejskim rynkiem bilansującym poprzez udział w wymianie energii bilansującej na europejskich platformach bilansujących.
- (187) Ramy czasowe działania europejskich platform bilansujących oraz zasady wyznaczania energii bilansującej z polskiego obszaru rynku bilansującego do udziału w aktywacji na platformach, zostały przedstawione w pkt VIII Koncepcji.
- (188) Wynik działania europejskich platform bilansujących jest uwzględniany w planie BPKD, w tym w Programach Pracy Skorygowanych poszczególnych JG.
- (189) Integracja rynków bilansujących Państw Członkowskich na platformach bilansujących może skutkować zwiększeniem bądź zmniejszeniem zapotrzebowania na energię bilansującą z jednostek krajowych. Niniejsze zależy od relacji pomiędzy cenami ofertowymi energii bilansującej w kraju i za granicą oraz technicznymi zdolnościami wymiany tej energii.

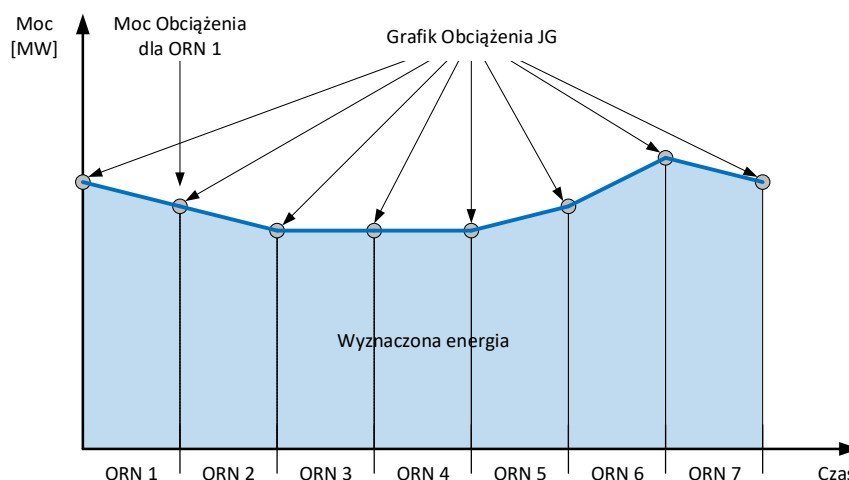
Zmiany w zakresie sterowania jednostkami

- (190) Zmiany w zakresie sterowania jednostkami obejmują:

- a. Zmianę interpretacji Bieżącego Punktu Pracy (BPP) w planie PKD, BPKD;

Program Pracy Deklarowany zgłoszony przez DUB dla JG, Program Pracy Zweryfikowany, jak również Program Pracy Skorygowany przez OSP w planach PKD i BPKD, zawiera chwilowe wartości obciążenia JG na koniec poszczególnych okresów planowania. Oznacza to, że wartość BPP nie jest wartością średnią mocy w okresie planowania, lecz chwilową wartością mocy obowiązującą na koniec danego okresu planowania. Przejście pomiędzy sąsiednimi wielkościami obciążenia

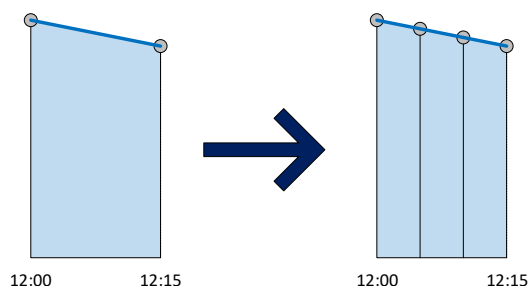
JG jest realizowane liniowo z wypadkową szybkością dociążania / odciążania JG (rysunek nr VII.1.).



Rysunek VII.1. *Grafik Obciążenia JG z ilustracją realizacji przejścia pomiędzy wielkościami obciążenia dla sąsiednich ORN.*

- b. Skrócenie okresu planowania z 15 minut do 5 minut;

W ramach BPKD dla okresu obejmującego planowanie w czasie rzeczywistym, tj. z horyzontem planowania do ok. 2 godzin po czasie rzeczywistym, stosuje się planowanie pracy JG dla okresów 5 minutowych (Okresów Planowania w czasie Rzeczywistym – OPR). Program Pracy JG zgłoszony dla okresów 15 minutowych i wstępnie wykorzystany w bilansowaniu zasobów KSE z ziarnem 15 minutowym, na potrzeby planowania 5 minutowego, jest rozkładany na okresy 5 minutowe zgodnie z przedstawioną w ppkt a. liniową realizacją przejścia pomiędzy sąsiednimi wielkościami obciążenia JG (rysunek nr VII.2.). Tak wyznaczony Program Pracy JG bierze udział w bilansowaniu zasobów KSE (optymalizacji) z ziarnem 5 minutowym.



Rysunek VII.2. *Ilustracja wyznaczenia Grafiku Obciążenia JG dla OPR na podstawie Grafiku Obciążenia zgłoszonego dla ORN.*

- c. Skrócenie czasu wyprzedzenia przesyłania planów realizacyjnych;

Ostateczna wartość obciążenia dla danej JG dla danego okresu planowania będzie przekazywana DUB przez OSP nie później niż na 2,5 minuty przed rozpoczęciem OPR, którego dotyczy ta wartość obciążenia.

- d. Zmiany planowania i prowadzenia ruchu z wartości brutto (na generatorze jednostki wytwórczej) na netto (w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej / miejscu dostarczania energii bilansującej na RB);

Programy Pracy JG i wielkości BPP w tych programach są wyrażone w wartościach netto. Zakresy regulacyjne i moce w torach regulacji (regulacji pierwotnej i wtórnej) są również wyrażone w wielkościach netto.

- e. Zmiany w układach regulacji pierwotnej i wtórnej.

Kontraktacja oraz załączenie układów regulacji w ramach usługi mocy bilansujących odbywa się niezależnie dla produktów regulacji „w górę” i „w dół”, przy czym w okresie przejściowym (do końca 2021 r.), w Trybie Uzupełniającym kontraktacji mocy bilansujących, dopuszcza się uwzględnienie ograniczenia wymuszającego symetryczne załączenie układów regulacji. Ponadto odstępuje się od zawężania pasma regulacji przy pracy JG z jednocześnie załączoną regulacją pierwotną i wtórną.

- (191) Zakres zmian przedstawionych w pkt (190) jest przedmiotem prac zespołu technicznego do spraw zmian w zakresie sterowania jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi (JWCD). Szczegóły w tym zakresie są dostępne w dokumencie pt. *Standardy dla węzłów lokalnych systemu LFC, wersja 2.0*.

VIII. Integracja z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej

Ogólne zasady integracji

- (192) Europejskie platformy wymiany energii bilansującej (dalej również: platformy lub platformy bilansujące) służą do wymiany energii bilansującej aktywowanej z:
- Rezerw Zastępczych (RR) – platforma TERRE;
 - Rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną / ręczną (mFRR) – platforma MARI;
 - Rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR) – platforma PICASSO.
- (193) Obowiązek przystąpienia OSP do wymiany energii bilansującej oraz bilansowania systemu poprzez platformy, a tym samym obowiązek integracji krajowych rynków bilansujących, wynika z EBGL.
- (194) Bilansowanie systemów elektroenergetycznych poprzez platformy ma na celu pokrycie zapotrzebowania na energię bilansującą zgłoszonego przez poszczególnych OSP przy wykorzystaniu ofert na produkty standardowe energii bilansującej, przy możliwie najniższym koszcie i przy uwzględnieniu dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych.
- (195) W Polsce jest stosowany model centralnego dysponowania i zgodnie z art. 27 EBGL, oferty na produkty standardowe energii bilansującej przekazywane na platformy wyznacza OSP w wyniku konwersji Ofert Bilansujących stosowanych w zintegrowanym procesie planowania pracy systemu.
- (196) Energia bilansująca aktywowana na platformach bilansujących z ofert zasobów krajowych jest następnie uwzględniana w Grafikach Obciążenia JG przekazanych przez OSP w planie BPKD albo w ramach sygnałów aktywacji aFRR poprzez regulator centralny LFC.
- (197) Energia aktywowana poprzez platformy jest uwzględniana w PPS i skorygowanych ilościach dostaw energii poszczególnych JG, i jest rozliczana na RB jako energia bilansująca, wg cen wyznaczonych na poszczególnych platformach.

Konwersja ofert bilansujących

- (198) OSP dokonuje konwersji Ofert Bilansujących na oferty produktów standardowych energii bilansującej przed przekazaniem ich na platformy bilansujące.
- (199) OSP dokonując konwersji na produkty standardowe uwzględnia moce w Ofertach Bilansujących z zakontraktowanych usług mocy bilansujących oraz pozostałe zgłoszone moce, z zastrzeżeniem, że:
- Moce muszą być dostępne ze względu na warunki pracy JG;
 - Moce z poszczególnych JG muszą być dostępne dla innych OSP ze względu na warunki pracy sieci (możliwość dostarczenia / odbioru mocy).

- c. Moce z zakontraktowanych produktów mocy bilansujących, których aktywacja w chwili t uniemożliwia ich wykorzystanie w kolejnych chwilach (ograniczony potencjał zasobu), nie są uwzględniane;
 - d. Moce muszą być dostępne dla OSP w wymaganym czasie, tj. mogą być wykorzystane zgodnie z parametrami produktów standardowych i harmonogramem działania platform;
- (200) W przypadku wyznaczania ofert na produkty standardowe z RR i mFRR nie uwzględnia się mocy zarezerwowanych jako aFRR oraz dyspozycyjne moce ogranicza się do wielkości dostępnej w czasie 10 minut przy uwzględnieniu szybkości dociążania i odciążania poszczególnych JG (10 minut wynika z oczekiwanego czasu realizacji wymaganej zmiany obciążenia na platformach RR i mFRR).
- (201) W przypadku wyznaczania ofert na produkty standardowe z aFRR uwzględniane są pasma Ofert Bilansujących odpowiadające Grafikom Rezerw na aFRR poszczególnych JG.
- (202) OSP w ramach konwersji Ofert Bilansujących na produkty standardowe uwzględnia w cenach ofertowych produktu standardowego wartości rezerwy operacyjnej, wyznaczone zgodnie z pkt IX Koncepcji, dostępnej dla OSP w chwili dokonywania konwersji.
- Cena i -tej jednostki wolumenu produktu standardowego oferowanego na europejskiej platformie bilansującej jest sumą:
- a. Ceny ofertowej najmniej konkurencyjnego pasma z pasm Ofert Bilansujących, które zgodnie z rankingiem cenowym zostałyby wykorzystane do aktywacji i jednostek wolumenu produktu standardowego w obszarze polskiego RB;
 - b. Ceny rezerwy operacyjnej odpowiadającej wielkości rezerwy operacyjnej, która byłaby dostępna dla OSP, biorąc pod uwagę dyspozycyjność JG w chwili przeprowadzenia konwersji Ofert Bilansujących na oferty produktów standardowych, gdyby w wyniku bilansowania na platformie europejskiej zapotrzebowanie w obszarze polskiego RB zostało całkowicie pokryte i w obszarze polskiego RB zostało aktywowane i jednostek wolumenu produktu standardowego, przy czym do wyznaczenia ceny rezerwy operacyjnej przyjmuje się cenę energii bilansującej równą cenie, o której mowa w ppkt a;
 - c. Jednostkowego kosztu dostawy / redukcji mocy, w sytuacji gdy wykorzystanie produktu standardowego wiąże się z koniecznością podjęcia działań dostosowawczych na innych jednostkach.
- (203) W procesie konwersji nie są uwzględniane 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.
- (204) Oferty aktywowane w ramach platformy TERRE są udostępniane przez OSP na platformę MARI i mogą być deaktywowane na platformie MARI, jeżeli na platformie MARI nastąpiła zmiana kierunku zapotrzebowania na energię bilansującą (kierunek przeciwny w stosunku do zapotrzebowania na platformie TERRE) i jest to korzystne ekonomicznie przy uwzględnieniu rozliczenia z TERRE.

