

Warszawa, 26 stycznia 2024 r.



**PREZES**  
**URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**  
*dr inż. Rafał Gawin*

DRR.WRE.744.17.2023.ŁW

**DECYZJA**

Na podstawie art. 5 ust. 1, ust. 4 lit. c, ust. 5, art. 6 ust. 1 oraz ust. 3 w zw. z art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z dnia 28 listopada 2017 r. str. 6, ze zm., dalej jako: „rozporządzenie 2017/2195”), w zw. z art. 23 ust. 2 pkt 11 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385 ze zm., dalej jako: „PE”) oraz na podstawie art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2023 r. poz. 775, ze zm., dalej jako: „KPA”), w związku z art. 30 ust. 1 PE,

**po rozpatrzeniu wniosku**

Polskich Sieci Elektroenergetycznych Spółki Akcyjnej  
z siedzibą Konstancinie-Jeziornie,  
ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna

sformułowanego w piśmie z dnia 30 czerwca 2023 r., znak: Z/360-DO-PM-WRE.7000.1.2023.2, uzupełnionego pismami z dni: 25 lipca 2023 r., znak: Z/433/DO-PM-WRE.7000.1.2023.5, 30 sierpnia 2023 r., znak: Z/509-DO-PM-WRE.7000.1.2023.7, 14 września 2023 r., znak: Z/531-DO-PM-WRE.7000.1.2023.9 oraz 7 grudnia 2023 r., znak: Z/715/2023-DO-PM-WRE.7000.1.2023.12, o zatwierdzenie zmienionych warunków dotyczących bilansowania zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195 zawartych w dokumencie „Warunki Dotyczące Bilansowania Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania”, opracowanym w dniu 14 września 2023 r. (dalej jako: „zmienione WDB”) oraz o uchylenie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 5 marca 2020 r., znak: nr DRR.WRE.744.35.2019.PSt, wraz z późniejszymi zmianami, zatwierdzającej dokument „Warunki dotyczące bilansowania na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania” z dniem wejścia w życie zmienionych WDB;

**postanawiam**

1. Zatwierdzić dokument „Warunki dotyczące bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r., ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania”, opracowany w dniu 14 września 2023 r., stanowiący

załącznik nr 1 do niniejszej decyzji, w zakresie punktu 12 „Wycena Rezerwy Operacyjnej”;

2. Ustalić termin wejścia w życie dokumentu „Warunki dotyczące bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania”, stanowiącego załącznik 1 do niniejszej decyzji, w zakresie wskazanym w pkt 1 rozstrzygnięcia niniejszej decyzji, na 14 czerwca 2024 r.

## UZASADNIENIE

Pismem z dnia z dnia 30 czerwca 2023 r., znak: Z/360-DO-PM-WRE.7000.1.2023.2, uzupełnionego pismami z dni: 25 lipca 2023 r., znak: Z/433/DO-PM-WRE.7000.1.2023.5, 30 sierpnia 2023 r., znak: Z/509-DO-PM-WRE.7000.1.2023.7, 14 września 2023 r., znak: Z/531-DO-PM-WRE.7000.1.2023.9 oraz 7 grudnia 2023 r., znak: Z/715/2023-DO-PM-WRE.7000.1.2023.12 Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Konstancinie-Jeziornie (dalej jako: „PSE S.A.” lub „strona”), będące wyznaczonym operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (dalej jako: „OSP”) w Polsce, przedłożyła do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „URE”) zmienione warunki dotyczące bilansowania zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195 w postaci dokumentu pt.: „Warunki dotyczące bilansowania na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r., ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania” (dalej także jako: „wniosek” lub „zmienione WDB”). Do wniosku został załączony także dokument wyjaśniający oraz raport z procesu konsultacji społecznych zmienionych WDB.

Pismem z dnia 11 lipca 2023 r., Prezes URE wezwał stronę do przedstawienia informacji i wyjaśnień.

Pismem z dnia 25 lipca 2023 r., znak: Z/433/DO-PM-WRE.7000.1.2023.5 strona udzieliła żądanych informacji.

Pismem z dnia 16 sierpnia 2023 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW, Prezes URE wezwał PSE S.A. do uzupełnienia wniosku poprzez jego zmianę i przedstawienie dodatkowych informacji i wyjaśnień

Pismem z dnia 30 sierpnia 2023 r., znak: Z/509-DO-PM-WRE.7000.1.2023.7, strona udzieliła wyjaśnień oraz przekazała zmieniony wniosek.

Pismem z dnia 11 września 2023 r., znak: znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW, Prezes URE wezwał stronę do dalszych zmian we wniosku.

Pismem z dnia 14 września 2023 r., znak: Z/531-DO-PM-WRE.7000.1.2023.9, PSE S.A. przekazało uzupełniony wniosek.

Decyzją z dnia 27 września 2023 r. Prezes URE zatwierdził zmienione WDB w części, z wyłączeniem punktu 12 „Wycena Rezerwy Operacyjnej” oraz uchylił decyzję Prezesa URE

z dnia 5 marca 2020 r., znak: nr DRR.WRE.744.35.2019.PSt, wraz z późniejszymi zmianami z dniem 14 czerwca 2024 r.

Pismem z dnia 25 października 2023 r. Prezes URE wezwał stronę do przedstawiania dalszych wyjaśnień i informacji.

Pismem z dnia 7 grudnia 2023 r., znak: Z/715/2023-DO-PM-WRE.7000.1.2023.12, strona udzieliła dodatkowych informacji i wyjaśnień

### **W toku niniejszego postępowania Prezes URE ustalił i zważył, co następuje:**

Zgodnie z art. 5 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195 każdy organ regulacyjny lub w stosownych przypadkach Agencja, w zależności od sytuacji, są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków lub metod opracowanych przez OSP zgodnie z ust. 2, 3 i 4. Zgodnie z art. 5 ust. 4 lit. c rozporządzenia 2017/2195 propozycja warunków dotyczących bilansowania zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195 podlega zatwierdzeniu przez każdy organ regulacyjny każdego z zainteresowanych państw członkowskich. Organem regulacyjnym w rozumieniu tego przepisu jest Prezes URE.

Natomiast zgodnie z art. 6 ust. 3 zdanie drugie rozporządzenia 2017/2195 OSP odpowiedzialni za opracowanie propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod mogą proponować zmiany organom regulacyjnym i Agencji. Propozycje dotyczące zmiany warunków lub metod przedkłada się do konsultacji zgodnie z procedurą określoną w art. 10 i zatwierdza zgodnie z procedurą określoną w art. 4 i 5. Zgodnie z art. 10 ust. 1 rozporządzenia 2017/2195 OSP odpowiedzialni za przedstawianie propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod bądź ich zmian zgodnie z tym rozporządzeniem konsultują się z zainteresowanymi stronami, w tym z właściwymi organami każdego państwa członkowskiego, w sprawie projektów propozycji dotyczących ustanowienia warunków lub metod oraz innych środków wykonawczych przez okres co najmniej jednego miesiąca.

Zgodnie z art. 10 ust. 5 rozporządzenia 2017/2195 konsultacjom społecznym w poszczególnych państwach członkowskich, których to dotyczy, podlega także propozycja warunków dotyczących bilansowania. Z kolei art. 10 ust. 6 rozporządzenia 2017/2195 stanowi, że przed przedłożeniem propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod organowi regulacyjnemu do zatwierdzenia OSP odpowiedzialni za propozycję należyte uwzględniają uwagi zainteresowanych stron zgłoszone w ramach konsultacji przeprowadzonych zgodnie z art. 10 ust. 2–5 tego rozporządzenia. We wszystkich przypadkach sporządza się i publikuje w sposób terminowy należyte uzasadnienie przyczyn uwzględnienia lub nieuwzględnienia uwag będących wynikiem konsultacji w złożonym dokumencie, przed publikacją propozycji dotyczącej ustanowienia warunków lub metod lub jednocześnie z taką publikacją.

PSE S.A. przeprowadziły konsultacje projektu zmienionych WDB za pośrednictwem swojej strony internetowej w dniach od 22 lutego 2023 r. do 5 maja 2023 r., a więc w okresie znacznie przekraczającym okres miesiąca oraz zgodnym z art. 10 ust. 2 rozporządzenia 2017/2195. Komunikatem zamieszczonym na stronie internetowej PSE S.A. użytkownicy systemu zostali poinformowani o udostępnieniu projektów zmienionych WDB oraz

o możliwości zgłaszania do niego uwag we wskazanym wyżej terminie – sposób zgłaszania uwag został dokładnie opisany. Komunikacja z użytkownikami systemu poprzez ogłoszenia umieszczane na stronie internetowej jest powszechnie stosowaną przez stronę formą komunikacji, czyli znaną użytkownikom systemu. Dodatkowo strona w trakcie okresu konsultacji zorganizowała spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące projektu zmienionych WDB. Po zakończeniu konsultacji OSP zamieścił na swojej stronie komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE do zatwierdzenia zmienionych WDB wraz z informacją o zgłoszonych uwagach i sposobie ich uwzględnienia, tj. wypełnił również obowiązek wynikający z art. 10 ust. 6 rozporządzenia 2017/2195.

Art. 5 ust. 5 rozporządzenia 2017/2195 stanowi, że propozycja dotycząca ustanowienia warunków lub metod musi obejmować proponowane ramy czasowe ich wdrożenia oraz opis ich przewidywanego wpływu na realizację celów określonych w niniejszym rozporządzeniu. Harmonogram wdrażania nie może przekraczać dwunastu miesięcy od daty zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne, chyba że wszystkie właściwe organy regulacyjne zgodzą się wydłużyć harmonogram wdrażania lub jeżeli w niniejszym rozporządzeniu określono inne harmonogramy. Zmienione WDB określają datę wdrożenia i harmonogram a także zawierają opis ich przewidywanego wpływu na realizację celów określonych w niniejszym. W związku z tym Prezes URE ocenia, że wniosek czyni zadość wymaganiom określonym w art. 5 ust. 5 rozporządzenia 2017/2195.

Właściwe wymogi co do zawartości warunków dotyczących bilansowania zostały określone w art. 18 rozporządzenia 2017/2195 i zostały zbadane przy analizie wniosku przez Prezesa URE. Zostały one uznane za odpowiednio zawarte przez PSE S.A. w zmienionych WDB i szerzej opisane w decyzji częściowo zatwierdzającej zmienione WDB z dnia 27 września 2023 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

W toku postępowania administracyjnego Prezes URE uznał, iż zmienione WDB wymagają przedstawienia dodatkowych wyjaśnień i zmian. W związku z tym pismami z dnia 11 lipca 2023 r., z dnia 16 sierpnia 2023 r., z dnia 11 września 2023 r. oraz z dnia 25 października 2023 r., Prezes URE wezwał stronę do ich przedstawienia. Strona przedłożyła je pismami z dnia 25 lipca 2023 r., znak: Z/433/DO-PM-WRE.7000.1.2023.5., z dnia 30 sierpnia 2023 r., znak: Z/509-DO-PM-WRE.7000.1.2023.7, z dnia z 14 września 2023 r., znak: Z/531-DO-PM-WRE.7000.1.2023.9 oraz z dnia 7 grudnia 2023 r., znak: Z/715/2023-DO-PM-WRE.7000.1.2023.12.

Po analizie zmienionego w wyniku wezwań wniosku, przesłanego przez stronę pismem z dnia z 14 września 2023 r., znak: Z/531-DO-PM-WRE.7000.1.2023.9 Prezes URE uznał, że zmienione WDB zasługują na zatwierdzenie w części, to jest z wyłączeniem pkt 12 „Wycena Rezerwy Operacyjnej”. W przypadku tego punktu ze względu na złożony charakter zmian i konieczność uwzględnienia przy rozpatrywaniu sprawy wszystkich okoliczności mających wpływ na sposób jej rozstrzygnięcia postępowanie administracyjne było kontynuowane. W opinii Prezesa URE istotne było, aby zmienione WDB zostały zatwierdzone w najszybszym możliwym czasie aby zapewnić użytkownikom systemu jak najdłuższy czas do przygotowania się do zmian, które będą z ich strony wymagały dużo nakładu pracy oraz czasu, co często znajdowało swój wyraz w uwagach zgłoszonych przez użytkowników

systemu w ramach konsultacji. Dodatkowo zakres informacji żądanych od PSE S.A. w celu wyjaśnienia w zakresie pkt 12 „Wycena Rezerwy Operacyjnej”, wiązał się z koniecznością przeprowadzenia przez stronę symulacji kosztów rezerwy operacyjnej, z uwzględnieniem różnych zmiennych, które ze względu na duży nakład pracy wymagały dłuższego czasu na opracowanie.

W ocenie Prezesa URE niniejsza sprawa była podzielna i można z niej wyodrębnić części nadające się do samodzielnego rozstrzygnięcia, nie było więc przeszkód formalnych w przyjęciu takiego sposobu procedowania.

Biorąc pod uwagę powyższe, Prezes URE na podstawie art. 104 § 2 KPA w dniu 27 września 2023 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW wydał decyzję w części zatwierdzającą zmienione WDB. Następnie po przeanalizowaniu danych przekazanych przez stronę w piśmie z dnia 7 grudnia 2023 r., znak: Z/715/2023-DO-PM-WRE.7000.1.2023.12, w którym strona przekazała żądane symulacje i które w ocenie Prezesa URE wykazały, iż zaproponowana przez PSE S.A. metoda wyceny rezerwy operacyjnej jest optymalna biorąc pod uwagę wszystkich uczestników rynku bilansującego, postanowił zatwierdzić w pozostałej części zmienione WDB tj. w zakresie pkt 12 „Wycena Rezerwy Operacyjnej”.

Prezes URE określił termin wejścia w życie zmienionych WDB, w zakresie określonym w pkt 1 rozstrzygnięcia niniejszej decyzji, na 14 czerwca 2024 r., biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia użytkownikom systemu czasu niezbędnego na przygotowanie się do zmian oraz zapewnić spójność z terminem wejścia w życie zmienionych WDB zgodnie z decyzją Prezesa URE z dnia 27 września 2023 r., znak: DRR.WRE.744.17.2023.ŁW.

Ponadto należy mieć na uwadze, że zgodnie z art. 12 ust. 3 lit. g) rozporządzenia 2017/2195 OSP ma obowiązek opublikować wstępne warunki dotyczące bilansowania co najmniej jeden miesiąc przed ich zastosowaniem, a zmiany tych warunków niezwłocznie po ich zatwierdzeniu przez właściwy organ regulacyjny.

Mając powyższe na względzie orzeczono jak w sentencji.

## POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za pośrednictwem tutejszego organu, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 PE oraz art. 479<sup>46</sup> pkt 1 i art. 479<sup>47</sup> § 1 ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego, Dz.U. z 2023 r. poz. 1550, ze zm., dalej jako: „KPC”).
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479<sup>49</sup> KPC).
3. Odwołanie od decyzji podlega opłacie stałej w kwocie 1000 złotych (art. 32 ust. 1 w związku z art. 3 ust. 2 pkt 9 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, Dz.U. z 2023 r. poz. 1144, ze zm., dalej jako: „ustawa o kosztach

sądowych w sprawach cywilnych”). Opłatę należy uiścić na rachunek bankowy Sądu Okręgowego w Warszawie XVII Wydziału Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

4. Strona może ubiegać się o zwolnienie od kosztów sądowych stosownie do art. 101 i następnych ustawy o kosztach sądowych w sprawach cywilnych, oraz o przyznanie pomocy prawnej poprzez ustanowienie adwokata lub radcy prawnego, stosownie do art. 117 KPC.
5. W trakcie trwania biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Prezesa URE (art. 127a § 1 KPA). Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę, decyzja staje się ostateczna i prawomocna (art. 127a § 2 KPA).
6. Decyzja podlega wykonaniu przed upływem terminu do wniesienia odwołania, jeżeli jest zgodna z żądaniem wszystkich stron lub jeżeli wszystkie strony zrzekły się prawa do wniesienia odwołania (art. 130 § 4 KPA).

Załącznik:

1. „Warunki dotyczące bilansowania. Na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r., ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania” opracowane w dniu 14 września 2023 r.

Rafał Gawin

*/podpisano elektronicznym podpisem kwalifikowanym/*

Na podstawie art. 4 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz.U. z 2023 r. poz. 2111) w zw. z cz. I pkt 53 ppkt 1 załącznika do tej ustawy niniejsza decyzja jest zwolniona z opłaty skarbowej.

Otrzymuje:

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.  
ul. Warszawska 165  
05-520 Konstancin Jeziorna
2. *ad acta*

## **WARUNKI DOTYCZĄCE BILANSOWANIA**

**Na podstawie:**

**Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego  
wytyczne dotyczące bilansowania**

*Data opracowania: 14 września 2023 roku*

<b>1</b>	<b>WSTĘP</b> .....	<b>8</b>
1.1	PODSTAWA PRAWNA I CEL DOKUMENTU .....	8
1.2	ZGODNOŚĆ WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA Z CELAMI ROZPORZĄDZENIA 2017/2195.....	8
1.3	HARMONOGRAM WDROŻENIA WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA .....	11
1.4	WPROWADZANIE ZMIAN WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA .....	12
<b>2</b>	<b>AKTY PRAWNE, DOKUMENTY, SKRÓTY, OZNACZENIA I DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ</b> .....	<b>14</b>
2.1	AKTY PRAWNE I DOKUMENTY POWOŁANE W WDB.....	14
2.2	SKRÓTY I OZNACZENIA.....	17
2.3	DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ .....	29
<b>3</b>	<b>UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE</b> .....	<b>43</b>
3.1	PODMIOTY RYNKU BILANSUJĄCEGO .....	43
3.1.1	<i>Uczestnicy rynku bilansującego</i> .....	43
3.1.2	<i>Operatorzy rynku</i> .....	44
3.1.3	<i>Operatorzy systemu</i> .....	45
3.2	OBSZAR RYNKU BILANSUJĄCEGO .....	45
3.3	OBIEKTY RYNKU BILANSUJĄCEGO.....	47
3.3.1	<i>Fizyczne rejestry pomiarowe</i> .....	47
3.3.2	<i>Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego</i> .....	48
3.3.3	<i>Jednostki bilansowe</i> .....	50
3.3.4	<i>Jednostki grafikowe</i> .....	52
3.4	POWIĄZANIA POMIĘDZY PODMIOTAMI I OBIEKTAMI RYNKU BILANSUJĄCEGO .....	58
3.5	PODSTAWOWE FUNKCJE PODMIOTÓW NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	59
3.6	BILANSOWANIE HANDLOWE NA RYNKU BILANSUJĄCYM .....	62
3.6.1	<i>Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez POB</i> .....	62
3.6.2	<i>Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym</i> .....	65
3.7	ŚWIADCZENIE USŁUG BILANSUJĄCYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	67
3.7.1	<i>Zasady świadczenia usług bilansujących przez DUB</i> .....	67
3.7.2	<i>Administrowanie przez OSP i OSD świadczeniem usług bilansujących</i> .....	70
3.8	PODMIOTY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ I ICH FUNKCJE .....	71
3.8.1	<i>Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW</i> .....	71
3.8.2	<i>Wymiana międzysystemowa w ramach jednolitego łączenia rynków</i> .....	72
3.9	UMOWY SPRZEDAŻY ENERGII REALIZOWANE PRZEZ POSZCZEGÓLNE RODZAJE JEDNOSTEK BILANSOWYCH .....	74
<b>4</b>	<b>WARUNKI UCZESTNICTWA W RYNKU BILANSUJĄCYM</b> .....	<b>75</b>
4.1	OGÓLNE WARUNKI .....	75
4.2	WARUNKI DLA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE .....	76
4.3	WARUNKI DLA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH .....	77
4.4	WARUNKI DLA OPERATORÓW RYNKU.....	87
<b>5</b>	<b>WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ</b> .....	<b>88</b>
5.1	WYMIANA MIĘDZYSYSTEMOWA W RAMACH ALOKACJI ZPW .....	88
5.1.1	<i>Warunki formalno-prawne</i> .....	88
5.1.2	<i>Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych</i> .....	88
5.1.3	<i>Ograniczanie alokowanych ZPW</i> .....	89
5.2	WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ W RAMACH JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW .....	90
5.2.1	<i>Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego</i> .....	90
5.2.2	<i>Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego</i> .....	90