Wyznaczanie zapotrzebowania na energię bilansującą

- (205) OSP w procesie planowania koordynacyjnego dobowego (PKD i BPKD), nadążnie do pozyskanych aktualizacji danych o pracy KSE, dokonuje techniczno-handlowego zbilansowania KSE.
- (206) Zapotrzebowanie na energię bilansującą w planowaniu koordynacyjnym jest wyznaczane na podstawie:
- Prognozy zapotrzebowania odbiorców na energię;
 - Aktualnych Grafików Obciążenia JG;
 - Planów prac jednostek nieuczestniczących w bilansowaniu zasobów KSE, w tym prognoz generacji wiatrowej i PV;
 - Grafików wymiany międzysystemowej.
- (207) Zapotrzebowanie na energię bilansującą, które jest przekazywane na platformę TERRE, jest wyznaczane na podstawie zapotrzebowania z pkt (206), przy uwzględnieniu technicznych ograniczeń w możliwości zastąpienia wcześniej podjętych decyzji ruchowych, w tym ze względu na ciągłość decyzji podjętych dla wcześniejszych ORN oraz wstępnych decyzji dla późniejszych ORN, przez aktywację energii bilansującej poprzez platformę, np.:
- Brak możliwości dezaktywacji pasm przyrostowych / redukcyjnych danej JG wyłącznie dla danego ORN ze względu na szybkość zmiany punktu pracy JG (aktywacja była wynikiem wzrostu / zmniejszenia obciążenia JG w kilku ORN);
 - Brak możliwości odstawienia JG ze względu na minimalny czas pracy JG po uruchomieniu.
 - Brak możliwości odstawienia JG ze względu na zapotrzebowanie na moc tej JG w kolejnych ORN.
- (208) Zapotrzebowanie na energię bilansującą przekazywane przez OSP na platformę MARI jest wyznaczane analogicznie jak na platformę TERRE, przy czym jest ono dodatkowo korygowane o wolumen zapotrzebowania pokrytego na platformie TERRE.
- (209) Zapotrzebowanie na energię bilansującą przekazywane przez OSP na platformę PICASSO jest wyznaczane automatycznie przez LFC jako suma aktualnego uchybu obszarowego i aktywowanych mocy w ramach aFRR.

IX. Wycena i rozliczenia rezerwy operacyjnej

Wycena rezerwy operacyjnej

(210) W zasadach funkcjonowania RB wprowadza się mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej jako realizację zobowiązania wdrożenia mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. scarcity pricing) złożonego przez Polskę w procesie notyfikacji Komisji Europejskiej (KE) wdrożenia rynku mocy w Polsce. Zobowiązanie to jest zawarte w pkt 16e decyzji notyfikacyjnej KE nr SA.46100 z dn. 7 lutego 2018 r.

(211) Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej opiera się na krzywej zapotrzebowania na operacyjną rezerwę mocy (KZOR), reprezentującej cenę (wartość) operacyjnej rezerwy w danym ORN t (COR_t) w zależności od wielkości operacyjnej rezerwy (OR) dostępnej w rzeczywistości dla OSP w ORN t (OR_t), zgodnie z następującym wzorem:

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

gdzie:

- COR_t – Cena operacyjnej rezerwy dla ORN t [zł/MW-h]
- OR_t – Wolumen operacyjnej rezerwy w ORN t [MW]
- $VOLL$ – 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 [MW]
Wstępnie przyjęta wielkość OR^{Min} odpowiada wymaganej w systemie wielkości mocy $aFRR^G + FCR^G$. Wielkość ta zostanie zweryfikowana w toku dalszych prac
- $LOLP()$ – Funkcja prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzenia, przy danym poziomie rezerwy operacyjnej, skutkującego brakiem możliwości spełnienia wymagania na minimalną wielkość rezerwy operacyjnej (prawdopodobieństwo wystąpienia ubytku mocy o wielkości większej równej $OR_t - OR^{Min}$)
- CEB_t – Cena energii bilansującej dla ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (244) Koncepcji [zł/MWh]

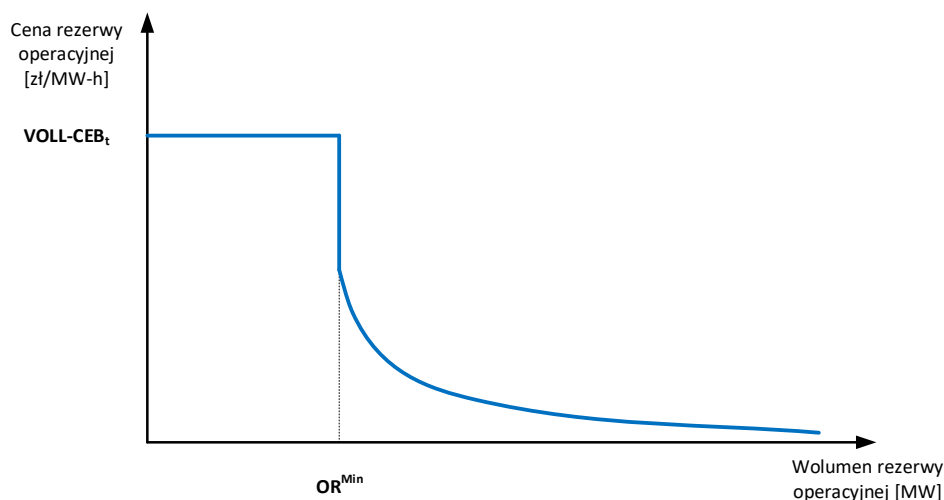
(212) Ilustracja krzywej KZOR została przedstawiona na rysunku IX.1. Wartość ceny COR_t rośnie wraz ze spadkiem wielkości dostępnej rezerwy operacyjnej osiągając wartość maksymalną, równą różnicy $VOLL$ i ceny CEB_t , gdy wielkość dostępnej rezerwy operacyjnej jest równa bądź poniżej wielkości minimalnej (OR^{Min}).

Moce dostępne dla OSP, niezakontraktowane jako usługa mocy bilansujących, podlegają rozliczeniu wg ceny COR_t .

Suma ceny operacyjnej rezerwy (COR_t) wyznaczona wg KZOR oraz ceny energii bilansującej CEB_t , wyznacza cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_t) stosowaną do rozliczenia energii bilansującej aktywowanej w ramach krajowego RB w ORN t (pkt (243) Koncepcji). Cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca dostępnej w chwili konwersji Ofert

Bilansujących na daną platformę rezerwy operacyjnej jest dodawana do cen ofertowych zapewniając, że wartość rezerwy operacyjnej w obszarze polskiego RB jest odzwierciedlona w cenach energii bilansującej wyznaczanych przez platformy europejskie. Dzięki temu ceny energii bilansującej aktywowanej na platformach i w ramach krajowego RB odzwierciedlają wartość rezerwy operacyjnej, co jest szczególnie istotne w okresach niedoboru rezerwy operacyjnej.

Ponadto cena COR_t jest wykorzystywana w rozliczeniach niedostarczonego wolumenu zakontraktowanych mocy bilansujących.



Rysunek IX.1. *Ilustracja krzywej zapotrzebowania na operacyjną rezerwę mocy(KZOR) dla ORN t.*

(213) Kształt krzywej KZOR jest różny dla poszczególnych ORN t ze względu na różne wartości parametrów definiujących krzywą KZOR:

- $VOLL$ i OR^{Min} – są parametrami „wolno” zmiennymi, dla danego okresu można przyjąć, że są wielkościami stałymi;
- CEB_t – cena energii bilansującej dla ORN t , zależy od zapotrzebowania na energię bilansującą (ZEB^K) i wartości cen ofertowych w Ofertach Bilansujących JG, wyznaczona zgodnie z pkt (244) Koncepcji;
- $LOLP()$ – funkcja wyznaczana dla okresów roku / pory dnia na podstawie danych historycznych.

Funkcja $LOLP()$ jest wyznaczana na podstawie danych historycznych o rezerwie operacyjnej w danej godzinie, dostępnej na godzinę przed czasem rzeczywistym oraz dostępnej dla OSP w czasie rzeczywistym (powykonawczo). Różnica pomiędzy wielkościami tych rezerw stanowi błąd rezerwy operacyjnej w danej godzinie. Przyjmuje się, że rozkład prawdopodobieństwa błędów rezerwy operacyjnej dla danego okresu roku i pory dnia jest rozkładem normalnym o parametrach (wartości oczekiwanej i wariancji) szacowanych na podstawie danych historycznych. Oznaczając przez $F(y)$ dystrybuantę rozkładu normalnego zmiennej reprezentującej błąd rezerwy operacyjnej y w danym okresie roku i porze dnia, funkcja $LOLP(y) = 1 - F(y)$. Szczegółowe zasady wyznaczania funkcji $LOLP()$ zostaną określone w toku dalszych prac nad wdrożeniem mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej.

(214) Wielkość operacyjnej rezerwy w ORN t (OR_t) jest wyznaczana jako suma mocy JG, które były dyspozycyjne, zostały zaoferowane w ramach Ofert Bilansujących i były dostępne w czasie rzeczywistym dla OSP oraz nie zostały wykorzystane do produkcji energii elektrycznej:

$$OR_t = \sum_{i \in D} \sum_{j \in J_{gi}} \max \left(\min \left(\sum_{k \in K_{jt}} POE_{jkt} ; PD_{jt}^{Max} \right) - PER_{jt} ; 0 \right)$$

gdzie:

- OR_t – Wielkość operacyjnej rezerwy dostępnej w rzeczywistości w ORN t [MW]
- POE_{jkt} – Wolumen mocy z pasma k przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t [MW]
- PD_{jt}^{Max} – Moc dyspozycyjna maksymalna JG j w ORN t dostępna dla OSP w czasie rzeczywistym [MW]
- PER_{jt} – Średnia moc odpowiadająca rzeczywistej ilości dostaw (ER) JG j w ORN t [MW]
- K_{jt} – Zbiór pasm przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t
- D – Zbiór Dostawców Usług Bilansujących
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

(215) Niezależnie od ceny COR wyznaczanej powykonawczo w ramach krajowego rynku bilansującego dla poszczególnych ORN t (dalej oznaczonej jako COR^k), w celu zachowania poprawności rozliczeń energii i mocy, są wyznaczane ceny COR dla poszczególnych platform bilansujących.

Cena energii bilansującej ustalona na platformie, w przypadku aktywacji ofert z obszaru PL, uwzględnia cenę COR, ponieważ cena COR została uwzględniona w cenie ofertowej w procesie konwersji Ofert Bilansujących na produkt standardowy (pkt (202)).

Wartość COR dla danej platformy jest wyznaczana na podstawie wolumenu aktywacji na danej platformie i odpowiada wartości rezerwy operacyjnej przypisanej w procesie konwersji ofert do najmniej konkurencyjnej oferty z obszaru PL aktywowanej na danej platformie (liczba poniższych cen COR wynika z liczby platform, na których jest dokonywana aktywacja i rozliczenie energii bilansującej oraz liczby typów produktów standardowych aktywowanych na platformach):

- a. COR^{RR} dla energii aktywowanej na platformie TERRE;
- b. COR^{mFRRs} dla energii aktywowanej na platformie MARI zgodnie z harmonogramem;
- c. COR^{mFRRd^G} dla energii przyrostowej aktywowanej na platformie MARI w trybie bezpośrednim;
- d. COR^{mFRRd^D} dla energii redukcyjnej aktywowanej na platformie MARI w trybie bezpośrednim;
- e. COR^{aFRR} dla energii aktywowanej na platformie PICASSO.

Ilości rozliczanej rezerwy operacyjnej JG

(216) Dla każdej JG dla każdego ORN jest wyznaczana ilość rozliczanej operacyjnej rezerwy (ROR).

(217) Moc JG zakwalifikowana jako rozliczana operacyjna rezerwa łącznie spełnia 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;

(218) Moc JG podlegająca rozliczeniu jako operacyjna rezerwa, ze względu na udział PL w wymianie energii bilansującej poprzez platformy bilansujące i niezależny proces rozliczeń tej energii, jest wyznaczana i następnie rozliczana w podziale na następujące moce JG:

- ROR^S , dostępna moc JG powstała w wyniku aktywacji na danej platformie oferty redukcyjnej na produkt standardowy s , w zakresie w jakim ta aktywacja nie została dezaktywowana w kolejnych iteracjach / platformach procesu bilansowania i została rozliczona zgodnie z ceną ustaloną na tej platformie dla produktu s i jednocześnie spełnia warunek z pkt (217) ppkt e; $s \in S = \{RR, mFRRs, mFRRd+, mFRRd-, aFRR\}$;
- ROR^K , dostępna moc JG, wyznaczona powykonawczo w ramach krajowego rynku bilansującego w sposób określony w pkt (219), przy uwzględnieniu mocy z ppkt a.

(219) Ilość rozliczanej w ramach krajowego rynku bilansującego operacyjnej rezerwy (ROR_{jt}) JG j w ORN t jest wyznaczana zgodnie z następującym wzorem:

$$ROR_{jt}^K = \max \left(\min \left(\sum_{k \in K_{jt}} POE_{jkt} ; PD_{jt}^{Max} \right) - \sum_{r \in R^G} GRN_{jt}^r - \max(PES_{jt} - PEBw_{jt}^- ; PER_{jt}) \right. \\ \left. - \sum_{s \in S} ROR_{jt}^s ; 0 \right)$$

gdzie:

ROR_{jt}^K – Ilość rozliczanej w ramach krajowego rynku bilansującego operacyjnej rezerwy JG j w ORN t [MW]

ROR_{jt}^S – Ilość rozliczanej operacyjnej rezerwy JG j w ORN t powstałej w wyniku aktywacji na platformach bilansujących ofert redukcyjnych na produkt standardowy s [MW]

POE_{jkt}	– Wolumen mocy z pasma k przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t [MW]
PD_{jt}^{Max}	– Moc dyspozycyjna maksymalna JG j w ORN t dostępna w czasie rzeczywistym dla OSP [MW]
GRN_{jt}^r	– Grafik Rezerwy typu r JG j w ORN t w części w jakiej odpowiada zakontraktowanym mocom bilansującym przez OSP i w części w jakiej nie został wykorzystany do produkcji energii elektrycznej [MW]
PES_{jt}	– Średnia moc odpowiadająca skorygowanej ilości dostaw (ES) JG j w ORN t [MW]
$PEBW_{jt}^-$	– Średnia moc odpowiadająca energii bilansującej odebranej z systemu (redukcja, wielkość ujemna) wynikająca z konieczności spełnienia wcześniej opublikowanych przez OSP ograniczeń sieciowych mających wpływ na pracę JG j w ORN t [MW]
PER_{jt}	– Średnia moc odpowiadająca rzeczywistej ilości dostaw (ER) JG j w ORN t [MW]
K_{jt}	– Zbiór pasm przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t
R^G	– Zbiór typów usług mocy bilansujących „w górę”, $R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G, RR^G\}$
S	– Zbiór produktów standardowych redukcyjnych aktywowanych na platformach bilansujących: $S = \{RR^D, mFRRs^D, mFRRd^D, aFRR^D\}$

Rozliczenia rezerwy operacyjnej

(220) Rozliczenie operacyjnej rezerwy (ROR) jest dokonywane z DUB, a przedmiotem rozliczenia jest operacyjna rezerwa wyznaczona dla każdej JG i każdego ORN.

(221) Należność za operacyjną rezerwę (NOR_{jt}) dla JG j dla ORN t jest wyznaczana według następującego wzoru:

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

gdzie:

NOR_{jt}	– Należność za operacyjną rezerwę JG j w ORN t [zł]
COR_{jt}^s	– Cena operacyjnej rezerwy w ORN t wyznaczona dla danej platformy / danego produktu standardowego s [zł/MW-h]
ROR_{jt}^s	– Ilość rozliczanej operacyjnej rezerwy JG j w ORN t powstałej w wyniku aktywacji produktu standardowego s [MW-h]
COR_{jt}^K	– Cena operacyjnej rezerwy w ORN t wyznaczonej w ramach krajowego rynku bilansującego [zł/MW-h]

- ROR_{jt}^K – Ilość rozliczanej operacyjnej rezerwy JG j w ORN t w ramach krajowego rynku bilansującego [MW-h]
- L^{ORN} – Liczba ORN w godzinie
- S – Zbiór produktów standardowych redukcyjnych aktywowanych na platformach bilansujących:

$$S = \{RR^D, mFRRs^D, mFRRd^D, aFRR^D\}$$

(222) Należność NOR_{jd} dla JG j za operacyjną rezerwę w dobie d jest wyznaczana jako suma należności wyznaczonych dla ORN t tej doby:

$$NOR_{jd} = \sum_{t \in T} NOR_{jt}$$

gdzie:

- NOR_{jd} – Należność za operacyjną rezerwę JG j w dobie d [zł]
- NOR_{jt} – Należność za operacyjną rezerwę JG j w ORN t [zł]
- T – Zbiór ORN t doby d

(223) Należność NOR_{id} dla DUB i dla doby d za operacyjną rezerwę wszystkich JG posiadanych przez DUB jest wyznaczana jako suma wielkości dobowych wyznaczonych dla JG:

$$NOR_{id} = \sum_{j \in J_{gi}} NOR_{jd}$$

gdzie:

- NOR_{id} – Należność za operacyjną rezerwę DUB i w dobie d [zł]
- NOR_{jd} – Należność za operacyjną rezerwę JG j w dobie d [zł]
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

X. Rozliczenia energii bilansującej i niezbilansowania

Ogólne zasady rozliczeń

(224) Podmiotem rozliczanym na rynku bilansującym jest URB.

(225) Przedmiotem rozliczeń z URB pełniącym funkcję DUB, dla każdej posiadanej JG, są:

- a. Energia bilansująca (EB), wynikająca z wykorzystanych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz działania układów regulacji, Ofert Bilansujących JG;

Energia bilansująca (EB) odpowiada energii bilansującej planowanej (EBP) wg dotychczasowej terminologii na RB;

Nierozłącznym elementem rozliczeń EB jest rozliczenie kosztów uruchomień JG, w zakresie w jakim (i) praca po uruchomieniu nie wiąże się z realizacją zobowiązań kontraktowych URB posiadającego daną JG (zgłoszony zerowy Program Pracy) albo (ii) miało miejsce przesunięcie realizacji uruchomienia, które ma wpływ na stan cieplny z jakiego zostało zrealizowane i koszt tego uruchomienia. Rozliczenie w tym zakresie zostało ograniczone do tej części kosztów, która nie została pokryta przez dochód uzyskany przez JG na RB. Szczegółowe zasady rozliczeń w tym zakresie zostały zawarte w części Rozliczenia uzupełniające.

- b. Energia dyscypliny ruchowej (EDR), wynikająca z jakości realizacji przez poszczególne JG poleceń ruchowych OSP.

(226) Przedmiotem rozliczeń z URB pełniącym funkcję POB dla posiadanej JB, jest:

- a. Energia niezbilansowania (EN), wynikająca z odchyłeń nieplanowych pomiędzy USE zgłoszonymi przez POB dla JB (pozycją bilansową) a rzeczywistymi ilościami dostaw energii JB (przydzielonym wolumenem), skorygowanymi o energię bilansującą JG bilansowanych w ramach JB (korektą niezbilansowania);

Energia niezbilansowania (EN) odpowiada energii bilansującej nieplanowanej (EBN) wg dotychczasowej terminologii na RB;

(227) Wprowadza się zmianę w konwencji znaków na RB w celu jej dostosowania do konwencji określonej w EBGL:

- a. (+) oznacza dostawę energii na RB, przekontraktowanie POB, należność dla POB lub DUB za energię na RB;
- b. (-) oznacza odbiór energii z RB, niedokontraktowanie POB, zobowiązanie POB lub DUB za energię na RB;

(228) W modelu rozliczeń energii na RB odstępuje się od stosowania następujących mechanizmów:

- a. Łącznego rozliczania energii bilansującej JG danego URB;
- b. Dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE;
- c. Rozliczania energii awarii;
- d. Rozliczania energii ograniczeń elektrownianych;

Ilości dostaw energii JG oraz energia bilansująca i energia dyscypliny ruchowej JG

(229) Dla każdej JG dla każdego ORN są wyznaczane następujące ilości dostaw energii:

- a. Deklarowana ilość dostaw energii (ED);
- b. Zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ);
- c. Skorygowana ilość dostaw energii (ES);
- d. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER);

oraz:

- e. Energia bilansująca (EB);
- f. Energia dyscypliny ruchowej (EDR).

(230) ED dla danej JG odpowiada ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji PPD tej JG.

ED JG dla ORN t jest wyznaczana jako wielkość pola pod Grafikiem Obciążenia (GO) z PPD JG pomiędzy ORN t oraz $t-1$. Tak wyznaczona wartość ED odpowiada wartości energii dostarczonej do systemu w wyniku oczekiwanej liniowej realizacji zmiany obciążenia przez JG, z wypadkową szybkością dociążania / odciążania JG, przy zmianie GO pomiędzy sąsiednimi ORN.

(231) EZ dla danej JG odpowiada ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji PPZ tej JG, czyli programu pracy deklarowanego, który został zweryfikowany przez OSP o faktyczną dyspozycyjność JG.

Zasady wyznaczania wartości EZ JG dla ORN są analogiczne jak dla ED.

(232) ES dla danej JG odpowiada ilości energii, która powinna być dostarczona do systemu w wyniku realizacji PPS tej JG (przekazanego planu pracy przez OSP) oraz w wyniku działania układów regulacji tej JG, w przypadku gdy JG świadczy usługę: FCR^G lub FCR^D lub FRR^G lub FRR^D.

ES JG dla ORN jest wyznaczana jako suma wartości energii wyznaczonych dla JG dla każdego z 5 minutowych okresów planowania pracy w czasie rzeczywistym (OPR), które składają się na dany ORN:

- a. Energii wyznaczonej jako oczekiwana realizacja GO z PPS dla OPR, w sposób analogiczny jak dla ED;
- b. Energii jaka powinna być dostarczona do systemu w wyniku działania układów regulacji, wyznaczona w stosunku do chwilowego obciążenia JG wynikającego z GO z PPS i oczekiwanej liniowej realizacji zmiany obciążenia pomiędzy wielkościami obciążenia dla poszczególnych OPR.

(233) ER dla danej JG dla danego ORN jest wyznaczana na podstawie danych pomiarowych i algorytmów wyznaczania energii.

(234) Energia bilansująca (EB) dostarczona albo odebrana przez JG w danym ORN jest wyznaczana jako różnica pomiędzy skorygowaną i zweryfikowaną ilością dostaw JG.

$$EB_{jt} = ES_{jt} - EZ_{jt}$$

gdzie:

- EB_{jt} – Energia bilansująca JG j w ORN t [MWh]
- ES_{jt} – Skorygowana ilość dostaw energii JG j w ORN t [MWh]
- EZ_{jt} – Zweryfikowana ilość dostaw energii JG j w ORN t [MWh]

(235) Energia bilansująca dostarczona albo odebrana przez JG w danym ORN jest sumą:

- a. Energii bilansującej aktywowanej na platformie TERRE z RR (EB^{RR});
- b. Energii bilansującej aktywowanej na platformie MARI z mFRR aktywowanych zgodnie z harmonogramem (EB^{mFRRs});
- c. Energii bilansującej aktywowanej z ofert przyrostowych na platformie MARI z mFRR aktywowanych bezpośrednio (EB^{mFRRd^G});
- d. Energii bilansującej aktywowanej z ofert redukcyjnych na platformie MARI z mFRR aktywowanych bezpośrednio (EB^{mFRRd^D});
- e. Energii bilansującej aktywowanej na platformie PICASSO (EB^{aFRR});
- f. Energii bilansującej aktywowanej poza platformami bilansującymi, zwanej dalej aktywowaną w ramach krajowego rynku bilansującego (EB^K).