<b>6</b>	<b>WYMAGANIA DOTYCZĄCE ZABEZPIECZENIA NALEŻYTEGO WYKONANIA UMOWY PRZESYŁANIA W ZAKRESIE DOTYCZĄCYM ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM</b>	<b>91</b>
6.1	OBOWIĄZEK USTANAWIANIA ZABEZPIECZEŃ .....	91
6.2	FORMY ZABEZPIECZEŃ .....	91
6.3	ZASADY USTANAWIANIA I PRZEDKŁADANIA ZABEZPIECZEŃ .....	93
6.4	WERYFIKACJA DOSTĘPNOŚCI ZABEZPIECZEŃ .....	94
6.5	ZASADY OBNIŻANIA WYMAGANEGO ZABEZPIECZENIA .....	97
6.6	ZASADY ZWALNIANIA ZABEZPIECZEŃ .....	99
<b>7</b>	<b>USŁUGI BILANSUJĄCE .....</b>	<b>102</b>
7.1	KATALOG USŁUG BILANSUJĄCYCH.....	102
7.2	ENERGIA BILANSUJĄCA .....	103
7.3	REZERWA UTRZYMANIA CZĘSTOTLIWOŚCI .....	103
7.4	REZERWA ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI Z AKTYWACJĄ AUTOMATYCZNĄ .....	104
7.5	REZERWA ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI Z AKTYWACJĄ NIEAUTOMATYCZNĄ TYPU BEZPOŚREDNIEGO .....	105
7.6	REZERWA ZASTĘPCZA .....	106
7.7	WYMAGANA WIELKOŚĆ REZERWY MOCY W GÓRĘ.....	107
<b>8</b>	<b>ZGŁASZANIE DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM .....</b>	<b>109</b>
8.1	OGÓLNE ZASADY ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH .....	109
8.2	TYPY DOKUMENTÓW WYMIENIANE POMIĘDZY OR I OSP.....	112
8.3	TRYB I HARMONOGRAM ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH.....	115
8.3.1	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB.....</i>	<i>115</i>
8.3.2	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN.....</i>	<i>117</i>
8.3.3	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB.....</i>	<i>120</i>
8.3.4	<i>Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym .....</i>	<i>124</i>
8.4	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT PORTFOLIO NA MOCE BILANSUJĄCE .....	125
8.4.1	<i>Zawartość zgłoszeń OPMB.....</i>	<i>125</i>
8.4.2	<i>Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OPMB.....</i>	<i>126</i>
8.4.3	<i>Warunki poprawności zgłoszeń OPMB.....</i>	<i>126</i>
8.4.4	<i>Weryfikacja zgłoszeń OPMB.....</i>	<i>127</i>
8.5	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII.....	130
8.5.1	<i>Zawartość zgłoszeń USE.....</i>	<i>130</i>
8.5.2	<i>Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń USE .....</i>	<i>131</i>
8.5.3	<i>Warunki poprawności zgłoszeń USE .....</i>	<i>131</i>
8.5.4	<i>Weryfikacja zgłoszeń USE .....</i>	<i>132</i>
8.6	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA PROGRAMÓW PRACY .....	134
8.6.1	<i>Zawartość zgłoszeń PP .....</i>	<i>134</i>
8.6.2	<i>Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń PP.....</i>	<i>141</i>
8.6.3	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>W1</sub>.....</i>	<i>150</i>
8.6.4	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>W2</sub>.....</i>	<i>158</i>
8.6.5	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>M1</sub>.....</i>	<i>163</i>
8.6.6	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>M2</sub>.....</i>	<i>177</i>
8.6.7	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>O</sub>.....</i>	<i>187</i>
8.6.8	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>Z1</sub> .....</i>	<i>192</i>
8.6.9	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>.....</i>	<i>196</i>
8.6.10	<i>Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>A</sub> .....</i>	<i>201</i>
8.6.11	<i>Warunki poprawności grup zgłoszeń PP .....</i>	<i>207</i>
8.6.12	<i>Weryfikacja zgłoszeń PP.....</i>	<i>210</i>
8.7	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT NA ENERGIĘ BILANSUJĄCĄ .....	224
8.7.1	<i>Zawartość zgłoszeń OEB .....</i>	<i>224</i>
8.7.2	<i>Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OEB.....</i>	<i>228</i>
8.7.3	<i>Warunki poprawności zgłoszeń OEB.....</i>	<i>229</i>

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

8.7.4	Zastępcze OEB.....	235
8.7.5	Weryfikacja zgłoszeń OEB.....	239
8.8	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT TECHNICZNYCH .....	241
8.8.1	Zawartość zgłoszeń OT.....	241
8.8.2	Warunki poprawności zgłoszeń OT.....	242
8.8.3	Weryfikacja zgłoszeń OT.....	243
8.9	ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT NA MOCE BILANSUJĄCE .....	243
8.9.1	Zawartość zgłoszeń OMB .....	243
8.9.2	Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OMB .....	245
8.9.3	Warunki poprawności zgłoszeń OMB.....	245
8.9.4	Zastępcze OMB.....	247
8.9.5	Weryfikacja zgłoszeń OMB.....	249
<b>9</b>	<b>ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ .....</b>	<b>252</b>
9.1	ZGŁASZANIE DANYCH DOTYCZĄCYCH ALOKACJI ZPW .....	252
9.1.1	Zasady ogólne.....	252
9.1.2	Tryb i harmonogram zgłaszania GWM.....	253
9.1.3	Zgłaszanie GWM.....	254
9.1.4	Weryfikacja zgłoszonych GWM .....	254
9.1.5	Uzgadnianie zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych ..	255
9.2	ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO ..	256
9.2.1	Zasady ogólne.....	256
9.2.2	Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	258
9.2.3	Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego.....	258
9.2.4	Weryfikacja zgłoszonych WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	259
9.2.5	Tryb i harmonogram zgłaszania GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	260
9.2.6	Zgłaszanie GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	261
9.2.7	Weryfikacja zgłoszonych GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	261
9.2.8	Uzgadnianie zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	262
9.2.9	Zgłaszanie GCE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	263
9.2.10	Zgłaszanie GWE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego .....	263
9.3	ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA BIEŻĄCEGO .....	264
9.3.1	Zasady ogólne.....	264
9.3.2	Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.....	265
9.3.3	Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego....	266
9.3.4	Uzgadnianie wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.....	266
<b>10</b>	<b>BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI .....</b>	<b>268</b>
10.1	ZASADY OGÓLNE.....	268
10.2	RYNEK MOCY BILANSUJĄCYCH .....	268
10.3	ZINTEGROWANY PROCES GRAFIKOWANIA .....	270
10.4	PLATFORMA RR .....	273
10.5	PLATFORMA IN .....	276
10.6	PROGRAMY PRACY JG W PLANOWANIU PRACY KSE.....	276
10.6.1	Rodzaje PP i ich zawartość.....	276
10.6.2	Wyznaczanie i aktualizacja PPD .....	277
10.6.3	Wyznaczanie i aktualizacja PPZ.....	281
10.6.4	Wyznaczanie i aktualizacja PPS.....	296

<b>11</b>	<b>PRZETWARZANIE DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ .....</b>	<b>298</b>
11.1	WYMAGANIA TECHNICZNE .....	298
11.2	ZASADY OGÓLNE .....	298
11.3	KONFIGUROWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH .....	301
11.3.1	<i>Procedura konfigurowania danych pomiarowych .....</i>	<i>301</i>
11.3.2	<i>Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych .....</i>	<i>302</i>
11.4	POZYSKIWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH .....	302
11.4.1	<i>Procedura pozyskiwania danych pomiarowych dla <math>FZMB</math> .....</i>	<i>302</i>
11.4.2	<i>Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla <math>FDMB</math> innych niż <math>MB_{PEO}</math> .....</i>	<i>303</i>
11.4.3	<i>Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla <math>FDMB</math> typu <math>MB_{PEO}</math> .....</i>	<i>305</i>
11.5	WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ .....	306
11.5.1	<i>Procedura wyznaczania ER dla MD, MB .....</i>	<i>306</i>
11.5.2	<i>Procedura wyznaczania ER dla JG .....</i>	<i>306</i>
11.5.3	<i>Procedura wyznaczania ER dla JB .....</i>	<i>307</i>
11.5.4	<i>Harmonogram procesu wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB .....</i>	<i>309</i>
11.6	SUBSTYTUCJA DANYCH POMIAROWYCH, POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH I ENERGII RZECZYWISTEJ .....	310
11.6.1	<i>Zasady ogólne .....</i>	<i>310</i>
11.6.2	<i>Substytucja danych pomiarowych FRP .....</i>	<i>310</i>
11.6.3	<i>Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB .....</i>	<i>311</i>
11.6.4	<i>Substytucja ER dla JG .....</i>	<i>312</i>
11.6.5	<i>Substytucja ER dla JB .....</i>	<i>312</i>
11.7	UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH .....	312
11.7.1	<i>Procedura udostępniania danych pomiarowych .....</i>	<i>312</i>
11.7.2	<i>Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych .....</i>	<i>313</i>
<b>12</b>	<b>WYCENA REZERWY OPERACYJNEJ .....</b>	<b>315</b>
12.1	ZASADY OGÓLNE .....	315
12.2	REZERWA OPERACYJNA JG .....	315
12.3	PRAWDOPODOBIEŃSTWO NIEPOKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH .....	323
12.4	CENA MINIMALNA I MAKSYMALNA REZERWY OPERACYJNEJ ORAZ GÓRNY LIMIT DOBOWY CENY REZERWY OPERACYJNEJ .....	325
12.5	CENA REZERWY OPERACYJNEJ .....	328
12.6	ŹRÓDŁA NIEPEWNOŚCI ZBILANSOWANIA .....	328
12.7	ZBIÓR OREB O JEDNOLITEJ NIEPEWNOŚCI ZBILANSOWANIA .....	329
<b>13</b>	<b>WYZNACZANIE CEN MOCY I ENERGII BILANSUJĄCEJ .....</b>	<b>332</b>
13.1	CENY MOCY BILANSUJĄCYCH .....	332
13.2	CENY ENERGII BILANSUJĄCEJ .....	332
13.3	CENA ENERGII NIEZBILANSOWANIA .....	335
<b>14</b>	<b>ROZLICZENIA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH .....</b>	<b>338</b>
14.1	OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ .....	338
14.2	WYZNACZANIE ILOŚCI DOSTAW ENERGII I CEN ZA DOSTAWĘ ALBO ODBIÓR ENERGII .....	339
14.2.1	<i>Energia zweryfikowana .....</i>	<i>339</i>
14.2.2	<i>Energia skorygowana .....</i>	<i>340</i>
14.2.3	<i>Energia rzeczywista .....</i>	<i>343</i>
14.2.4	<i>Wyznaczanie cen za dostawę albo odbiór energii .....</i>	<i>343</i>
14.3	WYZNACZANIE WIELKOŚCI MOCY BILANSUJĄCYCH .....	345
14.3.1	<i>Moc bilansująca aktywowana .....</i>	<i>345</i>
14.3.2	<i>Moc bilansująca wykonana .....</i>	<i>349</i>
14.3.3	<i>Moc bilansująca dostarczona .....</i>	<i>351</i>
14.4	ROZLICZENIA ENERGII BILANSUJĄCEJ .....	352
14.4.1	<i>Rozliczenia ilościowe dla OREB .....</i>	<i>352</i>

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

14.4.2	Ceny rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej.....	353
14.4.3	Rozliczenia wartościowe dla OREB.....	361
14.4.4	Rozliczenia ilościowe dobowe.....	362
14.4.5	Rozliczenia wartościowe dobowe .....	363
14.4.6	Ceny rozliczeniowe dobowe.....	364
14.4.7	Rozliczenia ilościowe dekadowe.....	364
14.4.8	Rozliczenia wartościowe dekadowe.....	365
14.4.9	Ceny rozliczeniowe dekadowe .....	366
14.5	ROZLICZENIA MOCY BILANSUJĄCYCH .....	366
14.5.1	Rozliczenia ilościowe dla OREB.....	366
14.5.2	Ceny rozliczeniowe dla OREB.....	371
14.5.3	Rozliczenia wartościowe dla OREB.....	372
14.5.4	Rozliczenia ilościowe dobowe.....	375
14.5.5	Rozliczenia wartościowe dobowe .....	376
14.5.6	Ceny rozliczeniowe dobowe.....	376
14.5.7	Rozliczenia ilościowe dekadowe.....	376
14.5.8	Rozliczenia wartościowe dekadowe.....	377
14.5.9	Ceny rozliczeniowe dekadowe .....	377
14.6	ROZLICZENIA REZERWY OPERACYJNEJ .....	377
14.6.1	Rozliczenia ilościowe dla OREB.....	377
14.6.2	Ceny rozliczeniowe dla OREB.....	379
14.6.3	Rozliczenia wartościowe dla OREB.....	380
14.6.4	Rozliczenia ilościowe dobowe.....	381
14.6.5	Rozliczenia wartościowe dobowe .....	382
14.6.6	Ceny rozliczeniowe dobowe.....	382
14.6.7	Rozliczenia ilościowe dekadowe.....	383
14.6.8	Rozliczenia wartościowe dekadowe.....	383
14.6.9	Ceny rozliczeniowe dekadowe .....	383
14.7	KOREKTY UZUPEŁNIAJĄCE CEN ENERGII BILANSUJĄCEJ .....	384
14.8	KOREKTY NALEŻNOŚCI ZA ENERGIĘ BILANSUJĄCĄ Z TYTUŁU ENERGII ODCHYLENIA .....	392
14.9	CENY REFERENCYJNE.....	396
14.9.1	Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla $JG_{W1}$ , $JG_{W2}$ , $JG_{Z1}$ i $JG_{Z2}$ .....	396
14.9.2	Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla $JG_{M1}$ i $JG_{M2}$ .....	402
14.9.3	Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla $JG_o$ , $JG_{Z3}$ i $JG_A$ .....	405
14.9.4	Jednostkowy koszt uprawnień do emisji $CO_2$ .....	405
14.9.5	Ceny za uruchomienie $JG_{W1}$ .....	408
14.10	ZASADY OZNACZEŃ, DOKŁADNOŚĆ I KONWENCJA ZNAKÓW W MODELU ROZLICZEŃ .....	408
14.11	KORYGOWANIE ROZLICZEŃ.....	409
<b>15</b>	<b>ROZLICZENIA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE.....</b>	<b>411</b>
15.1	OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ .....	411
15.2	WYZNACZANIE ILOŚCI DOSTAW ENERGII.....	412
15.2.1	Pozycja bilansowa .....	412
15.2.2	Przydzielony wolumen .....	412
15.2.3	Korekta niezbilansowania.....	412
15.3	ROZLICZENIA NIEZBILANSOWANIA.....	414
15.3.1	Rozliczenia ilościowe dla ORN.....	414
15.3.2	Ceny rozliczeniowe dla ORN.....	414
15.3.3	Rozliczenia wartościowe dla ORN.....	414
15.3.4	Rozliczenia ilościowe dobowe.....	414
15.3.5	Rozliczenia wartościowe dobowe .....	415
15.3.6	Ceny rozliczeniowe dobowe.....	416

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

15.3.7	Rozliczenia ilościowe dekadowe .....	416
15.3.8	Rozliczenia wartościowe dekadowe .....	417
15.3.9	Ceny rozliczeniowe dekadowe .....	418
15.4	ZASADY OZNACZEŃ, DOKŁADNOŚĆ I KONWENCJA ZNAKÓW W MODELU ROZLICZEŃ .....	418
15.5	KORYGOWANIE ROZLICZEŃ .....	419
<b>16</b>	<b>UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH DOSTAWCOM USŁUG BILANSUJĄCYCH .....</b>	<b>420</b>
16.1	ENERGIA BILANSUJĄCA .....	420
16.1.1	Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy .....	420
16.1.2	Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy .....	421
16.1.3	Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący .....	422
16.2	MOCE BILANSUJĄCE .....	422
16.2.1	Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy .....	422
16.2.2	Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy .....	423
16.2.3	Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący .....	424
16.3	REZERWA OPERACYJNA .....	424
16.3.1	Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy .....	424
16.3.2	Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy .....	425
16.3.3	Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący .....	426
<b>17</b>	<b>UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH PODMIOTOM ODPOWIEDZIALNYM ZA BILANSOWANIE .....</b>	<b>427</b>
17.1	ENERGIA NIEZBILANSOWANIA .....	427
17.1.1	Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy .....	427
17.1.2	Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy .....	428
17.1.3	Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący .....	428
<b>18</b>	<b>FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z DOSTAWCAMI USŁUG BILANSUJĄCYCH .....</b>	<b>429</b>
18.1	OGÓLNE ZASADY .....	429
18.2	ENERGIA BILANSUJĄCA .....	430
18.3	MOCE BILANSUJĄCE .....	433
18.4	REZERWA OPERACYJNA .....	435
<b>19</b>	<b>FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z PODMIOTAMI ODPOWIEDZIALNYMI ZA BILANSOWANIE .....</b>	<b>437</b>
19.1	OGÓLNE ZASADY .....	437
19.2	ENERGIA NIEZBILANSOWANIA .....	438
<b>20</b>	<b>KOSZTY RYNKU BILANSUJĄCEGO .....</b>	<b>442</b>
20.1	OGÓLNE ZASADY .....	442
20.2	KOSZT MOCY BILANSUJĄCYCH .....	442
20.3	KOSZT USUWANIA OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH .....	442
20.4	KOSZT REZERWY OPERACYJNEJ .....	443
<b>21</b>	<b>INFORMACJE O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PUBLIKOWANE PRZEZ OSP .....</b>	<b>444</b>
<b>22</b>	<b>SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE .....</b>	<b>448</b>
<b>23</b>	<b>ZAWIESZANIE I PRZYWRACANIE DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ROZLICZENIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH .....</b>	<b>449</b>
<b>24</b>	<b>POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE .....</b>	<b>450</b>
<b>25</b>	<b>ZAŁĄCZNIKI .....</b>	<b>452</b>

# 1 WSTĘP

## 1.1 Podstawa prawna i cel dokumentu

- (1) Niniejszy dokument, zwany dalej Warunkami Dotyczącymi Bilansowania lub WDB, opracowany został przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (rozporządzenie 2017/2195).
- (2) Celem WDB jest ustalenie warunków dla dostawców usług bilansujących oraz warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195.
- (3) Warunki Dotyczące Bilansowania są regulaminem w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego w związku z art. 9g ust. 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.
- (4) Warunki Dotyczące Bilansowania sporządzone zostały w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter wyłącznie informacyjny.