Wolumeny energii aktywowanej na platformach bilansujących dla poszczególnych JG, o których mowa powyżej, są wynikiem aktywacji na platformach produktów standardowych wyznaczonych w wyniku konwersji Ofert Bilansujących tych JG, w zakresie w jakim dana aktywacja nie została dezaktywowana w ramach kolejnych iteracji / platform procesu bilansowania oraz została odzwierciedlona w PPS.

Wolumen energii bilansującej JG aktywowanej w ramach krajowego rynku bilansującego oraz platform bilansujących wynosi:

$$EB_{jt} = EB_{jt}^{RR} + EB_{jt}^{mFRRs} + EB_{jt}^{mFRRd^G} + EB_{jt}^{mFRRd^D} + EB_{jt}^{aFRR} + EB_{jt}^K$$

(236) Energia dyscypliny ruchowej (EDR) JG w danym ORN jest wyznaczana jako wartość bezwzględna różnicy pomiędzy rzeczywistą i skorygowaną ilością dostaw JG w przypadku gdy tak wyznaczona wielkość jest większa bądź równa 3% mocy oferowanej na RB, bądź równa 0 w przeciwnym przypadku, zgodnie z poniższym wzorem:

$$EDR_{jt} = \begin{cases} |ER_{jt} - ES_{jt}| & \text{dla } |ER_{jt} - ES_{jt}| \geq 3\% \cdot \sum_{k \in K_{jt}} POE_{jkt}^E \\ 0 & \text{w przeciwnym przypadku} \end{cases}$$

gdzie:

- EDR_{jt} – Energia dyscypliny ruchowej JG j w ORN t [MWh]
- ER_{jt} – Rzeczywista ilość dostaw energii JG j w ORN t [MWh]
- ES_{jt} – Skorygowana ilość dostaw energii JG j w ORN t [MWh]

- POE_{jkt}^E – Energia odpowiadająca wolumenowi mocy z pasma k przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t [MW]
- K_{jt} – Zbiór pasm przyjętej Oferty Bilansującej JG j dla ORN t

Ilości dostaw energii JB oraz energia niezbilansowania POB

(237) Dla każdej JB dla każdego ORN są wyznaczane następujące ilości dostaw energii:

- Przydzielony wolumen (PW);
- Korekta niezbilansowania (KN).
- Pozycja bilansowa (PB);
- Energia niezbilansowania (EN).

(238) Przydzielony wolumen (PW) dla danej JB j i dla danego ORN t jest wyznaczany na podstawie danych pomiarowych i algorytmów wyznaczania energii oraz uzgodnionych grafików wymiany międzysystemowej w przypadku gdy POB jest jednocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej.

(239) Korekta niezbilansowania (KN) dla danej JB j danego ORN t oznacza wolumen energii odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez JG, której zasoby są bilansowane handlowo w JB.

$$KN_{jt} = \sum_{i \in J_{gj}} EB_{it} \cdot \alpha_{ijt}$$

gdzie:

- KN_{jt} – Korekta niezbilansowania JB j w ORN t [MWh]
- EB_{it} – Energia bilansująca JG i w ORN t [MWh]
- α_{ijt} – Współczynnik udziału energii bilansującej JG i w energii dostarczonej /odebranej przez JB j w ORN t

Współczynnik określa w jakiej części energia bilansująca JG i została dostarczona/odebrana do/z systemu przez zasoby JG, które są bilansowane handlowo w JB j . Gdy dana JG i jest w całości bilansowana handlowo w jednej JB j , to $\alpha_{ijt} = 1$. Ponadto ogólnie zachodzi następujący warunek: $\sum_j \alpha_{ijt} = 1$

- J_{gj} – Zbiór JG, których zasoby w całości bądź w części, zgodnie z α_{ijt} , są bilansowane handlowo w JB j

Dla JB, której zasoby nie są reprezentowane w JG (nie uczestniczą aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE), korekta niezbilansowania (KN) jest równa 0.

(240) Pozycja bilansowa (PB) dla danej JB j i dla danego ORN t oznacza deklarowany wolumen energii w danym ORN i jest równa sumie (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji na RBN oraz przyjętych do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE przyjętych na RB dla tej JB i tego ORN.

$$PB_{jt} = \sum_{i \in J_{jt}} (EP_{jti}^{RBN} + EP_{jti}^{RBB})$$

gdzie:

- PB_{jt} – Pozycja bilansowa JB j w ORN t [MWh]
- EP_{jti}^{RBN} – Przyjęta do realizacji na RBN ilość dostaw energii JB j w ramach Umowy Sprzedaży Energii z JB i w ORN t [MWh]
- EP_{jti}^{RBB} – Przyjęta do realizacji na RBB ilość dostaw energii JB j w ramach Umowy Sprzedaży Energii z JB i w ORN t [MWh]
- J_{jt} – Zbiór JB, poprzez które są realizowane w ORN t Umowy Sprzedaży Energii z JB j

(241) Energia niezbilansowania (EN) dostarczona albo odebrana przez JB w danym ORN jest wyznaczana jako różnica pomiędzy przydzielonym wolumenem (PW) a pozycją bilansową (PB), przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania (KN).

$$EN_{jt} = PW_{jt} - KN_{jt} - PB_{jt}$$

gdzie:

- EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB j w ORN t [MWh]
- PW_{jt} – Przydzielony wolumen JB j w ORN t [MWh]
- KN_{jt} – Korekta niezbilansowania JB j w ORN t [MWh]
- PB_{jt} – Pozycja bilansowa JB j w ORN t [MWh]

Ceny rozliczeniowe energii bilansującej i energii niezbilansowania

(242) Energia bilansująca jest rozliczana według następujących cen rozliczeniowych odchylenia (CRO) dla danego ORN:

- a. CRO^{RR} , wyznaczonej na platformie bilansującej TERRE, stosowanej do rozliczenia EB^{RR} [zł/MWh];
- b. CRO^{mFRRs} , wyznaczonej na platformie bilansującej MARI, stosowanej do rozliczenia EB^{mFRRs} [zł/MWh];
- c. CRO^{mFRRd^G} , wyznaczonej na platformie bilansującej MARI, stosowanej do rozliczenia EB^{mFRRd^G} [zł/MWh];
- d. CRO^{mFRRd^D} , wyznaczonej na platformie bilansującej MARI, stosowanej do rozliczenia EB^{mFRRd^D} [zł/MWh];
- e. CRO^{aFRR} , wyznaczonej na platformie bilansującej PICASSO, stosowanej do rozliczenia EB^{aFRR} [zł/MWh];
- f. CRO^K , wyznaczonej zgodnie z pkt (243), stosowanej do rozliczenia EB^K , tj. energii bilansującej aktywowanej nie na platformach bilansujących [zł/MWh].

W przypadku, gdy oferta energii bilansującej dla produktu standardowego została wyznaczona w procesie konwersji z więcej niż jednej oferty bilansującej, to w rozliczeniu energii bilansującej aktywowanej z tej oferty uwzględnia się udział poszczególnych ofert w wyznaczeniu oferty na produkt standardowy.

Ceny rozliczeniowe odchylenia wskazane powyżej stanowią podstawę do wyznaczenia ceny rozliczeniowej odchylenia energii niezbilansowania (CRO^N).

(243) Cena rozliczeniowa odchylenia dla krajowego rynku bilansującego CRO_t^K w ORN t jest równa sumie:

- a. Ceny energii bilansującej CEB_t w ORN t , o której mowa w pkt (244) Koncepcji;
- b. Ceny operacyjnej rezerwy COR_t^K w ORN t , wyznaczonej zgodnie z zasadami z pkt IX Koncepcji.

(244) Cena energii bilansującej CEB jest ceną krańcową w danym ORN, odpowiednio najwyższą ceną przyrostową albo najniższą ceną redukcyjną, z pasm ofert bilansujących, z uwzględnieniem mocy pasm aktywowanych na platformach bilansujących z krajowych zasobów z kierunkiem przeciwnym, zapewniających swobodne, minimalnokosztowe pokrycie zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB (ZEB^K), które nie zostało pokryte przez energię aktywowaną na platformach bilansujących.

(245) Zapotrzebowanie ZEB^K dla poszczególnych ORN jest równe sumie energii bilansującej (EB^K) wszystkich JG aktywowanych w ramach krajowego rynku bilansującego:

- a. Skorygowanej o saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej, to znaczy wymiany energii w ramach pomocy awaryjnej oraz redispatchingu;
- b. Powiększonej o wielkość wykonanej dostawy interwencyjnej energii w ramach bieżącego programu IP-DSR.

(246) Dodatnia wartość ZEB^K oznacza zapotrzebowanie na energię z pasm przyrostowych Ofert Bilansujących, a ujemna wartość ZEB^K oznacza zapotrzebowanie na energię z pasm redukcyjnych Ofert Bilansujących.

(247) W przypadku gdy ZEB^K jest równe zero w danym ORN, cena CEB jest równa wartości rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE) wyznaczonej na podstawie cen dla obszaru Polski w ramach jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego oraz Dnia Bieżącego dla danego ORN albo dla godziny handlowej obejmującej dany ORN.

(248) Przy tworzeniu minimalnokosztowego pokrycia zapotrzebowania dla danego ORN, o którym mowa w pkt (244), są uwzględniane:

- a. Moce z pasm przyrostowych Ofert Bilansujących powyżej Grafików Obciążenia JG z Programów Pracy Zweryfikowanych, które łącznie spełniają następujące warunki:
 - Są dostępne na JG w stanie praca lub w postoju pod warunkiem bardzo krótkiego czasu uruchomienia (np. generacja elektrowni szczytowo-pompowych);
 - Są dostępne ze względu na dyspozycyjność JG (ubytki mocy, szybkość dociążania JG i inne ograniczenia JG zawężające dostępność mocy przyrostowej JG);

- Nie są zarezerwowane do świadczenia usług mocy bilansujących typu: FCR^G , $aFRR^G$, $mFRR^G$, za wyjątkiem części tych mocy, które zostały wykorzystane do dostawy energii na RB;
 - Nie zostały aktywowane w wyniku działania platform bilansujących lub miała miejsce aktywacja pasma na jednej platformie i dezaktywacja na innej platformie zgodnie z pkt (204);
 - Są dostępne ze względu na ograniczenia sieciowe.
- b. Moce z pasm redukcyjnych Ofert Bilansujących poniżej Grafików Obciążenia JG z Programów Pracy Zweryfikowanych, które łącznie spełniają następujące warunki:
- Są dostępne na JG w stanie praca lub w postoiu pod warunkiem bardzo krótkiego czasu uruchomienia (np. pompowanie elektrowni szczytowo-pompowych);
 - Są dostępne ze względu na dyspozycyjność JG (ubytki mocy, szybkość odciażania JG i inne ograniczenia JG zawężające dostępność mocy redukcyjnej JG);
 - Nie są zarezerwowane do świadczenia usług mocy bilansujących typu: FCR^D , $aFRR^D$, $mFRR^D$, za wyjątkiem części tych mocy, które zostały wykorzystane do odbioru energii z RB;
 - Nie zostały aktywowane w wyniku działania platform bilansujących lub miała miejsce aktywacja pasma na jednej platformie i dezaktywacja na innej platformie zgodnie z pkt (204);
 - Są dostępne ze względu na ograniczenia sieciowe;
- c. Moce z pasm przyrostowych Ofert Bilansujących jako moce redukcyjne, gdy zostały aktywowane na platformie bilansującej (i nie zostały dezaktywowane na innej platformie);
- d. Moce z pasm redukcyjnych Ofert Bilansujących jako moce przyrostowe, gdy zostały aktywowane na platformie bilansującej (i nie zostały dezaktywowane na innej platformie);
- (249) Cena rozliczeniowa odchylenia energii niezbilansowania (CRO^N) w ORN t , w zależności od stanu zakontraktowania (zbilansowania) POB, jest równa:
- a. W przypadku gdy suma energii niezbilansowania wszystkich POB jest dodatnia ($\sum EN > 0$, sumaryczne przekontraktowanie):
- Średnioważonej cenie z aktywacji ofert redukcyjnych na potrzeby bilansowania KSE w ORN t na platformach bilansujących i w ramach krajowego RB;
 - I jest nie większa niż rynkowa cena energii elektrycznej w ORN t (RCE_t).
- b. W przypadku gdy suma energii niezbilansowania wszystkich POB jest ujemna ($\sum EN < 0$, sumaryczne niedokontraktowanie):
- Średnioważonej cenie z aktywacji ofert przyrostowych na potrzeby bilansowania KSE w ORN t na platformach bilansujących i w ramach krajowego RB;
 - I jest nie mniejsza niż rynkowa cena energii elektrycznej w ORN t (RCE_t).

c. W pozostałym przypadku ($\sum EN = 0$)

$$CRO_t^N = CRO_t^K$$

gdzie:

- CRO_t^N – Cena rozliczeniowa odchylenia energii niezbilansowania w ORN t [zł/MWh]
- CRO_t^K – Cena rozliczeniowa odchylenia dla krajowego rynku bilansującego w ORN t [zł/MWh]
- RCE_t – Rynkowa cena energii elektrycznej w ORN t [zł/MWh]

Rozliczenia energii bilansującej

(250) Rozliczenie energii bilansującej (REB) jest dokonywane z DUB, a przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca (EB) wyznaczona dla każdej JG i każdego ORN, zgodnie z zasadami określonymi w pkt (234) i (235) Konceptji.

(251) Należność NEB_{jt} dla JG j za energię bilansującą dostarczoną albo odebraną z systemu w ORN t jest wyznaczana następująco:

$$NEB_{jt} = \sum_{s \in SK} (CRO_t^s \cdot EB_{jt}^s - COR_t^s \cdot \max(EBZM_{jt}^s; 0))$$

gdzie:

- NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG j w ORN t [zł]
- CRO_t^s – Cena rozliczeniowa odchylenia dla poszczególnych produktów standardowych aktywowanych na platformie bilansującej oraz dla aktywacji energii bilansującej w ramach krajowego rynku bilansującego, dla ORN t [zł/MWh]
- EB_{jt}^s – Energia bilansującą JG j aktywowana z oferty na produkt standardowy na platformach bilansujących oraz w ramach krajowego rynku bilansującego w ORN t [MWh]
- $EBZM_{jt}^s$ – Energia bilansującą JG j z zakontraktowanych mocy bilansujących aktywowana jako produkt standardowy oraz w ramach krajowego rynku bilansującego w ORN t [MWh]
- COR_t^s – Cena operacyjnej rezerwy w ORN t wyznaczona dla danej platformy / danego produktu standardowego oraz powykonawczo w ramach krajowego rynku bilansującego [zł/MWh]
- SK – Suma zbiorów: S – aktywacji energii bilansującej jako produkty standardowe na platformach bilansujących:

$$S = \{RR, mFRRs, mFRRd^G, mFRRd^D, aFRR\}$$

oraz K – aktywacji w ramach krajowego rynku bilansującego

(252) Należność NEB_{jd} dla JG j za energię bilansującą dostarczoną albo odebraną z systemu w dobie d jest wyznaczana jako suma należności wyznaczonych dla ORN t tej doby:

$$NEB_{jd} = \sum_{t \in T} NEB_{jt}$$

gdzie:

NEB_{jd} – Należność za energię bilansującą JG j w dobie d [zł]

NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG j w ORN t [zł]

T – Zbiór ORN t doby d

(253) Należność NEB_{id} dla DUB i dla doby d za energię bilansującą dostarczoną albo odebraną z systemu przez wszystkie JG posiadane przez DUB jest wyznaczana jako suma wielkości dobowych wyznaczonych dla JG:

$$NEB_{id} = \sum_{j \in J_{gi}} NEB_{jd}$$

gdzie:

NEB_{id} – Należność za energię bilansującą DUB i w dobie d [zł]

NEB_{jd} – Należność za energię bilansującą JG j w dobie d [zł]

J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

Rozliczenia uzupełniające

(254) Rozliczenie uzupełniające (RU) jest dokonywane z DUB, a przedmiotem rozliczenia są uzasadnione koszty JG w związku z dostawą albo odbiorem energii bilansującej, które nie zostały pokryte w rozliczeniu wartościowym energii bilansującej.

(255) Do uzasadnionych kosztów JG, o których mowa w pkt (254), należą:

- Rozliczenie dostawy energii na RB po cenie niepokrywającej kosztów zmiennych związanych z dostawą energii na RB;
- Rozliczenie odbioru energii z RB po cenie wyższej niż uniknięte koszty zmienne związane z odbiorem energii z RB;
- Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień JG, wyznaczona w stosunku do kosztów uruchomień uwzględnionych w Grafiku Obciążenia JG w zweryfikowanym Programie Pracy (PPZ).

(256) Okresem, dla którego w ramach RU są wyznaczane niepokryte koszty JG, jest doba handlowa.

(257) Należność NRU_{jd} dla JG j z tytułu rozliczenia uzupełniającego dla danej doby d jest wyznaczana według następującego wzoru:

(wielkość dodatnia NRU oznacza płatność dla JG, a wielkość ujemna płatność dla OSP)

$$NRU_{jd} = \max(\Delta KU_{jd} + BK_{jd}; \min(\Delta KU_{jd}; 0))$$

gdzie:

- NRU_{jd} – Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego JG j w dobie d [zł]
- ΔKU_{jd} – Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień JG j w dobie d [zł]
- BK_{jd} – Bilans kosztów JG j w dobie d [zł]

(258) Należność NRU_{id} dla DUB i z tytułu rozliczenia uzupełniającego dla danej doby d wszystkich JG posiadanych przez DUB jest wyznacza według następującego wzoru:

$$NRU_{id} = \sum_{j \in J_{gi}} NRU_{jd}$$

gdzie:

- NRU_{id} – Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego DUB i w dobie d [zł]
- NEB_{jt} – Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego JG j w dobie d [zł]
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

(259) Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień JG j (ΔKU_{jd}) w danej dobie d dla JG ze znacznikiem ZAK=2 jest równa zero, a dla JG ze znacznikiem ZAK=1 jest wyznaczana jako różnica pomiędzy:

- Kosztami uruchomień JG j wynikających z Grafiku Obciążenia JG ze skorygowanego Programu Pracy;
- Kosztami uruchomień JG j wynikających z Grafiku Obciążenia JG ze zweryfikowanego Programu Pracy;

pomniejszona o wielkość kosztów uruchomień niezależnych od PPZ w zakresie w jakim koszty te powinny być odzwierciedlone w cenach pasm przyrostowych i redukcyjnych Oferty Bilansującej JG, zgodnie z pkt (263) - (266) Koncepcji (z zastrzeżeniem, że w przypadku zmiany PPZ skutkującej rezygnacją z odstawienia bądź uruchomienia JG przez DUB, uruchomienie bądź odstawienie w PPS staje się niezależne).

$$\Delta KU_{jd} = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} CU_{js} \cdot (ZZU_{jts}^{PPS} - ZZU_{jts}^{PPZ}) - \sum_{t \in T} KU_{jt}^{RB}$$

gdzie:

- ΔKU_{jd} – Zmiana w wysokości wykonanych kosztów uruchomień JG j w dobie d [zł]
- CU_{js} – Cena jednostkowa za uruchomienie JG j zrealizowane ze stanu cieplnego s , określona w Umowie przesyłania [zł]
Zasady definiowania oraz aktualizacji cen CU są realizowane wg zasad analogicznych do obecnie stosowanych
- ZZU_{jts}^{PPS} – Znacznik zakończenia uruchomienia JG j w ORN t zrealizowanego zgodnie z poleceniem OSP (PPS), ze stanu cieplnego s , zakwalifikowanego do rozliczeń (poprawnie zakończonego)

	Suma ZZU^{PPS} w dobie oznacza liczbę uruchomień JG w dobie zgodnie z PPS
ZZU_{jts}^{PPZ}	– Znacznik zakończenia uruchomienia JG j w ORN t zaplanowanego przez DUB w PPZ, ze stanu cieplnego s , zakwalifikowanego do rozliczeń (poprawnie zakończonego)
	Suma ZZU^{PPZ} w dobie oznacza liczbę uruchomień JG w dobie zgodnie z PPZ
KU_{jt}^{RB}	– Wielkość kosztów uruchomień JG j , przypisana do poszczególnych ORN t , zakwalifikowana do rozliczeń w ramach energii na RB [zł]
S	– Zbiór stanów cieplnych JG, z których następuje uruchamianie JG, $S = \{\text{gorący, ciepły, zimny}\}$
T	– Zbiór ORN w dobie d

(260) Dane uruchomienie JG jest przypisane do ORN, w którym następuje poprawne zakończenie uruchomienia skutkujące przejściem do stanu praca (zgodnie z zasadami kwalifikacji uruchomień). Koszt uruchomienia jest uwzględniany w ΔKU dla doby d , która zawiera ORN z przypisanym danym uruchomieniem.

(261) Uruchomienie danej JG, które nie zostało zakończone poprawnie, np. po stanie uruchomienia ma miejsce przejście JG do postoju awaryjnego, nie jest uwzględniane we wzorze na ΔKU , tzn. znacznik ZZU ma wartość 0. Dotyczy to zarówno znacznika uruchomienia w PPS, jak również znacznika uruchomienia w PPZ, jeśli uruchomienie było sklasyfikowane jako zależne zgodnie z pkt (263).

(262) Uruchomienie danej JG, które zostało przerwane (przejście JG ze stanu uruchomienia do rezerwy), jest uwzględniane we wzorze na ΔKU , przy czym koszt takiego uruchomienia jest zmniejszany proporcjonalnie do wykonanego (albo zaplanowanego w przypadku PPZ) czasu uruchomienia JG w stosunku do pełnego czasu uruchomienia JG z danego stanu. Możliwość przerywania uruchomienia dotyczy zarówno przerywania w ramach PPS jak i PPZ.

(263) OSP wydając polecenie uruchomienia JG określa, na podstawie przewidywanego czasu pracy JG po uruchomieniu oraz Grafiku Obciążenia tej JG w PPZ, czy:

- Uruchomienie jest zależne od PPZ – uruchomienie jest zgodne w czasie z uruchomieniem w PPZ lub stanowi przesunięcie tego uruchomienia;
- Uruchomienie jest niezależne od PPZ – dodatkowe uruchomienie JG.