## 1.2 Zgodność Warunków Dotyczących Bilansowania z celami rozporządzenia 2017/2195

- (1) Warunki Dotyczące Bilansowania są zgodne z celami rozporządzenia 2017/2195, określonymi w art. 3 ust. 1 tego rozporządzenia:
  - (1.1) Wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących:
    - (a) Wszystkie podmioty spełniające warunki uczestnictwa w rynku bilansującym krajowego systemu elektroenergetycznego (RB) są traktowane na równych zasadach, określonych w WDB, co zapewnia niedyskryminację i przejrzystość zasad;
    - (b) WDB umożliwiają pojedynczym lub zagregowanym sterowanym odbiorom, magazynom energii elektrycznej oraz modułom wytwarzania energii świadczenie usług bilansujących oraz określają zasady i wymagania dla świadczenia tych usług;
    - (c) Usługi bilansujące są pozyskiwane na konkurencyjnych zasadach rynkowych;
  - (1.2) Zwiększenie efektywności bilansowania, a także efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących:
    - (a) Energia bilansująca i moce bilansujące są pozyskiwane w ramach mechanizmów rynkowych opartych o cenę krańcową, wyznaczaną na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące i ofert zintegrowanego procesu grafikowania zgłoszonych przez dostawców usług bilansujących,

- przy uwzględnieniu aspektów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego, co zapewnia efektywność RB;
- (b) OSP bilansując krajowy system elektroenergetyczny bierze pod uwagę proces kompensowania niezbilansowań, o którym mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195, oraz wymianę energii bilansującej na europejskich platformach, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195, w zakresie platform, w których procesach OSP uczestniczy operacyjnie, co przyczynia się do efektywności europejskich rynków bilansujących;
- (1.3) Zintegrowanie rynków bilansujących i promowanie możliwości wymiany usług bilansujących przy jednoczesnym przyczynianiu się do bezpieczeństwa pracy systemu:
- (a) Określony w WDB katalog usług bilansujących oraz zasady wyceny energii bilansującej oparte na cenach krańcowych umożliwiają efektywną integrację RB, w oparciu o mechanizmy integracji systemów centralnie dysponowanych przewidzianych w rozporządzeniu 2017/2195, z rynkami europejskimi w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195;
- (b) Zasady stosowane na RB zapewniają bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poprzez uwzględnienie aspektów technicznych w mechanizmach RB, co zapewnia, że programy pracy jednostek grafikowych są wykonalne i zgodne z wymogami bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu;
- (1.4) Przyczynienie się do efektywnej, długofalowej pracy i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w Unii przy jednoczesnym ułatwianiu efektywnego i spójnego funkcjonowania rynków dnia następnego, rynków dnia bieżącego oraz rynków bilansujących:
- (a) Zasady funkcjonowania RB zdefiniowane w WDB umożliwiają fizyczną realizację zgłoszonych umów sprzedaży energii, które mogą wynikać z kontraktów handlowych zawartych przez uczestników rynku na rynku terminowym, rynku dnia następnego, rynku dnia bieżącego lub w ramach transakcji bilateralnych oraz ułatwiają spójne działanie wszystkich segmentów rynku;
- (b) Spójne i efektywne działanie rynków, przy jednoczesnym uwzględnieniu aspektów technicznych pracy systemu, ma pozytywny wpływ na bezpieczne funkcjonowanie i rozwój systemu elektroenergetycznego w krótkim, średnim i długim horyzoncie czasowym;
- (c) Zdefiniowane w WDB czasy zamknięcia bramek dla zgłoszeń umów sprzedaży energii oraz ofert zintegrowanego procesu grafikowania uwzględniają harmonogram procesów na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz są zgodne z postanowieniami art. 24 ust. 5 oraz art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195;

- (d) W WDB zostały określone zasady aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafikowania po każdym czasie zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania, zgodnie z art. 24 ust. 6 i art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195;
- (1.5) Zapewnienie możliwości sprawiedliwego, obiektywnego, przejrzystego i rynkowego zakupu usług bilansujących, a także, aby przy takim zakupie unikano nadmiernych barier dla nowych instalacji i wzmacniano płynność rynków bilansujących, zapobiegając jednocześnie niepotrzebnym zakłóceniom na rynku wewnętrznym energii elektrycznej:
- (a) Energia bilansująca i moce bilansujące są pozyskiwane w ramach konkurencyjnych mechanizmów rynkowych, maksymalizujących efektywność ekonomiczną procesów ich pozyskiwania, gdzie wszystkie podmioty uprawnione do świadczenia poszczególnych usług bilansujących są traktowane na przejrzystych i równych zasadach;
- (b) Wymogi dla udziału w RB i świadczenia usług bilansujących odzwierciedlają niezbędne do spełnienia warunki techniczne i ekonomiczne wymagane na fizycznym rynku działającym blisko czasu rzeczywistego;
- (c) WDB zapewniają publikację danych dotyczących funkcjonowania RB istotnych dla uczestników rynku;
- (1.6) Ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej:
- (a) WDB określają zasady dla aktywnego udziału strony popytowej w RB, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych, oraz magazynów energii elektrycznej, analogiczne do zasad stosowanych dla konwencjonalnych modułów wytwarzania energii;
- (b) Usługi bilansujące są pozyskiwane na zasadach rynkowych i są świadczone z wykorzystaniem zasobów spełniających określone w WDB warunki do udziału w RB i świadczenia usług bilansujących, niezależnie od technologii zasobu;
- (1.7) Ułatwienie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz wspieranie osiągnięcia celu Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych:
- (a) WDB określają zasady udziału w RB dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych;
- (b) Właściwe uwzględnienie źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych umożliwia im aktywny udział w RB i przyczynia się do ich dalszego rozwoju, w tym do osiągnięcia celu



Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

### 1.3 Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania

- (1) Harmonogram wdrożenia WDB jest następujący:
  - (1.1) OSP przedłoży WDB do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819);
  - (1.2) Termin wejścia w życie WDB: data określona przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB.
- (2) W okresie roku od dnia wejścia w życie WDB przyjmuje się wartość górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), równą 5 000 zł/MW-h dla OPMB i OMB.
- (3) Określa się, że postanowienia WDB dotyczące wymiany energii bilansującej na platformie RR, rozliczenia tej energii z DUB, udostępniania oraz publikacji danych dotyczących tej energii, stosuje się od daty w której OSP uczestniczy w procesach operacyjnych prowadzonych na platformie RR. OSP przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem platformy RR opublikuje komunikat na stronie internetowej OSP informujący o tej dacie.
- (4) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, OSP wyznacza i publikuje na stronie internetowej OSP współczynniki, wielkość stałą oraz górny limit wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, stosowane we wzorze na wymaganą wielkość rezerwy mocy w górę, o którym mowa w pkt 7.7, nie później niż 15 dni przed wejściem w życie zasad określonych w WDB.
- (5) OSD określa bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych uwarunkowań, o których mowa w pkt 8.1(13), od daty przypadającej na rok po dacie wejścia w życie WDB.
- (6) OSP stosuje mechanizm, o którym mowa w pkt 10.3(25), nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2026 r.
- (7) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, OSP wyznacza i publikuje na stronie internetowej OSP parametry LOLP i okresy niereprezentatywne, o których mowa w pkt 12.3, nie później niż 15 dni przed wejściem w życie zasad określonych w WDB.
- (8) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, jako pierwszą dobę handlową tego kwartału, o której mowa w pkt 12.4(8), przyjmuje się dobę wejścia w życie WDB.
- (9) Dla kwartału  $q-1$  poprzedzającego kwartał  $q$ , w którym weszły w życie WDB, ograniczona średnia wartość COR dla kwartału  $q-1$  wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kwartale  $q$ , o której mowa w pkt 12.4(9), wynosi 40 zł/MW-h.

- (10) W okresie roku od dnia wejścia w życie WDB wyniki ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR będą wyznaczane na podstawie wyników ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB.
- (11) OSP w zakresie w jakim będzie konieczne dostosowanie WDB w celu przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem platform wymiany energii bilansującej, o których mowa w art. 20 i art. 21 rozporządzenia 2017/2195, opracuje i przedłoży zmiany WDB do zatwierdzenia przez Prezesa URE, przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem danej platformy wymiany energii bilansującej.

#### **1.4 Wprowadzanie zmian Warunków Dotyczących Bilansowania**

- (1) Tryb dokonywania i wprowadzania zmian WDB określa rozporządzenie 2017/2195. Poniższe postanowienia służą wykonaniu ww. przepisów.
- (2) Zmiana WDB jest przeprowadzana poprzez opracowanie nowych WDB albo poprzez opracowanie zmian obowiązujących WDB.
- (3) Proces wprowadzania zmian WDB, poprzez opracowanie nowych WDB albo zmian obowiązujących WDB, obejmuje następujące działania:
  - (3.1) OSP opracowuje projekt WDB albo projekt zmian WDB zawierający specyfikację zmian oraz dokument wyjaśniający zawierający opis przedmiotu zmian, przyczynę zmian, a także planowany termin wdrożenia odpowiednio WDB albo zmian WDB;
  - (3.2) Dokumenty, o których mowa w pkt (3.1), OSP publikuje na swojej stronie internetowej wraz z komunikatem informującym o rozpoczęciu procesu konsultacji społecznych i sposobie nadsyłania uwag do projektu WDB albo projektu zmian WDB oraz terminie przewidzianym na konsultacje społeczne;
  - (3.3) Okres przewidziany na konsultacje społeczne nie może być krótszy niż określony w art. 10 ust. 1 i 5 rozporządzenia 2017/2195, przy czym ocenie OSP podlega uwzględnienie uwag bądź propozycji, które zostały przekazane OSP, po upływie okresu przewidzianego na konsultacje;
  - (3.4) Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne OSP:
    - (a) Dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji;
    - (b) Opracowuje raport z procesu konsultacji społecznych, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia lub o przyczynach ich nieuwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika w szczególności ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki;
    - (c) Opracowuje nowe WDB albo zmiany WDB oraz dokument wyjaśniający, uwzględniające w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne uzupełnienia lub korekty, o których mowa w pkt (b),

zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji społecznych;

- (d) Przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nowe WDB albo zmiany WDB wraz z raportem z procesu konsultacji społecznych oraz dokumentem wyjaśniającym;
  - (e) Publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowych WDB albo zmian WDB wraz z raportem z procesu konsultacji oraz dokumentem wyjaśniającym.
- (3.5) WDB albo zmiany WDB wchodzi w życie w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB albo zmiany WDB;
- (3.6) WDB albo zmiany WDB, po ich zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej, zgodnie z art. 12 ust. 3 lit. g rozporządzenia 2017/2195, wraz z informacją o dacie wejścia w życie. OSP publikuje na swojej stronie internetowej tekst ujednolicony obowiązujących WDB.

## 2 AKTY PRAWNE, DOKUMENTY, SKRÓTY, OZNACZENIA I DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

### 2.1 Akty prawne i dokumenty powołane w WDB

- |   |   |
|---|---|
| Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej  | – instrukcja opracowana przez OSD na podstawie art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne   |
| Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej   | – instrukcja opracowana przez OSP na podstawie art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne   |
| Kodeks cywilny  | – ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 roku – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2022 r. poz. 1360 z późn. zm.)   |
| kodeksy sieci   | – akty prawne wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943   |
| metoda wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań | – metoda opracowana zgodnie z art. 30 ust. 1 i 3 rozporządzenia 2017/2195   |
| MNA OA  | – 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 URE z dnia 5 czerwca 2017 r. (znak: DDR.WRE.7128.5.20016.JPa2) wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie |
| ramy wdrażania IN   | – ramy wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 22 rozporządzenia 2017/2195   |
| ramy wdrażania RR   | – ramy wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych zgodnie z art. 19 rozporządzenia 2017/2195  |
| rozporządzenie 2015/1222  | – rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami   |

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- przesyłowymi (Dz. U. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2016/631 – rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2016/1388 – rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10)
- rozporządzenie 2016/1719 – rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42)
- rozporządzenie 2017/1485 – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2017/2195 – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2017/2196 – rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2019/942 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158 z 14.06.2019, str. 22 z późn. zm.)
- rozporządzenie 2019/943 – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54 z późn. zm.)
- rozporządzenie pomiarowe – rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788)
- rozporządzenie systemowe – rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819)
- SAFA RGCE – umowa zawarta przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych działających w Regional Group Continental Europe w ramach ENTSO-E, w wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 118 ust. 2 rozporządzenia

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	2017/1485, która zobowiązuje tych operatorów do stosowania zawartych w tej umowie:
	1) Zbioru zasad i wymagań technicznych (dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych) obowiązujących, na mocy kodeksów sieci, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z krajów członkowskich Unii Europejskiej;
	2) Zbioru dodatkowych wymagań obowiązujących, na podstawie tej umowy, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych działających w Regional Group Continental Europe.
skala klasyfikacji incydentów	– dokument opracowany przez ENTSO-E zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r., zaktualizowany w celu realizacji celów rozporządzenia 2017/1485
TCM	– metody, warunki, wymogi i zasady (ang. terms, conditions and methodologies) przyjęte na podstawie rozporządzenia 2019/943 lub kodeksów sieci
ustawa o giełdach towarowych	– ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 170 z późn. zm.)
ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	– ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2022 r. poz. 1500 z późn. zm.)
ustawa o odnawialnych źródłach energii	– ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)
ustawa o podatku od towarów i usług	– ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2022 r. poz. 931)
ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	– ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 533 z późn. zm.)
ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	– ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.)
ustawa Prawo energetyczne	– ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)
ustawa Prawo o miarach	– ustawa z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068 z późn. zm.)
zasady określania wielkości FRR	– zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR) opracowane na podstawie art. 157 rozporządzenia 2017/1485, zatwierdzone decyzją Prezesa URE z dnia 27 czerwca 2022 r. (znak: DRE.WKP.744.1.16.2022.KC) wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie

## 2.2 Skróty i oznaczenia

ADJ	– algorytm doboru jednostek grafikowych do świadczenia usług bilansujących
aFRR	– rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (ang. automatic frequency restoration reserve)
aFRR <sup>D</sup>	– rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w dół
aFRR <sup>G</sup>	– rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w górę
ANM	– algorytm nabywania mocy bilansujących
ARO	– algorytm rozdziału obciążeń
AWMC	– informacja o akceptacji albo odrzuceniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego
BPKD/BO	– bieżący plan koordynacyjny dobowy swobodnie zbilansowany
BPKD-CR	– bieżący plan koordynacyjny dobowy czasu rzeczywistego
BPKD-DB	– bieżący plan koordynacyjny dobowy dnia bieżącego
BPKD/OS	– bieżący plan koordynacyjny dobowy wyznaczony z uwzględnieniem ograniczeń systemowych
BPP	– bieżący punkt pracy
CAI	– unikalny identyfikator ZPW (ang. capacity agreement identification)
CCP NEMO	– kontrahent centralny wskazany przez NEMO (ang. central counter party NEMO)
CDO	– cena za dostawę albo odbiór energii
$\overline{\text{CEB}}$	– średnia ważona cena energii bilansującej
$\Delta\text{CEB}$	– korekta uzupełniająca cen energii bilansującej
$\text{CEB}^{\text{PP}}$	– cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR
$\text{CEB}^{\text{RR}}$	– cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR
CEBD	– cena dobową za energię bilansującą dostarczoną na RB
CEBDE	– cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB
CEBO	– cena dobową za energię bilansującą odebraną z RB
CEBOE	– cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB
CEN	– cena energii niezbilansowania
CEND	– cena dobową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB
CENDE	– cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB
CENO	– cena dobową za energię niezbilansowania odebraną z RB
CENOE	– cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB
CEO	– cena energii odchylenia
CKOEB	– cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO
CMBNN	– cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona
CMBNO	– cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

CMBP	–	cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym
CMBPUD	–	cena dobową za moc bilansującą
CMBPUE	–	cena dekadowa za moc bilansującą
CMBU	–	cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym
CMBZ	–	cena mocy bilansujących zastępujących moc danego typu rezerwy mocy
COA	–	znacznik czasu nadawany komunikatom wysyłanym i odbieranym w węźle centralnym WIRE
COM	–	cena ofertowa mocy bilansujących w OPMB
COMRR	–	cena ofertowa pozyskania mocy bilansujących jako RR w OPMB
COR	–	cena rezerwy operacyjnej
$\overline{COR}^*$	–	ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego
$COR^{Max}$	–	cena maksymalna rezerwy operacyjnej
$COR^{Min}$	–	cena minimalna rezerwy operacyjnej
CORD	–	cena dobową rezerwy operacyjnej
$CORD^{Max}$	–	górną limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej
CORE	–	cena dekadowa rezerwy operacyjnej
CRK	–	cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej
$CRK^{PP}$	–	cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR
$CRK^{RR}$	–	cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR
CSDAC	–	cena SDAC
CU	–	cena jednostkowa uruchomienia JG <sub>w1</sub> z danego stanu cieplnego
CUA	–	cena unikniętej aktywacji energii bilansującej
CWD	–	cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej
CWK	–	cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej
$CWK^{PP}$	–	cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR
$CWK^{RR}$	–	cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR
CWO	–	cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej
DUB	–	dostawca usług bilansujących
$E^{BPP}$	–	energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP)
EB	–	energia bilansująca
$EB^{PP}$	–	energia bilansująca aktywowana poza platformą RR
$EB^{RR}$	–	energia bilansująca aktywowana na platformie RR
$EB^{RR}$	–	energia bilansująca wynikająca z aktywacji na platformie RR
EBD	–	dobowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

EBDE	–	dekadowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB
EBO	–	dobowa ilość energii bilansującej odebranej z RB
EBOE	–	dekadowa ilość energii bilansującej odebranej z RB
EIC	–	unikalny kod identyfikujący podmioty i obiekty na rynku energii (ang. Energy Identification Code)
EN	–	energia niezbilansowania
END	–	dobowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB
ENDE	–	dekadowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB
ENO	–	dobowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB
ENOE	–	dekadowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB
ENTSO-E	–	Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ang. The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EO	–	energia odchylenia
EP <sup>RBB</sup>	–	przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE
EP <sup>RBN</sup>	–	przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE
ER	–	energia rzeczywista
ES	–	energia skorygowana
ESP	–	elektrownia szczytowo-pompowa
EZ	–	energia zweryfikowana
FCR	–	rezerwa utrzymania częstotliwości (ang. frequency containment reserve)
FCR <sup>D</sup>	–	rezerwa utrzymania częstotliwości w dół
FCR <sup>G</sup>	–	rezerwa utrzymania częstotliwości w górę
FRP	–	fizyczny rejestr pomiarowy
FRPP	–	fizyczny rejestr pomiarowy podstawowy
FRPR	–	fizyczny rejestr pomiarowy rezerwowy
FRR	–	rezerwa odbudowy częstotliwości (ang. frequency restoration reserve)
FRR <sup>D</sup>	–	rezerwa odbudowy częstotliwości w dół
FRR <sup>G</sup>	–	rezerwa odbudowy częstotliwości w górę
GCE	–	giełdowe ceny energii
GMC	–	grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC <sub>U</sub>	–	uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC <sub>w</sub>	–	zweryfikowane grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC <sub>Z</sub>	–	zgłoszone grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMCB	–	grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
GMCB <sub>U</sub>	–	uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
GO <sup>KGO</sup>	–	grafik obciążenia po KGO

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$\Delta GO^{KGO}$	–	zmiana grafiku obciążenia związana z KGO
GWM	–	grafiki wymiany międzysystemowej
GWM <sub>U</sub>	–	uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej
GWM <sub>W</sub>	–	zweryfikowane grafiki wymiany międzysystemowej
GWM <sub>Z</sub>	–	zgłoszone grafiki wymiany międzysystemowej
IAEBRR	–	informacja o aktywowanej energii bilansującej na platformie RR
IGMC	–	informacja o niezgodności ZGMC
IGWM	–	informacja o niezgodności ZGWM
INMBP	–	informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie podstawowym
INMBU	–	informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie uzupełniającym
IRiESD	–	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	–	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IUZUSE	–	informacja uzupełniająca o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
IZOEB	–	informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na energię bilansującą
IZOMB	–	informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na moce bilansujące
IZOPMB	–	informacja o niezgodności zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące
IZOT	–	informacja o niezgodności zgłoszenia oferty technicznej
IZPP	–	informacja o niezgodności zgłoszenia programu pracy
IZUSE	–	informacja o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
JB	–	jednostka bilansowa
JB <sub>GE</sub>	–	jednostka bilansowa giełdy energii
JB <sub>OS</sub>	–	jednostka bilansowa operatora systemu
JB <sub>WM</sub>	–	jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej
JB <sub>WMO</sub>	–	jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej OSP
JB <sub>WMP</sub>	–	jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej POB
JB <sub>Z</sub>	–	jednostka bilansowa zasobów
JG	–	jednostka grafikowa
JG <sub>A</sub>	–	jednostka grafikowa agregatu
JG <sub>M</sub>	–	jednostka grafikowa magazynu
JG <sub>M1</sub>	–	jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 1
JG <sub>M2</sub>	–	jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 2
JG <sub>O</sub>	–	jednostka grafikowa odbiorcza
JG <sub>W</sub>	–	jednostka grafikowa wytwórcza
JG <sub>W1</sub>	–	jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 1
JG <sub>W2</sub>	–	jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 2
JG <sub>Z</sub>	–	jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