(264) Jeżeli OSP wydał polecenie uruchomienia JG sklasyfikowanego jako uruchomienie niezależne od PPZ, to koszt uruchomienia JG powinien zostać odwzorowany przez DUB w cenach ofertowych pasm przyrostowych Oferty Bilansującej JG, aby koszt tego uruchomienia, w przypadku gdy uruchomienie ma charakter swobodnego pokrycia niezbilansowania, został odwzorowany w cenach rynku bilansującego. Zgodnie z niniejszym:

- Dla ORN w okresie o długości większej z dwóch: (i) minimalnego czasu pracy JG (TP^{MIN}) oraz (ii) czasu gwarantowanego na odwzorowanie kosztów w Ofercie Bilansującej (TG równym 4 godzin), następującym bezpośrednio po zakończeniu uruchomienia, suma dla tego okresu iloczynów mocy i ceny pierwszego pasma

przyrostowego z Oferty Bilansującej JG dla poszczególnych ORN powinna być równa co najmniej cenie za uruchomienie tej JG z danego stanu cieplnego (CU_{js}) oraz pokrywać koszty zmienne dostawy energii na RB;

Wskazany powyżej warunek na ceny w Ofercie Bilansującej JG nie jest obligatoryjny dla DUB, ale jest uwzględniony w zasadach wyznaczenia wartości rozliczenia uzupełniającego JG.

- b. Wielkość tego kosztu uruchomienia, która powinna zostać pokryta przez rozliczenia energii na RB, uwzględniana we wzorze na ΔKU_j , wyznaczona dla poszczególnych ORN t z okresu wskazanego w ppkt a., wynosi:

$$KU_{jt}^{RB} = ZS_{jt} \cdot CU_{js} / \max(TP_j^{min}; TG); \text{ dla } t = \{\tau, \dots, \tau + \max(TP_j^{min}; TG) - 1\}$$

gdzie:

KU_{jt}^{RB}	– Wielkość kosztu uruchomienia wynikająca z polecenia OSP uruchomienia JG zgodnie z PPS, przypisana do poszczególnych ORN t , która powinna zostać przeniesiona w rozliczeniach energii na RB [zł]
CU_{js}	– Cena jednostkowa uruchomienia JG j zrealizowanego ze stanu cieplnego s , zakwalifikowanego do rozliczenia w ramach energii na RB, zakończonego w ORN t równym τ [zł]
TP_j^{min}	– Minimalny czas pracy JG j po uruchomieniu (wyrażony jako liczba ORN)
TG	– Czas gwarantowany na odwzorowanie kosztów w Ofercie Bilansującej, $TG = 4h$ (16 ORN)
ZS_{jt}	– Znacznik stanu JG j w ORN t , $ZP=0$ postój, $ZP=1$ praca
τ	– ORN, w którym ma miejsce zakończenie uruchomienia JG zakwalifikowanego do rozliczenia w ramach energii na RB

(265) OSP wydając polecenie odstawienia JG określa, na podstawie przewidywanego czasu postoju JG po odstawieniu oraz Grafiku Obciążenia tej JG w PPZ, czy:

- Odstawienie jest zależne od PPZ – odstawienie jest zgodne w czasie z odstawieniem w PPZ lub stanowi przesunięcie tego odstawienia;
- Odstawienie jest niezależne od PPZ – dodatkowe odstawienie JG.

(266) Jeżeli OSP wydał polecenie odstawienia JG sklasyfikowanego jako odstawienie niezależne od PPZ, to koszt uruchomienia JG następujący po okresie odstawienia powinien zostać odwzorowany przez DUB w cenach ofertowych pasm redukcyjnych Oferty Bilansującej JG, aby koszt tego uruchomienia, w przypadku gdy odstawienie ma charakter swobodnego pokrycia niezbilansowania, został odwzorowany w cenach rynku bilansującego. Zgodnie z niniejszym:

- Dla ORN w okresie o długości większej z dwóch: (i) minimalnego czasu postoju JG (TR^{min}) oraz (ii) czasu gwarantowanego na odwzorowanie kosztów w Ofercie Bilansującej (TG równym 4 godzin), następującym bezpośrednio po odstawieniu, suma dla tego okresu iloczynów mocy i ceny pierwszego pasma redukcyjnego

z Oferty Bilansującej JG dla poszczególnych ORN powinna być równa co najwyżej unikniętym kosztom zmiennym dostawy energii na RB pomniejszonym o cenę za uruchomienie tej JG ze stanu ciepłego (CU_{js}) odpowiadającego postojowi w okresie wyznaczonym na wstępie niniejszego podpunktu;

Wskazany powyżej warunek na ceny w Ofercie Bilansującej JG nie jest obligatoryjny dla DUB, ale jest uwzględniony w zasadach wyznaczenia wartości rozliczenia uzupełniającego JG.

- b. Wielkość kosztu uruchomienia po tym odstawieniu, która powinna zostać pokryta przez rozliczenia energii na RB, uwzględniana we wzorze na ΔKU_j , wyznaczona dla poszczególnych ORN t z okresu wskazanego w ppkt a., wynosi:

$$KU_{jt}^{RB} = (1 - ZS_{jt}) \cdot CU_{js} / \max(TR_j^{min}; TG); \text{ dla } t = \{\tau, \dots, \tau + \max(TR_j^{min}; TG) - 1\}$$

gdzie:

- KU_{jt}^{RB} – Wielkość kosztu uruchomienia wynikająca z polecenia OSP odstawienia JG zgodnie z PPS, przypisana do poszczególnych ORN t , która powinna zostać przeniesiona w rozliczeniach energii na RB [zł]
- CU_{js} – Cena jednostkowa uruchomienia JG j ze stanu ciepłego s odpowiadającego postojowi $\max(TR_j^{min}; TG)$ [zł]
- TR_j^{min} – Minimalny czas postoju JG j po odstawieniu (wyrażony jako liczba ORN)
- TG – Czas gwarantowany na odwzorowanie kosztów w Ofercie Bilansującej, $TG = 4h$ (16 ORN)
- ZS_{jt} – Znacznik stanu JG j w ORN t , ZP=0 postój, ZP=1 praca
- τ – ORN, w którym ma miejsce odstawienie JG, którego koszt uruchomienia następującego po odstawieniu jest zakwalifikowany do rozliczenia w ramach energii na RB

(267) Bilans kosztów na RB (BK) dotyczy rozliczeń JG za energię bilansującą na RB, kosztów uruchomień zakwalifikowanych do rozliczenia w ramach energii na RB oraz usług mocy bilansujących. Bilans kosztów na RB dla JG jest wyznaczany dla doby handlowej i określa jaki jest wynik rozliczenia energii i usług mocy bilansujących na RB w stosunku do kosztów tej JG.

(268) Bilans BK_{jd} dla JG j i doby d jest wyznaczany według następującego wzoru:

$$BK_{jd} = \sum_{t \in T} (BK_{jt} + KU_{jt}^{CO})$$

gdzie:

- BK_{jd} – Bilans kosztów na RB JG j [zł]
- BK_{jt} – Bilans kosztów JG j w ORN t związany z rozliczeniem energii bilansującej oraz usług mocy bilansującej [zł]

KU_{jt}^{CO} – Koszty uruchomienia 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 [zł]

T – Zbiór ORN w dobie d

(269) Bilans kosztów BK_{jt} JG j w ORN t związany z rozliczeniem energii bilansującej oraz usług mocy bilansującej jest wyznaczany w zależności od relacji pomiędzy zweryfikowanymi (EZ_{jt}) i skorygowanymi (ES_{jt}) ilościami dostaw energii:

a. Praca systemowa: $EZ_{jt} = 0$, $ES_{jt} > 0$

W BK_{jt} są uwzględniane zyski i straty w zakresie rozliczenia energii bilansującej i usług mocy bilansujących:

$$BK_{jt} = KEB_{jt} - NEB_{jt} + \min(0; KMB_{jt} - NMB_{jt})$$

b. Praca rynkowa: $EZ_{jt} > 0$, $ES_{jt} > 0$

W BK_{jt} są uwzględniane straty w zakresie rozliczenia energii bilansującej:

$$BK_{jt} = \max(0; KEB_{jt} - NEB_{jt})$$

c. Postój systemowy: $EZ_{jt} > 0$, $ES_{jt} = 0$

W BK_{jt} są uwzględniane zyski i straty w zakresie rozliczenia energii bilansującej:

$$BK_{jt} = KEB_{jt} - NEB_{jt}$$

d. Postój rynkowy: $EZ_{jt} = 0$, $ES_{jt} = 0$

$$BK_{jt} = 0$$

gdzie:

BK_{jt} – Bilans kosztów JG j w ORN t związany z rozliczeniem energii bilansującej oraz usług mocy bilansującej [zł]

KEB_{jt} – Koszt dostarczenia / odbioru energii bilansującej przez JG j w ORN t , wyznaczony zgodnie z pkt (270) Koncepcji [zł]

NEB_{jt} – Należność za dostarczoną / odebraną energię bilansującą przez JG j w ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (251) Koncepcji [zł]

KMB_{jt} – Koszt dostarczenia zakontraktowanych usług mocy bilansujących przez JG j w ORN t pozyskanych w Trybie Uzupełniającym, wyznaczony zgodnie z pkt (272) Koncepcji [zł]

NMB_{jt} – Należność za zakontraktowane usługi mocy bilansujących przez JG j w ORN t pozyskane w Trybie Uzupełniającym, wyznaczona zgodnie z pkt (290), oraz za Rezerwę Operacyjną, wyznaczona zgodnie z pkt (221) [zł]

(270) Koszt dostarczenia / odbioru energii bilansującej (KEB_{jt}) przez JG j w ORN t jest wyznaczany według następujących wzorów:

$$KEB_{jt} = \sum_{s \in SK} KEB_{jt}^s$$

a. Dla JG_W ze znacznikiem $ZCW=1$:

- W przypadku dostawy energii bilansującej na RB ($EB_t \geq 0$)

$$KEB_{jt}^s = \sum_{k \in K^+} EB_{jkt}^s \cdot (\min(COE_{jkt}^+; CWD_{jk}) + COR_t^s) - COR_t^s \cdot EBZM_{jt}^s$$

- W przypadku odbioru energii bilansującej z RB ($EB_t < 0$)

$$KEB_{jt}^s = \sum_{k \in K^-} EB_{jkt}^s \cdot (\max(COE_{jkt}^-; CWO_{jk}) + COR_t^s)$$

b. Dla JG_W ze znacznikiem $ZCW=0$ oraz dla JG_O :

- W przypadku dostawy energii bilansującej na RB ($EB_t \geq 0$)

$$KEB_{jt}^s = \sum_{k \in K^+} EB_{jkt}^s \cdot (COE_{jkt}^+ + COR_t^s) - COR_t^s \cdot EBZM_{jt}^s$$

- W przypadku odbioru energii bilansującej z RB ($EB_t < 0$)

$$KEB_{jt}^s = \sum_{k \in K^-} EB_{jkt}^s \cdot (COE_{jkt}^- + COR_t^s)$$

gdzie:

KEB_{jt}	– Koszt dostarczenia / odbioru energii bilansującej przez JG j w ORN t [zł]
KEB_{jt}^s	– Koszt dostarczenia / odbioru energii bilansującej przez JG j w ORN t dla poszczególnych produktów standardowych aktywowanych na platformie bilansującej oraz dla aktywacji energii bilansującej w ramach krajowego rynku bilansującego (w ramach $s \in SK$) [zł]
EB_{jkt}^s	– Energia bilansująca dostarczona na RB / odebrana z RB przez JG j w ORN t z pasma k Oferty Bilansującej aktywowana w ramach $s \in SK$ [MWh]
$EBZM_{jt}^s$	– Energia bilansującą JG j z zakontraktowanych mocy bilansujących aktywowana w ramach $s \in SK$ w ORN t [MWh]
COE_{jkt}^+	Cena ofertowa pasma przyrostowego k JG j w ORN t [zł/MWh]
COE_{jkt}^-	Cena ofertowa pasma redukcyjnego k JG j w ORN t [zł/MWh]
CWD_{jkt}	– Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii bilansującej na RB dla JG j w ORN t dla pasma k [zł/MWh]
CWO_{jkt}	– Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii bilansującej z RB dla JG j w ORN t dla pasma k [zł/MWh]
COR_t	– Wartość rezerwy operacyjnej [zł/MWh]

- ZCW – Znacznik obowiązku przedkładania / wyznaczania ceny wytwarzania wymuszonego dla JG j (obowiązek występuje dla $ZCW=1$)
- K^+ – Zbiór pasm przyrostowych JG j w ORN t
- K^- – Zbiór pasm redukcyjnych JG j w ORN t
- SK – Suma zbiorów: S – aktywacji energii bilansującej jako produkty standardowe na platformach bilansujących:

$$S = \{RR, mFRRs, mFRRd^G, mFRRd^D, aFRR\}$$

oraz K – aktywacji w ramach krajowego rynku bilansującego

(271) Cena CWD / CWO dla JG_w ze znacznikiem obowiązku przedkładania / wyznaczania ceny wytwarzania wymuszonego ($ZCW=1$) jest wyznaczana następująco:

a. Dla JG_w reprezentujących źródła ciepłne

Cena CWD i cena CWO są równe sumie ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) i jednostkowych kosztów uprawnień do emisji CO₂ (KC^{CO2}). Cena CW dla JG jest definiowana i aktualizowana zgodnie z zasadami analogicznymi do obecnych, przy uwzględnieniu możliwości zdefiniowania kilku wartości cen CW dla różnych obszarów obciążenia JG. W ramach pojedynczego pasma Oferty Bilansującej powinna obowiązywać jedna wartość ceny CW.