JGz1	– jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 1
JGz2	– jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 2
JGz3	– jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 3
JWCD	– jednostka wytwórcza centralnie dysponowana
KB	– koszt bilansowania energii
KCD <sup>CO2</sup>	– jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> dla dostawy energii bilansującej na RB
KCO <sup>CO2</sup>	– jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> dla odbioru energii bilansującej z RB
KCZ	– całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB
KEO	– korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia
KGO	– korekta grafiku obciążenia związana z nabytymi mocami bilansującymi
KMB	– koszt mocy bilansujących
KN	– korekta niezbilansowania
KO	– koszt usuwania ograniczeń systemowych
KP	– koszt paliwa podstawowego
KRO	– koszt rezerwy operacyjnej
KSE	– krajowy system elektroenergetyczny
KT <sup>CO2</sup>	– koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>
KW	– wysokość wsparcia JG
LFC	– system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ang. load frequency control)
LOLP	– prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (ang. loss of load probability)
LSPR	– lokalny system pomiarowo-rozliczeniowy
MB	– miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego
AFD <sub>MB</sub>	– F <sub>MB</sub> , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
F <sub>MB</sub>	– fizyczne miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego
FD <sub>MB</sub>	– F <sub>MB</sub> , w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
FZ <sub>MB</sub>	– F <sub>MB</sub> , w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB
w <sub>MB</sub>	– ponadsieciowe (wirtualne) miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

MB <sub>AH</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE wodne, inne niż MWE elektrowni szczytowo-pompowej
MB <sub>AI</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE
MB <sub>AM</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo MEE
MB <sub>AO</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory
MB <sub>AW</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE ciepłne
MB <sub>AZ</sub>	– AFD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE
MB <sub>PEO</sub>	– FD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, przyłączonych do sieci OSDp, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych
MB <sub>O</sub>	– FD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
MB <sub>OSD</sub>	– FD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB <sub>OSD</sub> , reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV
MB <sub>W</sub>	– FD <sub>MB</sub> , poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej lub URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, reprezentujących odpowiednio MWE lub MEE
MBA	– moc bilansująca aktywowana
MBD	– moc bilansująca dostarczona
MBN	– niedostarczona moc bilansująca
MBNN	– niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona
MBNNO	– niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona, objęta energią odchylenia
MBNO	– niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona
MBP	– moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

MBPUD	–	dobowa wielkość mocy bilansującej
MBPUE	–	dekadowa wielkość mocy bilansującej
MBPZ	–	moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MBU	–	moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym
MBUZ	–	moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MBW	–	moc bilansująca wykonana
MBZ	–	moc bilansująca nabyta, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MD	–	miejsce dostarczania energii elektrycznej
MEE	–	magazyn energii elektrycznej
mFRRd	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (ang. manual frequency restoration reserve directly activated)
mFRRd <sup>D</sup>	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w dół
mFRRd <sup>G</sup>	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę
MWE	–	moduł wytwarzania energii
NEB	–	należność za energię bilansującą
NEB <sup>PP</sup>	–	należność za energię bilansującą aktywowaną poza platformą RR
NEB <sup>RR</sup>	–	należność za energię bilansującą wynikającą z aktywacji na platformie RR
NEBD	–	dobowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB
NEBDE	–	dekadowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB
NEBO	–	dobowa należność za energię bilansującą odebraną z RB
NEBOE	–	dekadowa należność za energię bilansującą odebraną z RB
NEMO	–	wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (ang. nominated electricity market operator)
NEN	–	należność za energię niezbilansowania
NEND	–	dobowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB
NENDE	–	dekadowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB
NENO	–	dobowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB
NENOE	–	dekadowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB
NMBP	–	należność za moc bilansującą nabytą w trybie podstawowym
NMBPU	–	należność za moc bilansującą
NMBPUD	–	dobowa należność za moc bilansującą
NMBPUE	–	dekadowa należność za moc bilansującą
NMBU	–	należność za moc bilansującą nabytą w trybie uzupełniającym

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

NN	–	najwyższe napięcie
nN	–	niskie napięcie
NRO	–	należność za rezerwę operacyjną
NRO <sup>PP</sup>	–	należność za rezerwę operacyjną niewynikającą z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
NRO <sup>RR</sup>	–	należność za rezerwę operacyjną wynikającą z aktywacji na platformie RR
NROD	–	dobowa należność za rezerwę operacyjną
NROE	–	dekadowa należność za rezerwę operacyjną
OEB	–	oferta na energię bilansującą
OFC	–	cena ofertowa w OMB
OFC <sup>D</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w dół w OEB
OFC <sup>G</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w górę w OEB
OFCG <sup>D</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji w OEB
OFCG <sup>G</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji w OEB
OFCL <sup>D</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru w OEB
OFCL <sup>G</sup>	–	cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru w OEB
OFF	–	oferowana moc w paśmie w OEB
OFFG	–	oferowana moc w paśmie w kierunku generacji w OEB
OFFL	–	oferowana moc w paśmie w kierunku poboru w OEB
OGMC	–	nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGMC
OGWM	–	nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGWM
OH	–	operator handlowy
OHT	–	operator handlowo-techniczny
OJNZ	–	zbiór OREB o jednolitej niepewności zbilansowania
OMB	–	oferta na moce bilansujące
OMBNN	–	opłata za niedostarczoną moc bilansującą która nie została odtworzona
OMBNO	–	opłata za niedostarczoną moc bilansującą, która została odtworzona
ONMB <sup>P</sup>	–	okres nabywania mocy bilansujących w trybie podstawowym
ONMB <sup>U</sup>	–	okres nabywania mocy bilansujących w trybie uzupełniającym
OP	–	operator pomiarów
OPCR	–	okres planowania czasu rzeczywistego
OPMB	–	oferta portfolio na moce bilansujące
OR	–	operator rynku
OREB	–	okres rozliczania energii bilansującej
ORN	–	okres rozliczania niezbilansowania
OS	–	operator systemu
OSD	–	operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

OSDn	– OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSDp	– OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	– operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
OT	– oferta techniczna
OWM	– okres wykorzystania magazynu
OWMC	– nieprzyjęcie ZWMC
OZOEB	– odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą
OZOMB	– odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące
OZOPMB	– odrzucenie zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące
OZOT	– odrzucenie zgłoszenia oferty technicznej
OZPG	– oferta zintegrowanego procesu grafikowania
OZPP	– odrzucenie zgłoszenia programu pracy
OZUSE	– odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
OZUSEB	– odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego
$\Delta P$	– polecona redukcja generacji mocy względem estymaty
$p^{DyspRO}$	– dyspozycyjność operacyjna JG do wyznaczenia RO
$p^{MaxKwal}$	– moc maksymalna kwalifikowana JG
$p^{MaxZR}$	– maksymalny zakres rezerwy mocy JG dla danego typu rezerwy mocy
$p^{MinKwal}$	– moc minimalna kwalifikowana JG
$p^{MinZR}$	– minimalny zakres rezerwy mocy JG dla danego typu rezerwy mocy
$p^{OfMax}$	– dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG określona w OEB dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
$p^{OfMin}$	– dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG określona w OEB dla mocy bilansujących: oferowana moc minimalna JG dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PAWMC	– potwierdzenie odebrania AWMC
PB	– pozycja bilansowa
$PG^{MaxKwal}$	– moc maksymalna kwalifikowana JG w kierunku generacji
$PG^{MaxZR}$	– maksymalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy
$PG^{MinKwal}$	– moc minimalna kwalifikowana JG w kierunku generacji
$PG^{MinZR}$	– minimalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy
$PG^{OfMax}$	– dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG w kierunku generacji określona w OEB

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PG <sup>OfMin</sup>	– dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku generacji określona w OEB
	dla mocy bilansujących: oferowana moc minimalna JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PGMC	– przyjęcie do uzgodnienia ZGMC
PL <sup>MaxKwal</sup>	– moc maksymalna kwalifikowana JG w kierunku poboru
PL <sup>MaxZR</sup>	– maksymalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy
PL <sup>MinKwal</sup>	– moc minimalna kwalifikowana JG w kierunku poboru
PL <sup>MinZR</sup>	– minimalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy
PL <sup>OfMax</sup>	– dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG w kierunku poboru określona w OEB
	dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PL <sup>OfMin</sup>	– dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku poboru określona w OEB
	dla mocy bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PGWM	– przyjęcie do uzgodnienia ZGWM
PH	– partner handlowy UWM
PKD	– plan koordynacyjny dobowy
PKZ	– pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG
POB	– podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB <sub>GE</sub>	– POB prowadzący giełdę towarową lub pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej lub pełniący funkcję NEMO / CCP NEMO
POB <sub>OSD</sub>	– POB będący OSDp
POB <sub>OSP</sub>	– POB będący OSP
POB <sub>Z</sub>	– POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POEB	– przyjęta oferta na energię bilansującą
POM	– oferowana moc maksymalna w OPMB
POMB	– przyjęta oferta na moce bilansujące
POPMB	– przyjęte oferty portfolio na moce bilansujące
POT	– przyjęta oferta techniczna
POWMC	– potwierdzenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego
PP	– program pracy
PPD	– program pracy deklarowany
PPE	– punkt poboru energii



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

PPP	–	przyjęty program pracy
PPS	–	program pracy skorygowany
PPW	–	punkt pomiarowy - punkt wymiany
PPZ	–	program pracy zweryfikowany
PREU	–	portal rynku energii i usług
Prezes URE	–	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PUSE	–	przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia następnego
PUSEB	–	przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia bieżącego
PW	–	przydzielony wolumen
PWMC	–	przyjęcie ZWMC
RB	–	rynek bilansujący krajowego systemu elektroenergetycznego
RBB	–	RB dnia bieżącego
RBN	–	RB dnia następnego
RC <sup>CO2</sup>	–	rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>
RD <sup>EB</sup>	–	raport dobowy energii bilansującej
RD <sup>EN</sup>	–	raport dobowy energii niezbilansowania
RD <sup>MB</sup>	–	raport dobowy mocy bilansujących
RD <sup>RO</sup>	–	raport dobowy rezerwy operacyjnej
RH <sup>EB</sup>	–	raport handlowy energii bilansującej
RH <sup>EN</sup>	–	raport handlowy energii niezbilansowania
RH <sup>MB</sup>	–	raport handlowy mocy bilansujących
RH <sup>RO</sup>	–	raport handlowy rezerwy operacyjnej
RHER	–	raport hierarchiczny energii rzeczywistej
RHK <sup>EB</sup>	–	raport handlowy korygujący energii bilansującej
RHK <sup>EN</sup>	–	raport handlowy korygujący energii niezbilansowania
RHK <sup>MB</sup>	–	raport handlowy korygujący mocy bilansujących
RHK <sup>RO</sup>	–	raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej
RMB	–	rynek mocy bilansujących
RO	–	rezerwa operacyjna
RO <sup>Min</sup>	–	minimalna wielkość rezerwy operacyjnej
ROR	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu
RORD	–	dobowa wielkość rezerwy operacyjnej podlegająca rozliczeniu
RORE	–	dekadowa wielkość rezerwy operacyjnej podlegająca rozliczeniu
ROR <sup>PP</sup>	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu niewynikająca z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
ROR <sup>RR</sup>	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu wynikająca z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
RR	–	rezerwa zastępcza (ang. replacement reserve)

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

RR <sup>D</sup>	– rezerwa zastępcza w dół
RR <sup>G</sup>	– rezerwa zastępcza w górę
RRCE	– roczna średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku kalendarzowym poprzedzającym dany rok kalendarzowy
RRP	– rozliczeniowy rejestr pomiarowy
S <sup>KGO</sup>	– stan JG po KGO
SDAC	– jednolite łączenie rynków dnia następnego
SIDC	– jednolite łączenie rynków dnia bieżącego
SK	– stan zakontraktowania
SN	– średnie napięcie
SO	– sterowany odbiór
SOWE	– system operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących
SPR	– system pomiarowo-rozliczeniowy OSP
UGMC	– uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
UGMCB	– uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
UGWM	– uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej
URB	– uczestnik rynku bilansującego
URD	– uczestnik rynku detalicznego
USE	– umowa sprzedaży energii
USE <sub>WM</sub>	– umowa sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym
UWM	– uczestnik wymiany międzysystemowej
W <sup>CO2</sup>	– jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO <sub>2</sub>
WDB	– Warunki Dotyczące Bilansowania
WGMB	– wykonany grafik mocy bilansującej
WIRE	– system wymiany informacji o rynku energii
WMC	– wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
WN	– wysokie napięcie
WS	– współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto
Z <sub>RB</sub>	– zabezpieczenie należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB
ZAK	– znacznik aktywności
ZEB <sup>PP</sup>	– zapotrzebowanie na energię bilansującą w obszarze RB pokryte przez energię aktywowaną poza platformą RR
ZEB <sup>RR</sup>	– zapotrzebowanie na energię bilansującą do pokrycia na platformie RR
ZGMC	– zgłoszenie grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego
ZGWM	– zgłoszenie grafików wymiany międzysystemowej

ZMB <sup>aFRRD</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą aFRR <sup>D</sup>
ZMB <sup>aFRRG</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą aFRR <sup>G</sup>
ZMB <sup>FCRD</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR <sup>D</sup>
ZMB <sup>FCRG</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR <sup>G</sup>
ZMB <sup>FRRD</sup>	– łączne zapotrzebowanie na moce bilansujące aFRR <sup>D</sup> i mFRRd <sup>D</sup>
ZMB <sup>FRRG</sup>	– łączne zapotrzebowanie na moce bilansujące aFRR <sup>G</sup> i mFRRd <sup>G</sup>
ZMB <sup>RRD</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą RR <sup>D</sup>
ZMB <sup>RRG</sup>	– zapotrzebowanie na moc bilansującą RR <sup>G</sup>
ZNZ	– źródła niepewności zbilansowania
ZOEB	– zgłoszenie oferty na energię bilansującą
ZOEB <sup>RR</sup>	– zagregowana oferta na energię bilansującą z rezerw zastępczych
ZOMB	– zgłoszenie oferty na moce bilansujące
ZOPMB	– zgłoszenie ofert portfolio na moce bilansujące
ZOT	– zgłoszenie oferty technicznej
ZP	– znacznik wykorzystania pasma
ZPDO	– znacznik potencjału dostawy i odbioru
ZPG	– zintegrowany proces grafikowania
ZPP	– zgłoszenie programu pracy
ZPW	– zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej na przekroju handlowym
ZUB	– znacznik usług bilansujących
ZUSE	– zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia następnego
ZUSEB	– zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego
ZWMC	– zgłoszenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego
ZWP	– znacznik wymuszonej pracy
ZZUSEB	– zapytanie o zgłoszenie USE dla dnia bieżącego

### 2.3 Definicje stosowanych pojęć

aktywny okres zgłoszenia	– okres, którego dotyczą zgłoszenia danych handlowo-technicznych na RB
biuro przetargów	– uprawniony podmiot organizujący przetargi roczne, miesięczne oraz w ramach procesu rezerwowego na alokację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej
CCP NEMO	– kontrahent centralny, podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222, tj. jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie zawierania umów z uczestnikami rynku, poprzez nowację umów wynikających z procesu kojarzenia, i organizowania transferu sald wynikających z alokacji zdolności przesyłowych z innymi kontrahentami centralnymi lub

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	spedytorami, wskazany OSP przez NEMO w umowie MNA OA
czas rampowania	– czas rampowania w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 147 rozporządzenia 2017/1485, tj. okres określony przez stały punkt rozpoczęcia i czas, w którym pobierana lub generowana moc czynna będzie się zwiększać lub zmniejszać
dane pomiarowe	– dane pomiarowe w rozumieniu art. 3 pkt 61 ustawy Prawo energetyczne, tj. dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego
dane pomiarowo-rozliczeniowe	– dane wyznaczane na podstawie danych pomiarowych i odpowiednich algorytmów na potrzeby prowadzenia rozliczeń
doba handlowa	– okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, w którym następuje fizyczna realizacja umów sprzedaży energii elektrycznej
dostawca usług bilansujących	– dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/2195, tj. uczestnik rynku z jednostkami zapewniającymi rezerwę lub grupami zapewniającymi rezerwę, który może świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP
dzień roboczy	– okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy
energia bilansująca	– energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2017/2195, tj. energia wykorzystywana przez OSP do celów bilansowania systemu dostarczona przez dostawcę usług bilansujących
energia odchylenia	– energia wynikająca z odchylenia JG od poleceń OSP, stanowiąca różnicę, o której mowa w § 26 ust. 1 rozporządzenia systemowego
estymata	– szacowana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym wartość mocy czynnej możliwa do generacji przez JGz, przy uwzględnieniu bieżącej dostępności energii promieniowania słonecznego lub wiatru oraz warunków eksploatacyjnych
farma fotowoltaiczna	– farma fotowoltaiczna w rozumieniu § 2 pkt 4 rozporządzenia systemowego, tj. moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia
farma wiatrowa	– farma wiatrowa w rozumieniu § 2 pkt 5 rozporządzenia systemowego, tj. moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	– miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej
fizyczny rejestr pomiarowy	– rejestr w liczniku zdalnego odczytu lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w punkcie pomiarowym
grafik obciążenia	– moc generacji w przypadku JG <sub>w</sub> , moc generacji albo poboru w przypadku JG <sub>M</sub> i JG <sub>A</sub> , moc poboru w przypadku JG <sub>o</sub> albo wartość redukcji generacji mocy względem estymaty w przypadku JG <sub>z</sub> , określona w programie pracy
grafik mocy bilansującej	– grafik rezerwy mocy JG stanowiący moc bilansującą określony w programie pracy dla danego typu rezerwy mocy
instalacja odbiorcza	– instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 rozporządzenia 2016/1388, tj. instalacja, która zużywa energię elektryczną i jest przyłączona w jednym lub kilku punktach przyłączenia do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Instalacją odbiorczą nie jest system dystrybucyjny ani zasilanie potrzeb własnych modułu wytwarzania energii
jednolite łączenie rynków dnia bieżącego	– jednolite łączenie rynków dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 27 rozporządzenia 2015/1222, tj. ciągły proces, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są transgraniczne zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia bieżącego
jednolite łączenie rynków dnia następnego	– jednolite łączenie rynków dnia następnego w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2015/1222, tj. proces aukcyjny, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są transgraniczne zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia następnego
jednostka bilansowa	– jednostka bilansowa w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia systemowego, tj. zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania
jednostka grafikowa	– jednostka grafikowa w rozumieniu § 2 pkt 9 rozporządzenia systemowego, tj. zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące
jednostka odbiorcza	– jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2016/1388, tj. niepodzielny zestaw instalacji obejmujący urządzenia, którymi właściciel instalacji odbiorczej lub operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego (OZSD) mogą aktywnie sterować indywidualnie lub wspólnie w ramach zagregowanego obciążenia sterowanego za pośrednictwem osoby trzeciej

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- jednostka wytwórcza centralnie dysponowana – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana w rozumieniu § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii:
- a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo
  - b) ciepły kondensacyjny o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączony do skoordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do skoordynowanej sieci 110 kV, albo
  - c) przyłączony do skoordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony
- kod węzła odwzorowania – określenie węzła sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV lub węzła łączącego sieć średniego napięcia z siecią o napięciu 110 kV, w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, do którego, dla potrzeb definiowania miejsca dostarczania energii rynku bilansującego jednostki grafikowej, jest przyłączony albo odwzorowany pojedynczy zasób
- korekta niezbilansowania – korekta niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez dostawcę usług bilansujących, stosowany przez OSP przyłączającego w danym okresie rozliczania niezbilansowania do stosownych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; wolumen ten wykorzystuje się do obliczania niezbilansowania tych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie
- krajowy system elektroenergetyczny – system elektroenergetyczny na obszarze geograficznym Rzeczypospolitej Polskiej
- licznik konwencjonalny – licznik konwencjonalny w rozumieniu art. 3 pkt 65 ustawy Prawo energetyczne, tj. przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu
- licznik zdalnego odczytu – licznik zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy Prawo energetyczne, tj. przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

magazyn energii elektrycznej	– magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne, tj. instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej; na potrzeby WDB z definicji magazynu energii elektrycznej wyłącza się MWE elektrowni szczytowo-pompowych
magazyn OSP	– potencjał MEE albo ESP dostępny dla OSP poprzez JG <sub>M1</sub> wyznaczany na podstawie potencjału dostawy i odbioru oraz ZPDO określonych w programie pracy
maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: maksymalny, dopuszczalny gradient naboru mocy dla danego kierunku (zwiększenie generacji albo zmniejszenie poboru) aktywowany poprzez sygnał BPP albo ΔP, możliwy do realizacji przez zasoby tworzące JG
maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: maksymalny, dopuszczalny gradient redukcji mocy dla danego kierunku (zmniejszenie generacji albo zwiększenie poboru) aktywowany poprzez sygnał BPP albo ΔP, możliwy do realizacji przez zasoby tworzące JG
miejsce dostarczania energii elektrycznej	– miejsce dostarczania energii elektrycznej w rozumieniu § 2 pkt 13 rozporządzenia systemowego, tj. miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru; reprezentowane na RB w miejscu dostarczania energii rynku bilansującego
miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	– określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB
minimalny czas postoju JG	– minimalny czas po którym może nastąpić uruchamianie, liczony od końca ostatniego OREB, w którym JG miała moc obciążenia różną od 0 MW; dla JG <sub>w1</sub> jest to czas TPG, określony w charakterystyce uruchamiania
minimalny czas pracy JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: minimalny czas pracy w okresie którego JG nie może być odstawiona do postoju innego niż odstawienie awaryjne, liczony od końca OREB, w którym JG osiągnęła moc minimalną
moc bilansująca	– moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195, tj. 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

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy
moc maksymalna dyspozycyjna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna JG pomniejszona o dodatnie ubytki mocy
moc maksymalna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna zasobu lub suma mocy maksymalnych w przypadku grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy maksymalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP, z zastrzeżeniem, że w przypadku JGz suma mocy maksymalnych nie uwzględnia mocy maksymalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii
moc maksymalna kwalifikowana JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna przyjęta w ramach procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących dla danego kierunku
moc minimalna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna zasobu albo najmniejsza moc minimalna zasobu spośród grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy minimalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP, z zastrzeżeniem, że w przypadku JGz moc minimalna albo najmniejsza moc minimalna nie uwzględnia mocy minimalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii
moc minimalna dyspozycyjna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna JG powiększona o ujemne ubytki mocy
moc minimalna kwalifikowana JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna przyjęta w ramach procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących dla danego kierunku
moduł parku energii	– moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 rozporządzenia 2016/631, tj. jednostka lub zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną, która(-y) jest przyłączona(-y) do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki, i która(-y) ma również jeden punkt przyłączenia do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, lub systemu HVDC
moduł wytwarzania energii	– moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2016/631, tj. synchroniczny moduł wytwarzania energii albo moduł parku energii
moduł wytwarzania energii cieplny	– moduł wytwarzania energii cieplny w rozumieniu § 2 pkt 20 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii, który do wytwarzania energii jako główne źródło zasilania wykorzystuje spalanie paliw, energię jądrową lub zasilanie paliwami alternatywnymi w procesie innym niż spalanie



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

niezależna zmiana stanu naładowania	– zwiększenie albo zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną JG <sub>M1</sub> , niezwiązane z rzeczywistą ilością dostaw energii tej JG <sub>M1</sub> , określone w programie pracy
niezbilansowanie	– niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii obliczony dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz odpowiadający różnicy między przydzielonym wolumenem przypisanym do tego podmiotu a końcową pozycją bilansową tego podmiotu, uwzględniając wszelkie korekty niezbilansowania zastosowane w przypadku tego podmiotu w danym okresie rozliczania niezbilansowania
numer porządkowy zgłoszenia	– unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń danych handlowo-technicznych
obszar LFC	– obszar regulacyjny mocy i częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 12 rozporządzenia 2017/1485, tj. część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami LFC, eksploatowany przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki w zakresie regulacji mocy i częstotliwości
obszar rynkowy	– największy obszar geograficzny, w obrębie którego uczestnicy rynku mają możliwość wymiany energii elektrycznej bez alokacji zdolności przesyłowych
obszar sieci OSDp/OSDn	– obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP
odbiorca	– odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy Prawo energetyczne, tj. każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym
odbiorca końcowy	– odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji
odnawialne źródło energii	– odnawialne źródło energii w rozumieniu art. 2 pkt 22 ustawy o odnawialnych źródłach energii, tj. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerothermalną, energię geothermalną, energię hydrothermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

oferta na energię bilansującą	– oferta na energię bilansującą w rozumieniu § 2 pkt 21 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy lub odbioru energii bilansującej stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta na moce bilansujące	– oferta na moce bilansujące w rozumieniu § 2 pkt 22 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy mocy bilansujących stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta portfolio na moce bilansujące	– oferta portfolio na moce bilansujące w rozumieniu § 2 pkt 23 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy mocy bilansujących składana przez dostawcę usług bilansujących bez wskazania jednostek grafikowych, za pomocą których będzie realizowana dostawa tych mocy
oferta techniczna	– oferta techniczna w rozumieniu § 2 pkt 24 rozporządzenia systemowego, tj. oferta z parametrami technicznymi świadczenia usług bilansujących stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta zintegrowanego procesu grafikowania	– oferta zintegrowanego procesu grafikowania w rozumieniu § 2 pkt 25 rozporządzenia systemowego, tj. oferta zawierająca dane handlowe i dane techniczne, składająca się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące oraz oferty technicznej, składana przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej
ograniczenia alokacji	– ograniczenia alokacji w rozumieniu art. 2 pkt 6. rozporządzenia 2015/1222, tj. ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych i które są potrzebne, aby utrzymać system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy, a które nie zostały przełożone na transgraniczne zdolności przesyłowe lub są potrzebne do zwiększania efektywności alokacji zdolności przesyłowych
okres nabywania mocy bilansujących	– jednostka czasu, w odniesieniu do której nabywa się moce bilansujące w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej
okres rozliczania energii bilansującej	– okres rozliczania energii bilansującej w rozumieniu § 2 pkt 27 rozporządzenia systemowego, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której rozlicza się energię bilansującą
okres rozliczania mocy bilansującej	– okres rozliczania mocy bilansującej w rozumieniu § 2 pkt 28 rozporządzenia systemowego, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której rozlicza się moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej
okres rozliczania niezbilansowania	– okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie
operator handlowo-techniczny	– podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym i technicznym

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

operator handlowy	– podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym
operator pomiarów	– podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP
operator systemu	– operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego	– operator systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 3 pkt 25 ustawy Prawo energetyczne, tj. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	– operator systemu przesyłowego w rozumieniu art. 3 pkt 24 ustawy Prawo energetyczne, tj. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi
platforma IN	– platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195
platforma RR	– platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, o której mowa w art. 19 rozporządzenia 2017/2195
platforma SIDC	– informatyczna platforma handlowa transgranicznego jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, opierająca się na centralnym systemie informatycznym połączonym z lokalnymi systemami transakcyjnymi NEMO i operatorów systemów przesyłowych, umożliwiającą jednolite łączenie rynków dnia bieżącego
podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	– podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/2195, tj. uczestnik rynku lub wybrany przez niego przedstawiciel odpowiedzialny za jego niezbilansowania
pozycja bilansowa	– pozycja bilansowa w rozumieniu art. 2 pkt 16 rozporządzenia 2017/2195, tj. zadeklarowany wolumen energii danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wykorzystywany do obliczania jego niezbilansowania
polski obszar rynkowy	– obszar rynkowy odpowiadający obszarowi geograficznemu Rzeczypospolitej Polskiej

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

potencjał dostawy	– maksymalne możliwe zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG <sub>M</sub> , niezależne od zmiany stanu naładowania wynikającej z realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafik obciążenia, określone w programie pracy
potencjał odbioru	– maksymalne możliwe zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG <sub>M</sub> , niezależne od zmiany stanu naładowania wynikającej z realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafik obciążenia, określone w programie pracy
proces rezerwowy	– proces alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi realizowany zgodnie z TCM, o których mowa w art. 44 rozporządzenia 2015/1222, ustanowionych dla poszczególnych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych ustalonych zgodnie z art. 15 ust. 1 rozporządzenia 2015/1222 w sytuacji, gdy nie zostały uzyskane wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
program pracy	– program pracy w rozumieniu § 2 pkt 30 rozporządzenia systemowego, tj. program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej
przekrój handlowy	– zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma obszarami rynkowymi
przydzielony wolumen	– przydzielony wolumen w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii fizycznie wprowadzony do systemu lub z niego pobrany i przypisany do danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na potrzeby obliczenia niezbilansowania tego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie
punkt poboru energii	– punkt poboru energii w rozumieniu art. 3 pkt 67 ustawy Prawo energetyczne, tj. punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy
punkt pomiarowy	– punkt pomiarowy w rozumieniu art. 3 pkt 66 ustawy Prawo energetyczne, tj. miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej
punkt pomiarowy - punkt wymiany	– punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych operatorów systemów elektroenergetycznych
rezerwa odbudowy częstotliwości	– rezerwy odbudowy częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	dostępne w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego obejmującego więcej niż jeden obszar LFC – w celu przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej
rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	– automatyczne FRR w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 99 rozporządzenia 2017/1485, tj. FRR które można aktywować za pomocą automatycznego regulatora
rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną bezpośrednią	– nieautomatyczne FRR, o których mowa w art. 157 ust. 2 lit. c rozporządzenia 2017/1485, z aktywacją typu bezpośredniego
rezerwa operacyjna	– rezerwa operacyjna w rozumieniu § 2 pkt 34 rozporządzenia systemowego, tj. rezerwa mocy możliwa do wykorzystania przez OSP jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii z sieci przez aktywację oferty na energię bilansującą, dostępna z okresem przygotowawczym, o którym mowa w art. 2 pkt 29 rozporządzenia 2017/2195, nie dłuższym niż 30 minut
rezerwa utrzymania częstotliwości	– rezerwy utrzymania częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej dostępne w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania
rezerwa zastępcza	– rezerwy zastępcze w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej dostępne na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganego poziomu rezerw FRR, aby zapewnić przygotowanie na dodatkowe niezbilansowania systemu, przy czym termin ten obejmuje rezerwy wytwórcze
rozliczanie niezbilansowania	– rozliczanie niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2017/2195, tj. mechanizm rozliczenia finansowego mającego na celu pobieranie opłat od podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie z tytułu ich niezbilansowań lub dokonywanie opłat na ich rzecz z tego tytułu
rynek bilansujący	– rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, tj. wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem
sieć dystrybucyjna	– sieć dystrybucyjna w rozumieniu z art. 3 pkt 11b ustawy Prawo energetyczne, tj. sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD
sieć przesyłowa	– sieć przesyłowa w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy Prawo energetyczne, tj. sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

sieć zamknięta	– sieć przesyłowa i koordynowana sieć 110 kV
spedytor	– spedytor w rozumieniu art. 2 pkt 43 rozporządzenia 2015/1222, tj. jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie transferu sald między różnymi kontrahentami centralnymi; odpowiedzialny za transfer sald pomiędzy NEMO lub CCP NEMO w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
stempel czasowy	– znacznik czasu dostarczenia dokumentu do węzła centralnego WIRE albo węzła centralnego SOWE, zawarty w komunikacie COA dotyczącym dokumentów dostarczonych do OSP
sterowany odbiór	– sterowany odbiór w rozumieniu § 2 pkt 39 rozporządzenia systemowego, tj. instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadająca zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę
system elektroenergetyczny	– system elektroenergetyczny w rozumieniu art. 3 pkt 23 ustawy Prawo energetyczne, tj. sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami
system pomiarowo-rozliczeniowy	– system informatyczny wykorzystywany do przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych pozyskiwanych z systemu pomiarowego oraz z innych systemów
system pomiarowo-rozliczeniowy OSP	– system pomiarowo-rozliczeniowy eksploatowany przez OSP dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej do celów rozliczeniowych
system pomiarowy	– system pomiarowy w rozumieniu art. 3 pkt 70 ustawy Prawo energetyczne, tj. system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii
system zdalnego odczytu	– system zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 68 ustawy Prawo energetyczne, tj. system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu
uczestnik rynku detalicznego	– użytkownik systemu, którego zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
uczestnik wymiany międzysystemowej	– uczestnik rynku bilansującego będący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie, który zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

układ pomiarowo-rozliczeniowy	regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach procesów alokacji ZPW organizowanych przez biuro przetargów
układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy Prawo energetyczne, tj. urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi
układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	– układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń za energię elektryczną
umowa przesyłania	– układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń za energię elektryczną w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego
usługi bilansujące	– umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, na podstawie której OSP świadczy użytkownikowi systemu usługi przesyłania energii elektrycznej
wirtualne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	– usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 rozporządzenia 2017/2195, tj. albo energia bilansująca lub moc bilansująca, albo oba te elementy
wyznaczony operator rynku energii elektrycznej	– miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”)
zakład wytwarzania energii	– wyznaczony operator rynku energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 28b ustawy Prawo energetyczne, tj. podmiot wyznaczony na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222, lub podmiot oferujący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej usługi związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego, będący wyznaczonym na operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji, w stosunku do którego nie stwierdzono podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z tym rozporządzeniem
zakład wytwarzania energii	– zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2016/631, tj. zakład, który przekształca energię pierwotną w energię elektryczną i który składa się

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci w co najmniej jednym punkcie przyłączenia
zamknięty system dystrybucyjny	– zamknięty system dystrybucyjny, o którym mowa w art. 9da ustawy Prawo energetyczne
zasób	– zasób w rozumieniu § 2 pkt 48 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej
zasób URD	– zasób, którego właścicielem jest użytkownik systemu będący uczestnikiem rynku detalicznego
zintegrowany proces grafikowania	– zintegrowany proces grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195, tj. iteracyjny proces z wykorzystaniem co najmniej ofert zintegrowanego procesu grafikowania zawierających dane handlowe, złożone dane techniczne poszczególnych zakładów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych, uwzględniający wprost charakterystykę rozruchu, najnowszą analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu jako dane wejściowe do tego procesu; definicję stosuje się z zastrzeżeniem, że oferty zintegrowanego procesu grafikowania dotyczą JG
zmiana wymuszona	– dostawa lub odbiór energii bilansującej wymuszona jakością i niezawodnością pracy KSE
znacznik aktywności	– znacznik określający zakres dysponowania JG na RB przez OSP
znacznik potencjału dostawy i odbioru	– znacznik określający, czy potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są powiązane z potencjałami dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB, określony w programie pracy
znacznik usług bilansujących	– znacznik określający dla JG z ZAK = 2 albo ZAK = 3 dostępność usług bilansujących do pozyskania na RB, określony w programie pracy
znacznik wymuszonej pracy	– znacznik określający status wymuszenia stanu JG równego $P$ (praca) albo usztywnienia punktu pracy JG z ZAK = 1, określony w programie pracy

Ponadto dodatkowo dla celów WDB mają zastosowanie, inne niż przywołane powyżej, definicje, o których mowa w art. 2 rozporządzenia 2017/2195 oraz definicje zawarte w art. 3 ustawy Prawo energetyczne, w art. 2 rozporządzenia systemowego i IRiESP.



### 3 UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE

#### 3.1 Podmioty rynku bilansującego

- (1) W RB biorą udział następujące podmioty:
  - (1.1) Uczestnicy rynku bilansującego (URB);
  - (1.2) Operatorzy rynku (OR);
  - (1.3) Operatorzy systemu (OS).

##### 3.1.1 Uczestnicy rynku bilansującego

- (1) Uczestnikami rynku bilansującego są:
  - (1.1) Podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB);
  - (1.2) Dostawcy usług bilansujących (DUB).
- (2) URB może być jednocześnie POB i DUB.
- (3) Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie jest:
  - (3.1) Podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB;
  - (3.2) NEMO lub wskazany przez niego CCP NEMO, na podstawie umowy MNA OA, na mocy której podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
- (4) Wyróżnia się następujące typy POB:
  - (4.1) POB<sub>Z</sub> – podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów:
    - (a) Których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów; lub
    - (b) W odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
  - (4.2) POB<sub>GE</sub>:
    - (a) Podmiot prowadzący giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze RB; lub
    - (b) Podmiot pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, który prowadzi rozliczenia i rozrachunki transakcji

- sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych na giełdzie towarowej, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, lub w obrocie pozagiełdowym, których realizacja następuje w obszarze RB; lub
- (c) Podmiot pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO w przypadku, o którym mowa w pkt (3.2);
- (4.3) POB<sub>OSD</sub> – OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: (i) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz (ii) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;
- (4.4) POB<sub>OSP</sub> – OSP, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: (i) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz (ii) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej oraz (iii) może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię.
- (5) Dostawcą usług bilansujących jest podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:
- (5.1) Których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów; lub
- (5.2) W odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących;
- świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

### 3.1.2 Operatorzy rynku

- (1) Operatorem rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii elektrycznej na podstawie umowy zawartej z OSP, określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na RB, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również na podstawie umowy zawartej z właściwym OSD.
- (2) Operatorami rynku są:
- (2.1) Operatorzy handlowo-techniczni (OHT);
- (2.2) Operatorzy handlowi (OH);
- (2.3) Operatorzy pomiarów (OP).

### 3.1.3 Operatorzy systemu

- (1) Operatorami systemu są:
  - (1.1) Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP);
  - (1.2) Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD).
- (2) W zależności od relacji sieci dystrybucyjnej danego OSD z siecią przesyłową wyróżnia się następujące typy OSD:
  - (2.1) OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp);
  - (2.2) OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (OSDn).
- (3) Każdy OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, za pośrednictwem odpowiednich OSDp, z których sieciami są połączone jego sieci.
- (4) Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, nazywany dalej obszarem sieci OSDp/OSDn, stanowi pojedynczy obszar sieci składający się z sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.
- (5) W zakresie przyporządkowania OSDn do OSDp w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w pkt (3), stosuje się następujące zasady szczególne:
  - (5.1) W przypadku gdy dany OSD ma fragmenty sieci posiadające bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową oraz fragmenty sieci nieposiadające bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, to występuje on zarówno w roli OSDp, jak i w roli OSDn;
  - (5.2) W przypadku gdy dany OSDn ma fragmenty sieci połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, nazywanymi dalej sąsiednimi OSDn, to taki OSDn realizuje obowiązki, o których mowa w pkt (3), za pośrednictwem jednego spośród OSDp realizujących te obowiązki dla jednego z sąsiednich OSDn.

## 3.2 Obszar rynku bilansującego

- (1) Obszar RB jest to część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w KSE, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia z podmiotami biorącymi udział w RB.

- (2) Obszarem RB są:
- (2.1) Podstawowy obszar RB:
    - (a) Sieć przesyłowa;
    - (b) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD);
    - (c) Miejsca w sieci SN, które stanowią dodatkowe wyprowadzenia mocy JWCD;
  - (2.2) Rozszerzony obszar RB, o którym mowa w pkt (3);
  - (2.3) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV lub łączące sieć o napięciu 110 kV z siecią SN w podziale na szyny po stronie SN, nieobjęte podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, w których są przyłączone lub reprezentowane zasoby, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB;
  - (2.4) Punkty „ponad siecią”, poprzez które w RB uczestniczą podmioty nieprzyłączone do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB oraz nieposiadające miejsc, o których mowa w pkt (2.3).
- (3) Obszar RB może być rozszerzany o:
- (3.1) Nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV wchodzące w skład sieci zamkniętej. Rozszerzenie obszaru RB następuje poprzez wprowadzanie zmian do umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar RB. Odpowiednie zmiany są również wymagane w umowach przesyłania z OSD lub URB, dla których rozszerzenie obszaru RB zmienia warunki uczestniczenia w tym rynku;
  - (3.2) Miejsca w sieci SN i nN, zlokalizowane w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD, związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.  
Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na RB poprzez fizyczne miejsca dostarczania energii rynku bilansującego (FMB).  
Rozszerzenie obszaru RB następuje poprzez wprowadzenie zmian do umowy przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD;
  - (3.3) Miejsca w sieci SN i nN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej na potrzeby OSP związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, tj.:
    - (a) W przypadku stacji sieciowych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSP od OSD;

- (b) W przypadku stacji przyelektrownianych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSP od wytwórcy energii elektrycznej;

Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na RB poprzez fizyczne miejsca dostarczania energii rynku bilansującego (FMB).

Rozszerzenie obszaru RB następuje poprzez wprowadzenie zmian do umowy przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD albo OSP i danym wytwórcą energii elektrycznej.