Nie wprowadza się rozróżnienia pomiędzy cenami CWD i CWO.

b. Dla JG_w reprezentujących magazyny energii

Cena CWD za dostawę energii jest wyznaczana na podstawie średniej wartości z cen CRO z godzin doliny nocnej (godziny handlowe od 1 do 7 oraz 23 i 24 w siedmiu poprzednich dniach), oraz sprawności cyklu przetwarzania, natomiast cena CWO za odbiór energii na podstawie średniej wartości z cen CRO z godzin doliny nocnej (godziny handlowe od 1 do 7 oraz 23 i 24 w siedmiu poprzednich dniach).

(272) Koszt świadczenia usług mocy bilansujących przez JG j w ORN t pozyskanych w Trybie Uzupełniającym jest wyznaczany według następującego wzoru:

$$KMB_{jt} = 1/L^{ORN} \cdot \sum_{r \in R} PZMU_{jt}^r \cdot \min(COM_{jt}^r; 5\% \cdot CW_j)$$

gdzie:

- KMB_{jt} – Koszt świadczenia usług mocy bilansujących przez JG j w ORN t pozyskanych w Trybie Uzupełniającym [zł]
- $PZMU_{jt}$ – Moce bilansujące typu r ($r \in R$) pozyskane od JG j w ORN t w Trybie Uzupełniającym [MW-h]
- COM_{jt}^r – Cena ofertowa za moce bilansujące typu r w Ofercie na Moce Bilansujące JG j w ORN t [zł/MW-h]
- CW_j – Cena wytwarzania wymuszonego JG j w ORN t [zł/MWh]

- L^{ORN} – Liczba ORN w godzinie
- R – Zbiór usług mocy bilansujących możliwych do pozyskania w Trybie Uzupełniającym, $R=\{FCR^D, FCR^G, aFRR^D, aFRR^G, mFRRd^D, mFRRd^G\}$

(273) 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 Bilansującej, są wyznaczane według następujących zasad:

- a. W przypadku uruchomienia JG j , o którym mowa w pkt (264), zakończonego w ORN równym τ :

$$KU_{jt}^{CO} = \min(KU_{jt}^{RB}; POE_{j1t} \cdot (COE_{j1t}^+ - CWD_{j1t}) / L^{ORN}) \text{ dla } t = \{\tau, \dots, \tau + \max(TP_j^{min}; TG) - 1\}$$

- b. W przypadku odstawienia JG, o którym mowa w pkt (266), które ma miejsce w ORN równym τ :

$$KU_{jt}^{CO} = \min(KU_{jt}^{RB}; POE_{j1t} \cdot (CWO_{j1t} - COE_{j1t}^-) / L^{ORN}) \text{ dla } t = \{\tau, \dots, \tau + \max(TR_j^{min}; TG) - 1\}$$

- c. Dla pozostałych ORN t , dla których nie zachodzi przypadek z ppkt a. i b.:

$$KU_{jt}^{CO} = 0$$

gdzie:

- KU_{jt}^{CO} – Koszty uruchomienia wynikające z polecenia OSP uruchomienia bądź odstawienia JG j , zakwalifikowane do rozliczenia w ramach energii na RB, w zakresie w jakim zostały odzwierciedlone w cenach ofertowych Ofert Bilansującej w ORN t [zł]
- KU_{jt}^{RB} – Wielkość kosztu uruchomienia wynikająca z polecenia OSP uruchomienia bądź odstawienia JG, przypisana do poszczególnych ORN t , która powinna zostać przeniesiona w rozliczeniach energii na RB [zł]
- POE_{j1t} – Wolumen pierwszego pasma Oferty Bilansującej JG j w ORN t [MW]
- COE_{j1t}^+ – Cena ofertowa przyrostowa dla pierwszego pasma Oferty Bilansującej JG j w ORN t [zł/MWh]
- COE_{j1t}^- – Cena ofertowa redukcyjna dla pierwszego pasma Oferty Bilansującej JG j w ORN t [zł/MWh]
- CWD_{j1t} – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii bilansującej na RB dla JG j w ORN t odpowiadająca dostawie energii z pierwszego pasma [zł/MWh]
- CWO_{j1t} – Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii bilansującej z RB dla JG j w ORN t odpowiadająca odbiorowi energii z pierwszego pasma [zł/MWh]

TP_j^{min}	– Minimalny czas pracy JG j po uruchomieniu (wyrażony jako liczba ORN)
TR_j^{min}	– Minimalny czas postoju JG j po odstawieniu (wyrażony jako liczba ORN)
TG	– Czas gwarantowany na odwzorowanie kosztów w Ofercie Bilansującej, $TG = 4h$ (16 ORN)
τ	– W zależności od przypadku, ppkt a. ORN, w którym ma miejsce zakończenie uruchamiania JG, ppkt b. ORN, w którym ma miejsce odstawienie JG
L^{ORN}	– Liczba ORN w godzinie

Rozliczenia dyscypliny ruchowej

(274) Rozliczenie dyscypliny ruchowej (RDR) jest dokonywane z DUB, a przedmiotem rozliczenia jest energia dyscypliny ruchowej (EDR) wyznaczona dla każdej JG i każdego ORN, zgodnie z zasadami określonymi w pkt (236) Koncepcji.

(275) Należność NDR dla JG j z tytułu dyscypliny ruchowej jest zawsze ujemna co oznacza płatność dla OSP. NDR dla JG j w ORN t jest wyznaczana następująco:

$$NDR_{jt} = -CDR_t \cdot EDR_{jt}$$

gdzie:

NDR_{jt}	– Należność z tytułu dyscypliny ruchowej JG j w ORN t [zł]
CDR_t	– Cena dyscypliny ruchowej w ORN t , wyznaczona jako procentowa wielkość jednostkowego kosztu pozyskania wymaganych mocy w ramach usługi mocy bilansującej typu FRR (uszczegółowienie w tym zakresie zostanie przedstawione w toku dalszych prac)
EDR_{jt}	– Energia dyscypliny ruchowej JG j w ORN t [MWh]

(276) Należność NDR_{jd} dla JG j z tytułu dyscypliny ruchowej w dobie d jest wyznaczana jako suma należności wyznaczonych dla ORN t tej doby:

$$NDR_{jd} = \sum_{t \in T} NDR_{jt}$$

gdzie:

NDR_{it}	– Należność z tytułu dyscypliny ruchowej JG j w dobie d [zł]
NDR_{jt}	– Należność z tytułu dyscypliny ruchowej JG j w ORN t [zł]
T	– Zbiór ORN t doby d

(277) Należność NDR_{id} dla DUB i dla doby d z tytułu dyscypliny ruchowej wszystkich JG posiadanych przez DUB jest wyznaczana jako suma wielkości dobowych wyznaczonych dla JG:

$$NDR_{id} = \sum_{j \in J_{gi}} NDR_{jd}$$

gdzie:

- NDR_{it} – Należność z tytułu dyscypliny ruchowej DUB i w dobie d [zł]
- NDR_{jt} – Należność z tytułu dyscypliny ruchowej JG j w dobie d [zł]
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

Rozliczenia energii niezbilansowania

(278) Rozliczenie energii niezbilansowania (REN) jest dokonywane z POB, a przedmiotem rozliczenia jest energia niezbilansowania wyznaczona dla JB posiadanych przez POB i każdego ORN, zgodnie z zasadami określonymi w pkt (241) Koncepcji.

(279) Należność NEN_{jt} dla JB j danego POB za energię niezbilansowania dostarczoną albo odebraną z systemu w ORN t jest wyznaczana następująco:

$$NEN_{jt} = CRO_t^N \cdot EN_{jt}$$

gdzie:

- NEN_{jt} – Należność za energię niezbilansowania JB j w ORN t [zł]
- CRO_t^N – Cena rozliczeniowa odchylenia energii niezbilansowania w ORN t [zł/MWh]
- EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB j w ORN t [zł/MWh]

(280) Należność NEN_{jd} dla JB j za energię niezbilansowania dostarczoną albo odebraną z systemu w dobie d jest wyznaczana jako suma należności wyznaczonych dla ORN t tej doby:

$$NEN_{jd} = \sum_{t \in T} NEN_{jt}$$

gdzie:

- NEN_{jd} – Należność za energię niezbilansowania JB j w dobie d [zł]
- NEN_{it} – Należność za energię niezbilansowania JB j w ORN t [zł]
- T – Zbiór ORN t doby d

XI. Rozliczenia usług w zakresie mocy bilansujących

Ogólne zasady rozliczeń

(281) Podmiotem rozliczanym za moce bilansujące jest URB pełniący funkcje DUB.

(282) Przedmiotem rozliczeń za moce bilansujące z DUB są:

- a. Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Podstawowym;
- b. Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym;
- c. Niedostarczone zakontraktowane moce bilansujące.

(283) Moce bilansujące zakontraktowane portfolio w Trybie Podstawowym muszą być zgłoszone na RBN przez DUB jako Grafiki Rezerw JG w ramach zgłoszeń Programów Pracy na RB, aby moce te zostały rozliczone jako moce zakontraktowane.

(284) Moce bilansujące zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym nie muszą być zgłoszone na RB przez DUB, są uwzględniane przez OSP przy wyznaczaniu Grafików Rezerw JG w Programie Pracy Skorygowanym, ale DUB ma obowiązek zapewnienia w zgłoszeniach Programów Pracy dostępności mocy dla realizacji Grafików Rezerw wynikających z Trybu Uzupełniającego.

(285) DUB ma możliwość zgłoszenia w zakresie FRR i RR większej ilości mocy jako Grafiki Rezerw niż wielkości zakontraktowane moce bilansujących, przy czym moce zgłoszone jako dodatkowe nie podlegają rozliczeniu za moce bilansujące.

Rozliczenia mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym

(286) Rozliczenie zakontraktowanych mocy bilansujących w Trybie Podstawowym (RZMP) jest dokonywane z DUB i dotyczy mocy bilansujących zakontraktowanych portfolio w tym trybie dla poszczególnych godzin doby handlowej.