- (4) Rozszerzenie obszaru RB może nastąpić tylko wtedy, jeżeli we fragmentach sieci dystrybucyjnej, o których mowa w pkt (3.1) lub w miejscach w sieci SN i nN, o których mowa w pkt (3.2) i (3.3), zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru RB.

W uzasadnionych przypadkach, w zakresie miejsc, o których mowa w pkt (3.2) i (3.3), OSP może dopuścić inne wymagania, określone indywidualnie dla danego przypadku, w tym w zakresie wymagań dla układów i systemów pomiarowo-rozliczeniowych, uzgodnione i odzwierciedlone w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD albo OSP i danym wytwórcą energii elektrycznej.

- (5) Obszar działania RB jest określony przez zbiory obiektów RB: zbiór miejsc dostarczania energii rynku bilansującego oraz zbiór jednostek bilansowych i jednostek grafikowych, które spełniają następujące warunki:

- (5.1) Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia obsługiwane przez POB;
- (5.2) Jednostki bilansowe muszą pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego, o których mowa w pkt (5.1);
- (5.3) Jednostki grafikowe muszą pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego dotyczące połączeń zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

### 3.3 Obiekty rynku bilansującego

- (1) Na RB wyróżnia się następujące obiekty:

- (1.1) Fizyczne rejestry pomiarowe (FRP);
- (1.2) Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego (MB);
- (1.3) Jednostki bilansowe (JB);
- (1.4) Jednostki grafikowe (JG).

#### 3.3.1 Fizyczne rejestry pomiarowe

- (1) FRP reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej.
- (2) FRP są definiowane w umowie przesyłania zawartej między OSP a URB lub właściwym OSD.

### 3.3.2 Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego

- (1) MB jest to, określany przez OSP, punkt w sieci objętej obszarem RB, reprezentujący dostawę energii elektrycznej w pojedynczym węźle albo grupie węzłów w sieci, lub w umownym punkcie „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii elektrycznej pomiędzy URB a RB.
- (2) MB jest określane jako fizyczne ( $FMB$ ), jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej. W danej lokalizacji sieci objętej obszarem RB może być zdefiniowanych wiele  $FMB$ , które mogą reprezentować:
  - (2.1) Dostawy energii elektrycznej realizowane bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ( $FZMB$ ), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB; oraz
  - (2.2) Dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ( $FDMB$ ).Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w  $FMB$  jest wyznaczana na podstawie ilości energii elektrycznej zmierzonej w FRP oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
- (3) MB jest określane jako wirtualne ( $wMB$ ), jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w  $wMB$  jest wyznaczana na podstawie ilości energii elektrycznej wynikających z umów sprzedaży energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
- (4) Dla  $FMB$  są zdefiniowane następujące atrybuty:
  - (4.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB, określający fizyczne miejsce w sieci objętej obszarem RB (węzeł lub grupę węzłów tej sieci), w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej reprezentowane w danym  $FMB$ ;
  - (4.2) Atrybut typu użytkownika systemu, określający rodzaj użytkowników systemu, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w danym  $FMB$ .
- (5) Dla  $FDMB$  reprezentujących dostawy energii elektrycznej użytkowników systemu, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, nazywanych dalej również uczestnikami rynku detalicznego (URD), obowiązują następujące wartości atrybutów:
  - (5.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:
    - (a) Obszar sieci OSDp/OSDn;
  - (5.2) Atrybut typu użytkownika systemu:
    - (a)  $O$  – punkty poboru energii (PPE) należące do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujące instalacje odbiorcze lub jednostki odbiorcze;

- (b) *W* – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej lub URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, reprezentujące odpowiednio MWE lub MEE.

Ze względu na wartości atrybutów  $_{FDMB}$ , o których mowa w pkt (5.2), dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące oznaczenia typów  $_{FDMB}$ : MB<sub>O</sub>, MB<sub>w</sub>.

- (6) Niezależnie od postanowień pkt (5) wprowadza się wartości atrybutów dla  $_{FDMB}$  określone w pkt (7), (8) i (10).
- (7) Dla  $_{FDMB}$  reprezentujących wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (7.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:
- (a) Obszar sieci OSDp/OSDn;
- (7.2) Atrybut typu użytkownika:
- (a) *OSD* – wszystkie punkty pomiarowe - punkty wymiany (PPW) należące do POB<sub>OSD</sub>, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV.

Ze względu na wartości atrybutów  $_{FDMB}$ , o których mowa w pkt (7.2), reprezentujących wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV, obowiązuje następujące oznaczenie typów  $_{FDMB}$ : MB<sub>OSD</sub>.

- (8) Dla  $_{FDMB}$  reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, w miejscach sieci dystrybucyjnej objętych obszarem RB ( $_{AFDMB}$ ), zgodnie z pkt 3.2(2.3), obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (8.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:
- (a) Węzeł sieci 110 kV albo system szyn SN w węźle sieci 110 kV/SN, w obszarze sieci OSDp/OSDn;
- (8.2) Atrybut typu użytkownika:
- (a) *AO* – PPE należące do URD, reprezentujące sterowane odbiory (SO);
- (b) *AW* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE ciepłe;
- (c) *AH* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE wodne, inne niż MWE elektrowni szczytowo-pompowych;
- (d) *AZ* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;
- (e) *AM* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE elektrowni szczytowo-pompowych albo MEE;

- (f) *AI* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE inne niż wymienione w pkt (b)-(e).

Ze względu na wartości atrybutów *AFD*MB, o których mowa w pkt (8.2), reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, w danej lokalizacji w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązują odpowiednio następujące oznaczenia typów *AFD*MB: *MB*AO, *MB*AW, *MB*AH, *MB*AZ, *MB*AM, *MB*AI.

- (9) Dostawy energii elektrycznej zasobu URD, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, są jednocześnie reprezentowane we właściwym, ze względu na atrybut typu użytkownika, *FD*MB, o którym mowa w pkt (5), oraz *AFD*MB, o którym mowa w pkt (8).
- (10) Dla *FD*MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27c ustawy o odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci OSDp, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązują następujące wartości atrybutów:

(10.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:

- (a) Obszar sieci OSDp;

(10.2) Atrybut typu użytkownika:

- (a) *PEO* – wszystkie PPE reprezentujące dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej.

Ze względu na wartości atrybutów *FD*MB, o których mowa w pkt (10.2), reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, dla danego obszaru sieci OSDp obowiązuje następujące oznaczenie typów *FD*MB: *MB*PEO.

Dla każdego obszaru sieci OSDp zdefiniowane jest jedno *MB*PEO.

*MB*PEO nie jest wykorzystywane na RB.

### 3.3.3 Jednostki bilansowe

- (1) JB jest to zbiór *FZ*MB, *FD*MB, innych niż *AFD*MB i *MB*PEO, lub *w*MB.
- (2) JB należy do URB będącego POB.
- (3) JB są określane, na podstawie zasad zawartych w WDB, przez poszczególnych POB w uzgodnieniu z OSP oraz z właściwym OSD w przypadku, gdy *F*MB tworzące JB znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.
- (4) FRP, MB i JB oraz ich wzajemne powiązania definiuje umowa przesyłania zawarta między OSP i POB lub właściwym OSD, albo umowa MNA OA.



- (5) JB pokrywają wszystkie zdefiniowane  $FZMB$ ,  $FDMB$ , inne niż  $AFDMB$  i  $MB_{PEO}$ , oraz  $wMB$ .  $FZMB$  reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobu, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, zgodnie z pkt 3.3.4(5), jest jednocześnie przypisane do jednej JG.
- (6) Realizowane na RB procesy dotyczące niezbilansowania, w tym wyznaczanie danych handlowych, pomiarowo-rozliczeniowych oraz rozliczenia energii niezbilansowania, dotyczą poszczególnych JB.
- (7) Dla JB w ramach procesów realizowanych na RB są wyznaczane:
- (7.1) Przydzielony wolumen;
  - (7.2) Pozycja bilansowa;
  - (7.3) Korekta niezbilansowania;
  - (7.4) Energia niezbilansowania;
  - (7.5) Należności i zobowiązania wynikające z rozliczenia niezbilansowania.
- (8) JB uczestniczy w RB w sposób pasywny, co oznacza, że JB nie świadczy usług bilansujących i nie bierze aktywnego udziału w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanymi dalej bilansowaniem zasobów KSE. Dla JB, jeżeli w zasadach szczegółowych WDB nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:
- (8.1) Zgłaszanie do OSP zawartych umów sprzedaży energii;
  - (8.2) Uczestniczenie w rozliczaniu RB w zakresie niezbilansowania.
- (9) Na RB wyróżnia się następujące rodzaje JB:
- (9.1) Jednostka bilansowa zasobów ( $JB_Z$ );
  - (9.2) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej ( $JB_{WM}$ ):
    - (a) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej POB ( $JB_{WMP}$ );
    - (b) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej OSP ( $JB_{WMO}$ );
  - (9.3) Jednostka bilansowa giełdy energii ( $JB_{GE}$ );
  - (9.4) Jednostka bilansowa operatora systemu ( $JB_{OS}$ ).
- (10)  $JB_Z$  jest zbiorem  $FMB$  reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów przyłączonych do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB ( $FZMB$ ) lub zbiorem  $FMB$  reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD ( $FDMB$ , innych niż  $AFDMB$  i  $MB_{PEO}$ ).  $JB_Z$  należy do  $POB_Z$ .
- (11)  $JB_{WMP}$  jest zbiorem  $wMB$  reprezentujących dostawy energii elektrycznej w ramach wymiany międzysystemowej.  $JB_{WMP}$  służy do reprezentacji dostaw energii elektrycznej w ramach wymiany międzysystemowej, realizowanych na podstawie udostępnionych przez OSP zdolności przesyłowych w aukcjach jawnych (tj. alokacji zdolności przesyłowych – udostępnianie typu „explicit”) oraz zgłoszeń umów sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym ( $USE_{WM}$ ).  $JB_{WMP}$  należy do  $POB$ , który jest jednocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej.

- (12)  $JB_{WMO}$  jest zbiorem  $FMB$ , w których występują połączenia międzysystemowe łączące obszar RB z zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych OSP lub zagranicznych OSD.  $JB_{WMO}$  należy do  $POB_{OSP}$ .
- (13)  $JB_{GE}$  jest zbiorem  $wMB$ , poprzez które  $POB_{GE}$  realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią”. Dodatkowo  $JB_{GE}$ , którą posiada  $POB_{GE}$  pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO po zawarciu przez NEMO z OSP umowy MNA OA, służy do reprezentacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesów jednolitego łączenia rynków, realizowanych na zasadach określonych w rozporządzeniu 2015/1222.  $JB_{GE}$  należy do  $POB_{GE}$ .
- (14)  $JB_{OS}$  jest zbiorem MB, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze RB lub w danym obszarze sieci OSDp/OSDn.  $JB_{OS}$  należy do  $POB_{OSP}$  albo  $POB_{OSD}$ .
- (14.1) OSP, jako  $POB_{OSP}$ , poprzez  $JB_{OS}$ :
- Dokonyje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
  - Może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej, zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię, na giełdach towarowych, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;
- (14.2) OSD, jako  $POB_{OSD}$ , poprzez  $JB_{OS}$  dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
- (15) OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i zwolniony, zgodnie z art. 9d ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, z obowiązku pozostawania niezależnym – pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji – od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, może realizować funkcje  $JB_{OS}$  w ramach należącej do tego przedsiębiorstwa  $JBz$ .

### 3.3.4 Jednostki grafikowe

- JG jest to zbiór  $FMB$ , w których są reprezentowane dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.
- JG należy do URB będącego DUB.

- (3) JG są określane, na podstawie zasad zawartych w WDB, w tym zasad kwalifikacji, o których mowa w załączniku nr 2 do WDB, przez poszczególnych DUB w uzgodnieniu z OSP oraz z właściwym OSD w przypadku, gdy FMB tworzące JG reprezentuje dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.
- (4) FRP, MB i JG oraz ich wzajemne powiązania definiuje umowa przesyłania zawarta między OSP i DUB lub właściwym OSD.
- (5) JG pokrywają wszystkie zdefiniowane FMB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB. FMB reprezentujące dostawy energii elektrycznej danego zasobu, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, są przypisane do jednej JG.
- (6) JG mogą tworzyć FMB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów bilansowanych handlowo w różnych JB.
- (7) Realizowane na RB procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń za energię bilansującą, moce bilansujące oraz rezerwę operacyjną, w tym wyznaczanie danych handlowych, technicznych i pomiarowo-rozliczeniowych, dotyczą poszczególnych JG.
- (8) Dla JG w ramach procesów realizowanych na RB są wyznaczane:
  - (8.1) Program pracy deklarowany;
  - (8.2) Program pracy zweryfikowany;
  - (8.3) Program pracy skorygowany;
  - (8.4) Energia zweryfikowana;
  - (8.5) Energia skorygowana;
  - (8.6) Energia rzeczywista;
  - (8.7) Energia bilansująca dostarczona na RB i odebrana z RB;
  - (8.8) Energia odchylenia;
  - (8.9) Należności i zobowiązania za energię bilansującą;
  - (8.10) Nabyte moce bilansujące;
  - (8.11) Moce bilansujące aktywowane, wykonane, dostarczone i niedostarczone;
  - (8.12) Należności za moce bilansujące;
  - (8.13) Rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu;
  - (8.14) Należność za rezerwę operacyjną.
- (9) JG uczestniczy w RB w sposób aktywny, co oznacza, że świadczy usługi bilansujące i bierze aktywny udział w bilansowaniu zasobów KSE. Dla JG, jeżeli w zasadach szczegółowych WDB nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:
  - (9.1) Zgłaszanie do OSP programów pracy;
  - (9.2) Zgłaszanie do OSP ofert zintegrowanego procesu grafikowania;

- (9.3) Uczestniczenie w świadczeniu usług bilansujących, w zakresie zgodnym z rodzajem JG i kwalifikacją JG do świadczenia tych usług, w tym w bilansowaniu wytwarzania z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze RB oraz działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych;
- (9.4) Przekazywanie aktualnych danych dotyczących dyspozycyjności JG – ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych JG, w zakresie i w sposób zgodny z rodzajem JG i kwalifikacją JG do świadczenia usług bilansujących;
- (9.5) Uczestniczenie w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, o którym mowa w pkt 10;
- (9.6) Uczestniczenie w rozliczaniu RB w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej.
- (10) JG świadcząc usługi bilansujące na RB podlega dysponowaniu przez OSP. Zakres dysponowania JG na RB przez OSP określa wartość znacznika aktywności (ZAK):
- (10.1)  $ZAK = 1$  – JG podlega poleceniom OSP w pełnym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG.  
 $ZAK = 1$  może dotyczyć JG utworzonej z jednego zasobu;
- (10.2)  $ZAK = 2$  i  $ZAK = 3$  – JG podlega poleceniom OSP w ograniczonym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG.  
 $ZAK = 2$  może dotyczyć JG utworzonej z jednego zasobu albo grupy MWE wchodzących w skład jednej elektrowni szczytowo-pompowej.  
 $ZAK = 3$  może dotyczyć JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.
- (11) Każdy MWE posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, uczestniczy aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania poprzez JG z  $ZAK = 1$ .
- (12) Pojedynczy MWE inny niż MWE, o którym mowa w pkt (11), lub pojedynczy MEE, mogą uczestniczyć w RB w sposób aktywny w pełnym albo ograniczonym zakresie dysponowania odpowiednio poprzez JG z  $ZAK = 1$  albo JG z  $ZAK = 2$ .
- (13) MWE wchodzące w skład jednej elektrowni szczytowo-pompowej inne niż MWE, o których mowa w pkt (11), mogą uczestniczyć w RB w sposób aktywny:
- (13.1) W pełnym zakresie dysponowania poprzez JG z  $ZAK = 1$  utworzone dla każdego MWE elektrowni szczytowo-pompowej;
- (13.2) W ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z  $ZAK = 2$  utworzoną dla grupy wszystkich MWE elektrowni szczytowo-pompowej.
- (14) Sterowany odbiór (SO) może uczestniczyć aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z  $ZAK = 2$ .

- (15) Grupa zasobów, inna niż grupa, o której mowa w pkt (13.2), może uczestniczyć aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 3.
- (16) Suma mocy osiągalnej, a w przypadku gdy nie została określona moc osiągalna to suma mocy zainstalowanej, zasobów wchodzących w skład JG musi być:
- (16.1) Nie mniejsza niż 0,2 MW;
- (16.2) Nie większa niż 50 MW, w przypadku JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.
- (17) Limitu, o którym mowa w pkt (16.2), nie stosuje się w następujących przypadkach:
- (17.1) Grupa MWE tworząca JG wchodzi w skład jednego zakładu wytwarzania energii oraz występują powiązania technologiczne w procesie wytwarzania energii elektrycznej pomiędzy tymi MWE, które uniemożliwiają funkcjonowanie tych MWE na RB jako niezależne JG;
- (17.2) Grupa zasobów tworząca JG wchodzi w skład jednego zamkniętego systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 9da ustawy Prawo energetyczne.
- (18) Na RB wyróżnia się następujące rodzaje JG:
- (18.1) Jednostka grafikowa wytwórcza (JG<sub>w</sub>):
- (a) Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 1 (JG<sub>w1</sub>);
- (b) Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 2 (JG<sub>w2</sub>);
- (18.2) Jednostka grafikowa magazynu (JG<sub>m</sub>):
- (a) Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 1 (JG<sub>m1</sub>);
- (b) Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 2 (JG<sub>m2</sub>);
- (18.3) Jednostka grafikowa odbiorcza (JG<sub>o</sub>);
- (18.4) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (JG<sub>z</sub>):
- (a) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 1 (JG<sub>z1</sub>);
- (b) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 2 (JG<sub>z2</sub>);
- (c) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 3 (JG<sub>z3</sub>);
- (18.5) Jednostka grafikowa agregatu (JG<sub>a</sub>).
- (19) Poszczególne rodzaje JG charakteryzują się następującymi cechami:
- (19.1) JG<sub>w</sub> jest zbiorem FMB, w których do obszaru RB jest przyłączony MWE (FZMB) albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej MWE URD (AFDMB), z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB.
- (a) JG<sub>w</sub> jest jednostką przyłączoną do sieci; JG<sub>w</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG<sub>w</sub> z ZAK = 1 (JG<sub>w1</sub>);

- (b) JG<sub>w</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG<sub>w</sub> z ZAK = 2 (JG<sub>w2</sub>);
  - (c) W skład JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub> wchodzi dokładnie jeden MWE, który nie tworzy elektrowni szczytowo-pompowej;
  - (d) MWE ciepły posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG<sub>w1</sub>.
- (19.2) JG<sub>M</sub> jest zbiorem FMB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo jest przyłączony MEE (FZMB), albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo MEE URD (AFDMB), z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.
- (a) JG<sub>M</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG<sub>M</sub> z ZAK = 1 (JG<sub>M1</sub>);
  - (b) JG<sub>M</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG<sub>M</sub> z ZAK = 2 (JG<sub>M2</sub>);
  - (c) W skład JG<sub>M1</sub> wchodzi dokładnie jeden MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo dokładnie jeden MEE, przy czym w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej musi być spełniony warunek, że każde MWE elektrowni szczytowo-pompowej tworzy JG<sub>M1</sub> albo żadne MWE nie tworzy JG<sub>M1</sub>;
  - (d) W skład JG<sub>M2</sub> wchodzi wszystkie MWE jednej elektrowni szczytowo-pompowej albo dokładnie jeden MEE;
  - (e) MWE elektrowni szczytowo-pompowej posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG<sub>M1</sub>;
- (19.3) JG<sub>O</sub> jest zbiorem FMB, w których do obszaru RB jest przyłączony SO (FZMB) albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej do SO URD (AFDMB), z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB.
- (a) JG<sub>O</sub> uczestniczy aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania, odpowiadającym ZAK = 2;
  - (b) W skład JG<sub>O</sub> wchodzi dokładnie jeden SO;
- (19.4) JG<sub>Z</sub> jest zbiorem: (i) FZMB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych, lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, lub (ii) AFDMB, poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej należących do URD: MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będących pojedynczymi modułami parku energii składającymi się

z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

- (a) JG<sub>Z</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG<sub>Z</sub> z ZAK = 1 (JG<sub>Z1</sub>);
  - (b) JG<sub>Z</sub> uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG<sub>Z</sub> z ZAK = 2 (JG<sub>Z2</sub>) i JG<sub>Z</sub> z ZAK = 3 (JG<sub>Z3</sub>);
  - (c) W skład JG<sub>Z1</sub> albo JG<sub>Z2</sub> wchodzi dokładnie jeden MWE farmy wiatrowej albo jeden MWE farmy fotowoltaicznej albo jeden MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;
  - (d) W skład JG<sub>Z3</sub> wchodzi co najmniej dwa zasoby spośród: MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;
  - (e) MWE farmy wiatrowej albo MWE farmy fotowoltaicznej albo MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG<sub>Z1</sub>;
- (19.5) JG<sub>A</sub> jest zbiorem FMB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE lub MEE lub SO (FZMB), lub poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej zasobów URD (AFDMB), z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.
- (a) JG<sub>A</sub> uczestniczy aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania, odpowiadającym ZAK = 3;
  - (b) W skład JG<sub>A</sub> wchodzi co najmniej dwa zasoby dowolnego typu: MWE, MEE lub SO, które łącznie nie tworzą grupy, o której mowa w pkt (13.2).
- (20) JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub> mogą tworzyć grupy FMB składające się z:
- (20.1) FZMB dotyczących zasobów przyłączonych w różnych lokalizacjach sieci objętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, lub
  - (20.2) AFDMB dotyczących zasobów URD objętych obszarem RB reprezentowanych w różnych lokalizacjach sieci dystrybucyjnej.
- (21) DUB w ofercie na energię bilansującą dla JG<sub>Z3</sub> albo JG<sub>A</sub> określa jak aktywacja energii bilansującej JG będzie realizowana w podziale na:
- (21.1) JB, w których są bilansowane handlowo zasoby wchodzące w skład JG;
  - (21.2) Lokalizacje FMB zasobów wchodzących w skład JG.
- (22) W przypadku JG<sub>A</sub> DUB określa w programie pracy dla JG<sub>A</sub> jak grafik obciążenia JG<sub>A</sub> będzie realizowany w podziale na lokalizacje FMB zasobów wchodzących w skład JG.