(287) Należność $NZMP_{ih}^r$ dla DUB i za moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym dla godziny h danej doby handlowej jest wyznaczana następująco:

$$NZMP_{ih}^r = CRMP_h^r \cdot PZMP_{ih}^r \quad \forall r \in RP$$

gdzie:

- | | | |
|---------------|---|--|
| $NZMP_{ih}^r$ | – | Należność za zakontraktowane w Trybie Podstawowym moce bilansujące typu r od DUB i dla godziny h [zł] |
| $CRMP_h^r$ | – | Cena rozliczeniowa mocy bilansującej r z Trybu Podstawowego dla godziny h , wyznaczona zgodnie z pkt (147) Koncepcji [zł/MW-h] |
| $PZMP_{ih}^r$ | – | Zakontraktowany w Trybie Podstawowym wolumen mocy bilansującej r od DUB i dla godziny h [MW-h] |
| RP | – | Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Podstawowego, $RP = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$ |

(288) Należność $NZMP_{id}^r$ dla DUB i za moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym dla doby handlowej d jest wyznaczana jako suma należności godzinowych:

$$NZMP_{id}^r = \sum_{h \in H} NZMP_{ih}^r \quad \forall r \in RP$$

gdzie:

- $NZMP_{id}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Podstawowym moce bilansujące typu r od DUB i dla doby d [zł]
- $NZMP_{ih}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Podstawowym moce bilansujące typu r od DUB i dla godziny h [zł]
- RP – Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Podstawowego, $RP = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$
- H – Zbiór godzin należących do doby handlowej d

Rozliczenia mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Uzupełniającym

(289) Rozliczenie zakontraktowanych mocy bilansujących w Trybie Uzupełniającym (RZMU) jest dokonywane z DUB i i dotyczy mocy bilansujących zakontraktowanych od poszczególnych JG należących do DUB dla poszczególnych ORN doby handlowej.

(290) Należność $NZMU_{jt}^r$ dla JG j za moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym dla ORN t danej doby handlowej jest wyznaczana następująco:

$$NZMU_{jt}^r = 1/L^{ORN} \cdot CRMU_t^r \cdot PZMU_{jt}^r \quad \forall r \in RU$$

gdzie:

- $NZMU_{jt}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym moce bilansujące typu r od JG j dla ORN t [zł]
- $CRMU_t^r$ – Cena rozliczeniowa mocy bilansującej r z Trybu Uzupełniającego dla ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (155) Koncepcji [zł/MW-h]
- $PZMU_{jt}^r$ – Zakontraktowany w Trybie Uzupełniającym wolumen mocy bilansującej r od JG j dla ORN t [MW-h]
- RU – Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Uzupełniającego, $RU = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$
- L^{ORN} – Liczba ORN w godzinie

(291) Należność $NZMU_{jd}^r$ dla JG j za moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym dla doby handlowej d jest wyznaczana jako suma należności dla poszczególnych ORN:

$$NZMU_{jd}^r = \sum_{t \in T} NZMU_{jt}^r \quad \forall r \in RU$$

gdzie:

- $NZMU_{jd}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym moce bilansujące typu r od JG j dla doby d [zł]

- $NZMU_{jt}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym moce bilansujące typu r od JG j dla ORN t [zł]
- RU – Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Uzupełniającego, $RU = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$
- T – Zbiór ORN należących do doby handlowej d

(292) Należność $NZMU_{id}^r$ dla DUB i dla doby d za moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym od wszystkich JG posiadanych przez DUB jest wyznaczana jako suma wielkości dobowych wyznaczonych dla JG:

$$NZMU_{id}^r = \sum_{j \in J_{gi}} NZMU_{jd}^r \quad \forall r \in RU$$

gdzie:

- $NZMU_{id}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym moce bilansujące typu r od DUB i dla doby d [zł]
- $NZMU_{jd}^r$ – Należność za zakontraktowane w Trybie Uzupełniającym moce bilansujące typu r od JG j dla doby d [zł]
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i

Rozliczenia niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących

(293) Rozliczenie niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących (RNZM) jest dokonywane z DUB i dotyczy niedostarczonych mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym oraz w Trybie Uzupełniającym.

(294) Cena rozliczeniowa niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących (CRNZM) dla poszczególnych ORN i typów mocy bilansujących jest wyznaczana jako większa z cen rozliczeniowych mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Podstawowym, w Trybie Uzupełniającym oraz w przypadku mocy bilansujących „w górę” ceny rezerwy operacyjnej w ramach krajowego rynku bilansującego (COR^K), według następujących wzorów:

a. W przypadku FCR^G i FRR^G :

$$CRNZM_t^r = \max(CRMP_h^r; CRMU_t^r; COR_t^K) \quad \forall r \in \{FCR^G, mFRRd^G, aFRR^G\},$$

b. W przypadku RR^G , ze względu na brak kontraktacji RR^G w Trybie Uzupełniającym:

$$CRNZM_t^r = \max(CRMP_h^r; COR_t^K) \quad \forall r \in \{RR^G\}$$

c. W przypadku FCR^D , FRR^D :

$$CRNZM_t^r = \max(CRMP_h^r; CRMU_t^r) \quad \forall r \in \{FCR^D, mFRRd^D, aFRR^D, RR^D\}$$

d. W przypadku RR^D , ze względu na brak kontraktacji RR^D w Trybie Uzupełniającym:

$$CRNZM_t^r = CRMP_h^r \quad \forall r \in \{RR^D\}$$

gdzie:

- $CRNZM_t^r$ – Cena rozliczeniowa niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących typu r dla ORN t [zł/MW-h]
- $CRMP_h^r$ – Cena rozliczeniowa mocy bilansującej r z Trybu Podstawowego dla godziny h obejmującej dany ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (147) Koncepcji [zł/MW-h]
Cena dla mFRRd oraz aFRR może być taka sama albo różna, zgodnie z pkt (147) Koncepcji
- $CRMU_t^r$ – Cena rozliczeniowa mocy bilansującej r z Trybu Uzupełniającego dla ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (155) Koncepcji [zł/MW-h]
Cena nie jest uwzględniana we wzorze, w przypadku gdy dla danego ORN t i mocy bilansujących typu r , nie było kontraktacji mocy w Trybie Uzupełniającym
- COR_t^K – Cena rezerwy operacyjnej dla krajowego rynku bilansującego dla ORN t , wyznaczona zgodnie z pkt (211) Koncepcji [zł/MW-h]
- (295) Należność $NNZMP_{it}^r$ dla DUB i za niedostarczone moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym dla ORN t danej doby handlowej jest wyznaczana następująco:
- $$NNZMP_{it}^r = -CRNZM_t^r \cdot \max \left(PZMP_{it}^r - \sum_{j \in J_{gi}} \min(GR_{jt}^{RBNr}; GR_{jt}^{PPZr}); 0 \right) / L^{ORN}, \quad \forall r \in RP$$
- gdzie:
- $NNZMP_{it}^r$ – Należność dla DUB i dla ORN t za niedostarczone zakontraktowane moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym [zł]
Należność ma zawsze znak ujemny, czyli jest zobowiązaniem
- $CRNZM_t^r$ – Cena rozliczeniowa niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących typu r dla ORN t [zł/MW-h]
- $PZMP_{it}^r$ – Zakontraktowany w Trybie Podstawowym wolumen mocy bilansującej r od DUB i oraz zgłoszony w ramach RBN jako Grafiki Rezerw JG dla godziny h przypadającej na ORN t [MW-h]
- GR_{jt}^{RBNr} – Moc dla ORN t z Grafiku Rezerw JG j dla mocy bilansujących typu r przyjętego do realizacji w ramach zgłoszeń danych na RBN [MW-h]
- GR_{jt}^{PPZr} – Moc dla ORN t z Grafiku Rezerw JG j dla mocy bilansujących typu r z Programu Pracy Zweryfikowanego (uwzględnia dyspozycyjność JG) [MW-h]
- RP – Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Podstawowego, $RP = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i
- L^{ORN} – Liczba ORN w godzinie

(296) Należność $NNZMU_{jt}^r$ dla JG j za niedostarczone moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym dla ORN t jest wyznaczana następująco:

$$NNZMU_{jt}^r = -CRNZM_t^r \cdot \max(PZMU_{jt}^r - (GR_{jt}^{PPSr} - GR_{jt}^{RBNr} + \Delta P_{jt}); 0) / L^{ORN}, \quad \forall r \in RU$$

gdzie:

- $NNZMU_{jt}^r$ – Należność dla JG j dla ORN t za niedostarczone zakontraktowane moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym [zł]
Należność ma zawsze znak ujemny, czyli jest zobowiązaniem
- $CRNZM_t^r$ – Cena rozliczeniowa niedostarczonych zakontraktowanych mocy bilansujących typu r dla ORN t [zł/MW-h]
- $PZMU_{jt}^r$ – Zakontraktowany w Trybie Uzupełniającym wolumen mocy bilansującej r od JG j dla ORN t [MW]
- GR_{jt}^{RBNr} – Moc dla ORN t z Grafiku Rezerw JG j dla mocy bilansujących typu r przyjętego do realizacji w ramach zgłoszeń danych na RBN [MW-h] w zakresie w jakim realizuje zobowiązania kontraktowe z Trybu Podstawowego
- GR_{jt}^{PPSr} – Moc dla ORN t z Grafiku Rezerw JG j dla mocy bilansujących typu r z Programu Pracy Skorygowanego (uwzględnia dyspozycyjność JG) [MW-h]
- ΔP_{jt} – Zakres mocy dostępnej na JG j w ORN t wyznaczony w stosunku do mocy zarezerwowanej na Grafik Obciążenia oraz przyjęte Grafiki Rezerw. ΔP we wzorze ma na celu wyeliminowanie naliczenia należności za niedostarczone moce w przypadku, gdy PPS nie uwzględnia mocy bilansujących zakontraktowanych w Trybie Uzupełniającym z powodów innych niż po stronie JG [MW-h]
- RU – Zbiór typów mocy bilansujących z Trybu Uzupełniającego, $RU = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$
- L^{ORN} – Liczba ORN w godzinie

(297) Należność $NNZM_{id}^r$ dla DUB i dla doby d za niedostarczone moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym lub w Trybie Uzupełniającym dla doby d jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NNZM_{id}^r = \sum_{t \in T} \left(NNZMP_{it}^r + \sum_{j \in Jgi} NNZMU_{jt}^r \right)$$

gdzie:

- $NNZMP_{id}^r$ – Należność dla DUB i za niedostarczone zakontraktowane moce bilansujące typu r w dobie d [zł]
- $NNZMP_{it}^r$ – Należność dla DUB i dla ORN t za niedostarczone moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Podstawowym [zł]

- $NNZMU_{jt}^r$ – Należność dla JG j dla ORN t za niedostarczone zakontraktowane moce bilansujące typu r pozyskane w Trybie Uzupełniającym [zł]
- J_{gi} – Zbiór JG posiadanych przez DUB i
- T – Zbiór ORN należących do doby handlowej d

XII. Alokacja kosztów funkcjonowania RB

- (298) Koszty pozyskiwania usług systemowych oraz koszty działań dostosowawczych na RB wynikające w szczególności z uwzględnienia ograniczeń sieciowych, ograniczeń elektrownianych, zapewnienia odpowiedniej nadwyżki mocy operacyjnej w systemie, są obecnie pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.
- (299) Wdrożenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących może skutkować zmiennością wysokości kosztów pozyskiwania tych mocy w trakcie trwania obowiązywania roku taryfowego, nie możliwą do przewidzenia na etapie składania wniosku taryfowego. W związku z tym, aby uniknąć sytuacji braku środków OSP do pokrycia tych kosztów, jak również sytuacji niewydatkowania środków pozyskanych na ten cel przez OSP z taryfy, jest konieczne wdrożenie mechanizmu konta regulacyjnego.
- (300) W toku dalszych prac nad rozwojem zasad RB będą prowadzone prace mające na celu wdrożenie mechanizmów nadążnego przenoszenia kosztów pozyskiwania mocy bilansujących na uczestników rynku wraz z wdrożeniem mechanizmów pozwalających na zabezpieczenie się przed zmiennością tych kosztów poprzez samo pozyskiwanie przez uczestników rynku wymaganych mocy bilansujących.