- (23) W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej, w której wytwarzanie i pobór energii elektrycznej jest realizowany przez odrębne zasoby tej elektrowni, uznaje się na potrzeby tworzenia JG na RB, że MWE elektrowni szczytowo-pompowej może dotyczyć MWE albo jednostki odbiorczej reprezentującej pobór energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej albo pary tych zasobów albo innej kombinacji tych zasobów, jeżeli jest to uzasadnione uwarunkowaniami technologicznymi pracy tych zasobów.

### 3.4 Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami rynku bilansującego

- (1) Zbiór JB danego POB musi obejmować wszystkie MB, w zakresie których dany POB jest odpowiedzialny za ich zbilansowanie handlowe.
- (2) POB w zależności od typu, o którym mowa w pkt 3.1.1(4), posiada następujące JB:
  - (2.1) POB<sub>Z</sub> musi posiadać jedną JB<sub>Z</sub> oraz może posiadać jedną JB<sub>WMP</sub>, jeżeli jest uczestnikiem wymiany międzysystemowej. POB<sub>Z</sub> nie może posiadać żadnej: JB<sub>WMO</sub>, JB<sub>GE</sub> oraz JB<sub>OS</sub>;
  - (2.2) POB<sub>GE</sub> musi posiadać jedną JB<sub>GE</sub>. POB<sub>GE</sub> nie może posiadać żadnej innej JB;
  - (2.3) POB<sub>OSD</sub> musi posiadać jedną JB<sub>OS</sub> oraz może posiadać jedną JB<sub>WMP</sub>. POB<sub>OSD</sub> nie może posiadać żadnej: JB<sub>Z</sub>, JB<sub>WMO</sub> oraz JB<sub>GE</sub>;
  - (2.4) POB<sub>OSP</sub> definiuje i posiada JB<sub>OS</sub> oraz może posiadać JB<sub>WMO</sub>, jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na RB z odchyień od planowanych ilości energii elektrycznej na tych połączeniach. POB<sub>OSP</sub> nie może posiadać żadnej: JB<sub>Z</sub>, JB<sub>WMP</sub> oraz JB<sub>GE</sub>.
- (3) URB niebędący POB nie może posiadać żadnej JB.
- (4) Zbiór JG danego DUB musi obejmować wszystkie MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których dany DUB świadczy usługi bilansujące na RB.
- (5) DUB musi posiadać co najmniej jedną JG dowolnego rodzaju.
- (6) URB niebędący DUB nie może posiadać żadnej JG.
- (7) URB będący POB<sub>GE</sub> albo POB<sub>OSP</sub> albo POB<sub>OSD</sub> nie może być jednocześnie DUB.
- (8) JB oraz JG, z zastrzeżeniem postanowień pkt (11), może mieć tylko jednego OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej jednostki i jest odpowiedzialny za wymianę określonych danych handlowych i technicznych dotyczących danej jednostki pomiędzy OSP a URB będącym POB lub DUB.
- (9) OR dla JB jest operator handlowy (OH).
- (10) OR dla JG jest operator handlowo-techniczny (OHT).
- (11) Część działań OR związanych z przekazywaniem danych z FRP URB do OSP w zakresie danych pomiarowych może realizować odrębny podmiot RB – operator pomiarów (OP).



- (12) POB wyznacza OR dla swoich JB, przy czym OR dla JB<sub>GE</sub> jest POB<sub>GE</sub> posiadający tą JB<sub>GE</sub>. Jeżeli POB nie wyznaczy OR dla swojej JB, oznacza to, że sam pełni rolę OR dla tej JB.
- (13) DUB wyznacza OR dla swoich JG. Jeżeli DUB nie wyznaczy OR dla swojej JG, oznacza to, że sam pełni rolę OR dla tej JG.
- (14) DUB, spośród OR wyznaczonych dla swoich JG, wyznacza OR, który jest odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert portfolio na moce bilansujące.
- (15) POB i DUB mogą wyznaczyć różnych OR dla poszczególnych JB i JG.
- (16) Jeżeli OR umocowany przez URB (POB lub DUB) zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, realizacji funkcji operatora rynku dla JB lub JG tego URB, to URB pełni funkcję operatora rynku ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego OR pełnienia funkcji operatora rynku dla JB lub JG tego URB bez konieczności dokonywania zmian w odpowiednich umowach w formie aneksu.
- (17) W przypadku gdy (i) URB nie wyznaczy OR dla JB lub JG oraz (ii) nie jest w stanie sam pełnić roli OR dla tej JB lub JG, to następuje wstrzymanie świadczenia usług przesyłania w odniesieniu do tej JB lub JG, ze skutkiem na ostatni dzień okresu rozliczeniowego na RB, w którym dla danej JB lub JG realizowane były działania OR, o czym OSP informuje URB, chyba że OSP poinformuje tego URB o innej późniejszej dacie wstrzymania świadczenia usług przesyłania, w szczególności uwzględniając możliwość odłączenia zasobów URB od sieci. Wznowienie świadczenia usług przesyłania w odniesieniu do powołanej JB lub JG następuje od daty określonej w aneksie do umowy przesyłania, którego przedmiotem jest ustanowienie OR.

### 3.5 Podstawowe funkcje podmiotów na rynku bilansującym

- (1) Każdy URB jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym, zgodnie z postanowieniami WDB, dla wszystkich swoich JB i JG. Funkcje te URB może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym OR.
- (2) OR na podstawie umocowania URB, działa w imieniu i na rzecz tego URB oraz realizuje funkcje operatorskie na warunkach umowy zawartej z OSP. URB ponosi odpowiedzialność za działania i zaniechania umocowanego OR jak za własne działania i zaniechania.
- (3) OHT realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym i technicznym.
- (4) OH realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym.
- (5) OHT może realizować funkcje OH.
- (6) OHT jest:
  - (6.1) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert portfolio na moce bilansujące DUB;
  - (6.2) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB programów pracy dla JG, wykonalnych ze względu na warunki pracy JG, niezależnie od zakresu weryfikacji programów pracy określonego w pkt 8.6;

- (6.3) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG;
  - (6.4) Zobowiązany do odbioru informacji o wynikach nabytych mocy bilansujących i aktywacji energii bilansującej na platformie RR;
  - (6.5) Zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(11);
  - (6.6) Zobowiązany do uczestniczenia w procesie rozliczeń JG na RB.
- (7) OH jest:
- (7.1) Odpowiedzialny za przekazanie do OSP zgłoszeń USE na RB dla JB odpowiadających planowanym dostawom energii elektrycznej JB;
  - (7.2) Zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JB, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(11);
  - (7.3) Zobowiązany do uczestniczenia w procesie rozliczeń JB na RB.
- (8) OP jest odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowych z FRP URB do OSP oraz może uczestniczyć w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowych dotyczących JB lub JG należących do URB.
- (9) Zmiana w przyporządkowaniu JB lub JG do OR (zmiana w rejestrze podmiotu pełniącego funkcję OHT, OH lub OP) jest dokonywana zgodnie z poniższą procedurą:
- (9.1) URB przekazuje OSP oświadczenie o umocowaniu nowego OR dla określonych JB lub JG należących do URB (dalej „oświadczenie o umocowaniu OR”). Oświadczenie o umocowaniu OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione;
  - (9.2) URB, w przypadku zmiany dotychczas umocowanego OR, wraz z oświadczeniem o umocowaniu OR przekazuje OSP oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR dla określonych JB lub JG należących do URB (dalej „oświadczenie o cofnięciu umocowania ustanowionemu OR”). Oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione;
  - (9.3) OSP zawiadamia URB o akceptacji oświadczenia o umocowaniu OR poprzez przesłanie do URB, w terminie nie później niż 14 dni roboczych od daty otrzymania tego oświadczenia, aneksu do umowy przesyłania wprowadzającego wymagane zmiany. Stosowny aneks lub umowa jest również przesyłana do nowego OR;
  - (9.4) OSP informuje URB, nowego OR oraz w przypadku zmiany w przyporządkowaniu JB do OR również POB<sub>GE</sub> o dacie, od której zaczynają obowiązywać zmiany w zakresie umocowania OR, przy czym zmiany te mogą zacząć obowiązywać najwcześniej od doby kalendarzowej następującej po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP podpisanych aneksów

lub umów, o których mowa w pkt (9.3), lub w innej dacie uzgodnionej przez strony w ww. umowach lub aneksach;

- (9.5) OSP informuje URB, dotychczasowego OR oraz w przypadku zmiany w przyporządkowaniu JB do OR również POB<sub>GE</sub> o dacie, w której dotychczasowy OR przestaje pełnić funkcje OR dla określonych JB lub JG należących do URB, przy czym data ta jest datą ustanowienia nowego OR dla tych JB lub JG. W dacie tej, bez konieczności podpisywania aneksu do umowy, tracą moc stosowne postanowienia w umowie zawartej pomiędzy OSP a dotychczasowym OR.
- (10) OSP i OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizują dostawę energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji USE dla JB oraz programów pracy dla JG, przy uwzględnieniu zapotrzebowania na energię elektryczną KSE, zgłoszonych ofert zintegrowanego procesu grafików dla JG, wymiany energii bilansującej na europejskich platformach, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195, w zakresie platform, w których procesach OSP uczestniczy operacyjnie, oraz ograniczeń systemowych KSE.
- (11) OSP administruje RB w zakresie JB i JG zdefiniowanych na RB.
- (12) OSDp uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci tego OSDp oraz sieci OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP. W ramach tego OSDp w szczególności:
- (12.1) Zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB;
- (12.2) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE poszczególnych zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB;
- (12.3) Uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej do świadczenia usług bilansujących na RB;
- (12.4) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych AFD<sub>MB</sub> wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB:
- (a) Konfiguracja AFD<sub>MB</sub> dla MWE i MEE obejmuje przyporządkowania PPE, które dotyczą torów wyprowadzenia mocy oraz poboru energii elektrycznej na potrzeby jej magazynowania;
- (b) Konfiguracja AFD<sub>MB</sub> dla SO dotyczy przyporządkowania PPE, które stanowią kompletny układ zasilania zasobu z sieci dystrybucyjnej;
- (12.5) Przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych AFD<sub>MB</sub> wraz z informacją o POB tych zasobów. Sposób przekazania ww. specyfikacji określa umowa przesyłania między OSP a OSDp;
- (12.6) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB, pełniących dla tych zasobów funkcje podmiotów odpowiedzialnych za ich

- bilansowanie handlowe i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB;
- (12.7) Rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach;
- (12.8) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych AFDMB poszczególnych JG należących do DUB;
- (12.9) Uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych AFDMB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach;
- (12.10) Przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji;
- (12.11) Obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez zasoby należące do URD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub dostawcy usług bilansujących.

## 3.6 Bilansowanie handlowe na rynku bilansującym

### 3.6.1 Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez POB

- (1) W bilansowaniu handlowym na RB uczestniczą URB będący POB.
- (2) POB dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii elektrycznej poprzez:
- (2.1) Zgłaszanie USE do realizacji;
- (2.2) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy przydzielonym wolumenem oraz pozycją bilansową, która odpowiada USE przyjętym do realizacji, przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania, w przypadku gdy POB odpowiada za zbilansowanie handlowe zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB.
- (3) Obszar niezbilansowania w rozumieniu rozporządzenia 2017/2195 jest definiowany dla poszczególnych JB i dla danej JB odpowiada zbiorowi MB reprezentowanemu przez tę JB.
- (4) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu, będąc POBz dla tego zasobu, przy czym użytkownik systemu będący POBz może w odniesieniu do tego zasobu, umocować innego POBz, który w ramach swojej JBz będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu na RB działając w imieniu własnym i na własny rachunek.
- (5) Podstawą do dokonania umocowania, o którym mowa w pkt (4), są:

- (5.1) Przekazane do OSP oświadczenie o umocowaniu POBz dla określonego zasobu, a w przypadku zmiany dotychczasowego POBz również oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu POBz. Powołane oświadczenia powinny mieć formę zgodną z wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinny być podpisane przez osoby upoważnione;
- (5.2) Stosowne postanowienia umów przesyłania lub aneksów do umów przesyłania pomiędzy OSP i POBz przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz pomiędzy OSP i POBz przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, a w wymagających tego przypadkach również pomiędzy OSP i POBz, który był dotychczas umocowany jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

Zmiany dotyczące umocowania POBz wchodzą w życie w dacie określonej w aneksach do umów przesyłania lub umowach przesyłania, nie wcześniej jednak niż po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP podpisanych tych aneksów lub umów, lub w innej dacie uzgodnionej przez strony w ww. aneksach lub umowach.

- (6) Jeżeli POBz umocowany zgodnie z pkt (4) i (5) przez użytkownika systemu jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe jego zasobu, niezależnie od przyczyny zaprzestanie działalności na RB, to użytkownik systemu, jako POBz, staje się odpowiedzialny za bilansowanie handlowe dostaw energii elektrycznej dla swojego zasobu poprzez posiadaną JBz, ze skutkiem od dnia zaprzestania przez umocowanego POBz działalności na RB, bez konieczności dokonywania zmian w umowach przesyłania w formie aneksu.
- (7) Niezależnie od postanowień pkt (4) i (5), POBz przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe zasobu, na wypadek zaprzestania działalności na RB przez umocowanego POBz, ma obowiązek wskazać w umowie przesyłania operatora rynku dla swojej JBz.
- (8) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB (URD), jest bilansowany handlowo na RB w zakresie tego zasobu przez wskazanego POBz.
- (9) Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie dla zasobu danego URD, przyłączonego do sieci danego OSD, może być POBz, który wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne, jakie musi spełniać POBz w celu wykonywania funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie dla zasobu URD, są określane w IRiESD.
- (10) Przyporządkowanie na RB zasobów URD do POBz, jest realizowane poprzez przyporządkowanie zasobów URD do  $F_{DMB}$  o odpowiednich atrybutach, przy czym każdy PPE lub zbiór PPE należących do danego URD, definiujący pojedynczy zasób, musi być przyporządkowany tylko do jednego POBz.
- (11) Dla potrzeb realizacji funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, każdemu POBz, niezależnie od zakresu bilansowania handlowego prowadzonego przez tego POBz w sieciach poszczególnych OSD, tzn. bez względu na zakres bilansowanych przez niego handlowo typów URD, są przyporządkowane dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn

następujące  $_{FD}MB$ :  $MB_O$  oraz  $MB_W$ . Przyporządkowane  $MB_O$  i  $MB_W$  służą do reprezentacji zasobów URD przyłączonych do sieci danego OSDp oraz do sieci tych OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

Wprowadzenie  $_{FD}MB$  dla danego POBz odbywa się zgodnie z zasadami określonymi w pkt (12) i nie jest uzależnione od spełnienia przez tego POBz jakichkolwiek warunków, innych niż określone w WDB, zarówno w relacji z OSP jak i w relacji z OSD.

- (12) Wprowadzenie  $_{FD}MB$  dla potrzeb reprezentacji dostaw energii elektrycznej realizowanych we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB jest realizowane według następujących zasad:

- (12.1) W umowie przesyłania z POBz są wprowadzane  $_{FD}MB$  ( $MB_O$ ,  $MB_W$ ) do definicji JBz tego POBz dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn;
- (12.2) Umowa przesyłania z POBz wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie z wyłączeniem postanowień w zakresie  $_{FD}MB$  ( $MB_O$ ,  $MB_W$ );
- (12.3) W terminie 15 dni od daty wejścia w życie umowy przesyłania z POBz, OSP przesyła do każdego OSDp aneks do umowy przesyłania wprowadzający listę  $_{FD}MB$  przyporządkowanych temu POBz dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn. Dany OSDp jest zobowiązany do podpisania i odesłania do OSP przedmiotowego aneksu w terminie nie później niż 15 dni od daty jego otrzymania.

W przypadku, gdy z danym OSDp jest zawierana nowa umowa przesyłania lista  $_{FD}MB$  jest określana w umowie przesyłania.

- (12.4)  $_{FD}MB$  danego POBz dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn są aktywowane (wchodzi w życie) od doby następującej po 10 dniach kalendarzowych po dacie otrzymania przez OSP podpisanego aneksu do umowy przesyłania od danego OSDp albo po dacie wejścia w życie umowy przesyłania z danym OSDp, w przypadku gdy jest zawierana nowa umowa przesyłania z tym OSDp. OSP informuje odpowiedniego OSDp oraz odpowiedniego POBz o dacie aktywacji  $_{FD}MB$  danego POBz dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn na 3 dni robocze przed datą ich aktywacji.

OSP na wniosek POBz oraz po uzyskaniu zgody danego OSDp, może aktywować  $_{FD}MB$  danego POBz dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn w krótszych terminach niż wymienione powyżej.

- (12.5) Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla aktywowanych  $_{FD}MB$  danego POBz, dotyczących danego obszaru sieci OSDp/OSDn, jest realizowane przez OSP w okresach prowadzenia przez tego POBz bilansowania handlowego na tym obszarze sieci OSDp/OSDn, stosownie do informacji przekazanych przez OSDp zgodnie z pkt 3.6.2(5.1).

W przypadku wprowadzania dla POBz nowych  $_{FD}MB$ , w związku z nowym obszarem sieci OSDp/OSDn, tj. takim, który powstał w trakcie obowiązywania umowy przesyłania z POBz, stosuje się odpowiednio powyższą procedurę.

- (13)  $MB_{OSD}$  są wprowadzane wyłącznie dla tych par  $POB_{OSD}$ , które wystąpią wspólnie z wnioskiem do OSP o przydzielenie MB. We wniosku powinien być wskazany  $POB_{OSD}$ , który będzie przekazywał dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $MB_{OSD}$ .

- (14) W przypadku, gdy dany POBz zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB, to w zakresie należących do niego MBo i MBw dotyczących poszczególnych obszarów sieci OSDp/OSDn, są dokonywane następujące zmiany w konfiguracji RB:
- (14.1) MBo dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest uwzględniane albo usuwane z konfiguracji RB zgodnie z poniższymi zasadami:
- (a) Jeżeli w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp została wskazana JBz reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym MBo, sprzedawcą w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez wybranych przez tych odbiorców sprzedawców (nazywany dalej również „sprzedawcą rezerwowym”), to MBo zostaje przyporządkowywane do tej JBz;
- (b) Jeżeli w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp nie została określona JBz reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to MBo zostaje usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego zasoby dotychczas reprezentowane w usuniętym MBo są reprezentowane w JBos należącej do danego OSDp.
- (14.2) MBw dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest usuwane z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JBos należącej do tego OSDp.

Powyższe korekty konfiguracji RB są realizowane bez konieczności dokonywania zmian w umowach przesyłania w formie aneksu.

Jeżeli POBz, który zaprzestał działalności na RB jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie, jest jednocześnie DUB lub OR, to w okresie zaprzestania działalności na RB jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie może on realizować funkcje dostawcy usług bilansujących lub operatora rynku, jeżeli przyczyny zaprzestania działalności na RB jako POBz nie ograniczają możliwości realizowania tych funkcji.

- (15) W celu rozpoczęcia przez POBz, który zaprzestał działalności na RB a następnie ją wznowił, bilansowania handlowego zasobów URD na RB jest wymagane ponowne przydzielenie  $_{FD}MB$  temu POBz. Do ponownego przydzielenia  $_{FD}MB$  stosuje się odpowiednio procedurę określoną w pkt (12).

### 3.6.2 Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym

- (1) Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez POB działalności na RB od doby handlowej  $d$ , jest realizowana, z uwzględnieniem pkt (2), według następującej procedury:
- (1.1) OSP przesyła danemu POB i jego OR, jeżeli POB nie realizuje samodzielnie funkcji operatora rynku, wszystkim OSDp, POB<sub>GE</sub>, Prezesowi URE oraz DUB, którzy świadczą usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobów bilansowanych handlowo przez danego POB, informację o dacie zaprzestania przez danego POB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.30 doby  $d-1$ .

W przypadku, gdy zaprzestanie przez POB działalności na RB następuje z powodu wstrzymania przez OSP świadczenia usług przesyłania temu POB na podstawie pkt 6.4(3)-(4), to OSP zamieszcza w ww. informacji termin (tj. datę i godzinę), od którego ogranicza temu POB świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania w zakresie przyjmowania do realizacji zgłoszeń USE z transakcjami zwiększającymi ilości dostaw energii elektrycznej do partnerów handlowych POB;

OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.30 doby  $d-1$ , informuje użytkowników systemu, którzy zgodnie z pkt 3.6.1(4)-(5) umocowali tego POB jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie należących do nich zasobów, oraz ich OR, jeżeli nie realizują oni samodzielnie funkcji operatora rynku dla swoich JBz, o przejęciu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tych zasobów od doby handlowej  $d$ ;

- (1.2) OSP do godziny 10.00 doby  $d-1$  wprowadza do konfiguracji RB datę doby handlowej  $d-1$ , jako datę ostatniego dnia udziału tego POB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JB należące do tego POB, przy czym w przypadku, gdy POB jest jednocześnie OR dla innych URB, to nadal może on realizować funkcje w tym zakresie;
- (1.3) OSP do godziny 10.00 doby  $d-1$  wprowadza wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania  $FMB$  do JB, w tym w szczególności dla obszaru sieci każdego OSDp wymagane zmiany dotyczące przyporządkowania  $FDMB$  do JB.
- (2) W celu skoordynowania działań oraz przygotowania odpowiednich zmian w systemach informatycznych, OSP ma prawo z wyprzedzeniem powiadomić POB<sub>GE</sub> o zaprzestaniu działalności POB na RB, a także o kodzie tego POB, kodach JB należących do tego POB oraz kodach OR dla JB tego POB.
- (3) Poczynając od doby zaprzestania działalności przez danego POBz na RB, OSDp przekazuje do OSP dane o rzeczywistej ilości dostaw energii dla wszystkich  $FDMB$  zdefiniowanych w konfiguracji RB dla tego POBz. Przekazywane dane powinny odpowiadać zasobom URD reprezentowanym w poszczególnych  $FDMB$ , w kolejnych dobach, z uwzględnieniem ewentualnych zmian w zakresie przyporządkowania zasobów URD do tych  $FDMB$ .
- (4) Usunięcie z konfiguracji RB danego  $FDMB$ , należącego pierwotnie do POBz, który zaprzestał działalności na RB, a następnie przyporządkowanego do innego POB, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.6.1(14), jest dokonywane w przypadku, gdy w tym  $FDMB$  nie jest reprezentowany żaden zasób URD. Usunięcie takiego  $FDMB$  odbywa się na wniosek OSDp.
- (5) W celu zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP i OSDp:
  - (5.1) OSDp informuje OSP o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia (wstrzymania) przez danego POBz bilansowania handlowego na obszarze sieci tego OSDp oraz sieci OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP. Powyższe zdarzenia są definiowane odpowiednio



jako: włączenie do MB należącego do tego POBz co najmniej jednego zasobu URD oraz usunięcie z MB należącego do tego POBz ostatniego zasobu URD. Informacja o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia bilansowania handlowego jest przesyłana pocztą elektroniczną (e-mail), na adres poczty elektronicznej określony w umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami, lecz nie później niż w dniu poprzedzającym do godziny 9.00;

- (5.2) OSP informuje wszystkich OSDp o otrzymaniu od nowego POBz kompletnego wniosku o zawarcie umowy przesyłania lub otrzymaniu od POBz wniosku o rozwiązanie umowy przesyłania. Informacja o wnioskach jest przesyłana pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio na adres poczty elektronicznej określony w umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, nie później niż 5 dni po otrzymaniu wniosku.

## 3.7 Świadczenie usług bilansujących na rynku bilansującym

### 3.7.1 Zasady świadczenia usług bilansujących przez DUB

- (1) Usługi bilansujące na RB świadczą URB będący DUB.
- (2) DUB świadczy usługi bilansujące poprzez jedną lub więcej JG.
- (3) DUB w odniesieniu do każdego zasobu tworzącego JG jest jego właścicielem albo został umocowany przez właściciela zasobu do korzystania z zasobu i rozporządzania zasobem: (i) w procesie kwalifikacji DUB dla tego zasobu oraz (ii) w ramach świadczenia usług bilansujących na RB z wykorzystaniem tego zasobu. DUB w oparciu o powołane umocowanie, które składa do OSP w procesie kwalifikacji DUB zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, działa w imieniu własnym i na własny rachunek.
- (4) Warunkiem utworzenia JG jest pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do wnioskowanej JG co najmniej w zakresie energii bilansującej, przeprowadzonego zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB.
- (5) Przyporządkowanie na RB zasobu do JG jest realizowane:
  - (5.1) W przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie FZMB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB;
  - (5.2) W pozostałych przypadkach, tj. zasobu URD – poprzez wprowadzenie AFDMB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, o odpowiednich atrybutach, oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB;

przy czym każde PPE lub zbiór PPE definiujący pojedynczy zasób może być przyporządkowany tylko do jednej JG.

- (6) Podstawą do dokonania przyporządkowania zasobu lub grupy zasobów do JG danego DUB, po uzyskaniu przez tego DUB pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów tworzących tę JG, są:
- (6.1) Umowa przesyłania pomiędzy OSP i danym DUB albo aneks do umowy przesyłania pomiędzy OSP i danym DUB, jeżeli DUB ma już zawartą umowę przesyłania z OSP.
- W przypadku, gdy DUB nie jest właścicielem zasobu wchodzącego w skład danej JG – zawarte w umowie przesyłania lub aneksie do umowy przesyłania oświadczenie DUB, że umocowanie właściciela tego zasobu do korzystania z zasobu i rozporządzania zasobem przez DUB, złożone w procesie kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, pozostaje w mocy;
- (6.2) Aneks do umowy przesyłania pomiędzy:
- (a) OSP i właścicielem zasobu – w przypadku każdego zasobu wchodzącego w skład danej JG przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB;
- (b) OSP i danym OSDp, do sieci którego zasób jest przyłączony albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony – w przypadku każdego zasobu URD wchodzącego w skład danej JG;
- (c) OSP i DUB, który dotychczas świadczył usługi bilansujące poprzez JG, w skład której wchodził zasób – w przypadku gdy ma miejsce zmiana DUB dla zasobu wchodzącego w skład danej JG oraz nie występuje sytuacja wskazana w pkt (11).
- (7) Postanowienia dotyczące JG zawarte w umowie przesyłania albo aneksie do umowy przesyłania pomiędzy OSP i DUB, o których mowa w pkt (6.1), wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie nie wcześniej jednak niż po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP ostatniego z podpisanych aneksów, o których mowa w pkt (6.2), dotyczących zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład tej JG.
- OSP informuje DUB o dacie wejścia w życie postanowień dotyczących JG.
- OSP, w zależności od przypadku, o którym mowa w pkt (6.2), informuje odpowiednio właścicieli lub OSDp lub DUB, o którym mowa w pkt (6.2.c), o dacie rozpoczęcia świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład JG, o której mowa w zdaniu poprzednim.
- (8) DUB dla zasobu przyłączonego do sieci danego OSD może być podmiot, który wykonuje funkcje dostawcy usług bilansujących w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne, jakie musi spełniać DUB w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji dostawcy usług bilansujących dla zasobu w sieci danego OSD, są określane w IRiESD.
- (9) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, w odniesieniu do zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek świadczyć usługi bilansujące poprzez JG utworzoną z tego zasobu, będąc DUB dla tego zasobu, przy czym użytkownik systemu może w odniesieniu do tego zasobu umocować innego DUB, który po zakończeniu z wynikiem pozytywnym procesu kwalifikacji będzie świadczyć usługi bilansujące poprzez tę JG i w takim przypadku pkt (6) stosuje się odpowiednio.

Zakres usług bilansujących jakie są objęte obowiązkiem świadczenia, o którym mowa w zdaniu poprzednim, określa pkt 7.

- (10) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, w odniesieniu do zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, niezależnie od postanowień pkt (9) w zakresie umocowania innego DUB, na wypadek, o którym mowa w pkt (11) i (12), ma obowiązek:
- (10.1) Uzyskać pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do zasobu tworzącego JG, z zastrzeżeniem § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego;
- (10.2) Wskazać w umowie przesyłania z OSP operatora rynku dla tej JG.
- (11) DUB ma obowiązek niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 16.00 doby  $d-2$ , poinformować OSP pocztą elektroniczną na adres określony w umowie przesyłania o utracie od doby handlowej  $d$  umocowania, o którym mowa w pkt (3), przesyłając oświadczenie o utracie umocowania, zgodne z wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP, podpisanym przez osoby upoważnione.

W przypadku gdy DUB utracił ww. umocowanie dla zasobu tworzącego daną JG albo w przypadku gdy w odniesieniu do danej JG potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących utraciło ważność w zakresie energii bilansującej od doby handlowej  $d$ , to w odniesieniu do danej JG i  $AFD_{MB}$  wchodzących w skład tej JG, są dokonywane przez OSP zmiany w konfiguracji RB, o których mowa w pkt (12.1)-(12.3), obowiązujące od doby handlowej  $d$ , bez konieczności dokonywania zmian w odpowiednich umowach przesyłania w formie aneksu i od doby handlowej  $d$  ten DUB zaprzestaje działalności na RB w zakresie świadczenia usług bilansujących na RB poprzez daną JG oraz tracą moc stosowne postanowienia dotyczące danej JG w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a tym DUB.

W przypadku gdy w odniesieniu do danej JG potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących przez DUB utraciło ważność albo wygasło, to OSP ogranicza świadczenie usług bilansujących przez daną JG w zakresie tych mocy bilansujących bez konieczności dokonywania zmian w umowie przesyłania w formie aneksu. W przypadku gdy daną JG tworzy zasób, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, i ww. ograniczenie świadczenia usług bilansujących skutkuje niespełnieniem obowiązku, o którym mowa w pkt (9), to DUB bez wezwania podejmuje działania celem usunięcia tego naruszenia i uzyskania pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji DUB w zakresie mocy bilansujących, których świadczenie przez daną JG jest objęte obowiązkiem.

- (12) W przypadku, gdy DUB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB, to w zakresie zasobów przyporządkowanych do JG tego DUB, są dokonywane przez OSP następujące zmiany w konfiguracji RB:
- (12.1) JG utworzona z zasobu posiadającego status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, jest przyporządkowana do DUB będącego właścicielem tego zasobu;
- (12.2) JG inna niż określona w pkt (12.1) jest usuwana z konfiguracji RB;

- (12.3) AFDMB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów tworzących JG są usuwane z konfiguracji RB;

Powyższe korekty konfiguracji RB są realizowane bez konieczności dokonywania zmian w odpowiednich umowach przesyłania w formie aneksu i obowiązują od doby handlowej zaprzestania działalności DUB na RB. Poczynając od doby handlowej zaprzestania przez DUB działalności na RB tracą moc stosowne postanowienia dotyczące JG tego DUB w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a tym DUB.

Jeżeli DUB, który zaprzestał działalności na RB jako dostawca usług bilansujących, jest jednocześnie POB lub OR, to w okresie zaprzestania działalności na RB jako dostawca usług bilansujących może on realizować funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub operatora rynku, jeżeli przyczyny zaprzestania działalności na RB jako DUB nie ograniczają możliwości realizowania tych funkcji.

- (13) W celu ponownego rozpoczęcia przez DUB świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem określonego zasobu lub określonej grupy zasobów, jest wymagana ponowna kwalifikacja DUB w odniesieniu do JG utworzonej z tego zasobu lub grupy zasobów, z zastrzeżeniem pkt (14), oraz przyporządkowanie ww. zasobu lub grupy zasobów do JG danego DUB, zgodnie z procedurą określoną w pkt (5)-(7).
- (14) Ponowna kwalifikacja DUB w odniesieniu do JG utworzonej z zasobu lub grupy zasobów nie jest wymagana w przypadku ponownego rozpoczęcia przez DUB świadczenia usług bilansujących poprzez tą JG w okresie ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydanego dla DUB w odniesieniu do tej JG.

### 3.7.2 Administrowanie przez OSP i OSD świadczeniem usług bilansujących

- (1) Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez DUB działalności na RB od doby handlowej  $d$ , jest realizowana według następującej procedury:
- (1.1) OSP przesyła danemu DUB i jego OR, jeżeli DUB nie realizuje samodzielnie funkcji operatora rynku, wszystkim OSDp oraz Prezesowi URE informację o dacie zaprzestania przez DUB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.00 doby  $d-1$ .
- OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.00 doby  $d-1$ , informuje właściciela zasobu, który zgodnie z pkt 3.7.1(9) umocował tego DUB jako dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do należącego do niego zasobu, oraz jego OR, jeżeli nie realizuje on samodzielnie funkcji operatora rynku, o obowiązku świadczenia od doby handlowej  $d$  usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu;
- (1.2) OSP do godziny 8.30 doby  $d-1$  wprowadza do konfiguracji RB datę doby handlowej  $d-1$ , jako datę ostatniego dnia udziału tego DUB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JG należące do tego DUB, z zastrzeżeniem pkt 3.7.1(12.1);
- (1.3) OSP do godziny 8.30 doby  $d-1$  wprowadza wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania FMB do JG, w tym

w szczególności dla obszaru sieci każdego OSDp usuwa z konfiguracji AFDMB przyporządkowane do JG tego DUB.

- (2) W celu zarządzania konfiguracją RB są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP, OSDp i DUB:
  - (2.1) OSDp informuje OSP i właściwych DUB o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, których dostawy energii elektrycznej są jednocześnie reprezentowane w AFDMB na potrzeby świadczenia usług bilansujących. Informacja o zmianie jest przekazywana:
    - (a) W przypadku OSP – w sposób określony w umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP;
    - (b) W przypadku DUB – w sposób określony w IRiESD;  
w możliwie najwcześniejszym terminie przed datą obowiązywania zmiany, lecz nie później niż do godz. 9.00 w dniu poprzedzającym;
  - (2.2) OSP informuje DUB o zmianie przyporządkowania do POB zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB, którego dostawy energii elektrycznej są jednocześnie reprezentowane w FZMB na potrzeby świadczenia usług bilansujących. Informacja o zmianie jest przekazywana w sposób określony w umowie przesyłania odpowiednio pomiędzy DUB i OSP, w możliwie najwcześniejszym terminie przed datą obowiązywania zmiany, lecz nie później niż do godz. 9.00 w dniu poprzedzającym;
  - (2.3) OSP informuje właściwego lub właściwych OSDp o otrzymaniu od nowego DUB kompletnego wniosku o zawarcie umowy przesyłania lub otrzymaniu od DUB wniosku o zmianę JG lub wniosku o rozwiązanie umowy przesyłania. Informacja o wnioskach jest przesyłana pocztą elektroniczną (e-mail), na adres poczty elektronicznej określony w umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, nie później niż 5 dni po otrzymaniu wniosku.

### **3.8 Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje**

#### **3.8.1 Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW**

- (1) W realizacji wymiany międzysystemowej w ramach alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (ZPW) biorą udział:
  - (1.1) Uczestnicy wymiany międzysystemowej (UWM);
  - (1.2) Partnerzy handlowi uczestników wymiany międzysystemowej (PH);
  - (1.3) OSP;
  - (1.4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych.
- (2) Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja umów sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym (USE<sub>WM</sub>).

- (3) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej UWM w szczególności:
  - (3.1) Samodzielnie lub z udziałem PH zapewniają alokację ZPW niezbędnych do realizacji USE<sub>WM</sub>;
  - (3.2) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych poszczególnych USE<sub>WM</sub> do OSP w formie zgłoszonych grafików wymiany międzysystemowej (GWM<sub>Z</sub>);
  - (3.3) Działając jako POB uczestniczą w procesach zgłaszania USE, planowania i rozliczeń na RB na zasadach określonych w WDB w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>.
- (4) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:
  - (4.1) Przyjmuje zgłoszenia GWM<sub>Z</sub>;
  - (4.2) Dokonuje weryfikacji GWM<sub>Z</sub> i na tej podstawie wyznacza zweryfikowane grafiki wymiany międzysystemowej (GWM<sub>W</sub>);
  - (4.3) Dokonuje uzgodnień GWM<sub>W</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych i na tej podstawie wyznacza uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej (GWM<sub>U</sub>);
  - (4.4) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;
  - (4.5) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń USE, planowania i rozliczeń na RB w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>;
  - (4.6) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.
- (5) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.
- (6) Każdy UWM posiada jeden, unikalny kod EIC identyfikujący tego UWM w realizacji procesów wymiany międzysystemowej. Kod EIC jest określony w umowie przesyłania.

### 3.8.2 Wymiana międzysystemowa w ramach jednolitego łączenia rynków

- (1) W realizacji wymiany międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków biorą udział:
  - (1.1) NEMO;
  - (1.2) CCP NEMO w zakresie określonym w MNA OA;
  - (1.3) OSP;
  - (1.4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;
  - (1.5) Spedytorzy.
- (2) Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja USE<sub>WM</sub>.

- (3) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej NEMO w szczególności:
  - (3.1) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych USE<sub>WM</sub> do OSP w formie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego (WMC);
  - (3.2) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych USE<sub>WM</sub> do OSP w formie zgłoszonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC<sub>Z</sub>);
  - (3.3) Działając jako POB<sub>GE</sub> uczestniczą w procesach zgłaszania USE, planowania i rozliczeń na RB na zasadach określonych w WDB w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>.
- (4) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:
  - (4.1) Przyjmuje i weryfikuje zgłoszenia WMC w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
  - (4.2) Przyjmuje zgłoszenia GMC<sub>Z</sub> w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
  - (4.3) Dokonuje weryfikacji GMC<sub>Z</sub> i na tej podstawie wyznacza zweryfikowane grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC<sub>W</sub>);
  - (4.4) Dokonuje uzgodnień GMC<sub>W</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych i na tej podstawie wyznacza uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC<sub>U</sub>);
  - (4.5) Przyjmuje wyniki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oraz przekazuje uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMC<sub>B<sub>U</sub></sub>);
  - (4.6) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;
  - (4.7) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń USE, planowania i rozliczeń na RB w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>;
  - (4.8) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP;
- (5) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.
- (6) Każdy POB<sub>GE</sub> pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO posiada co najmniej jeden aktywny międzynarodowy kod EIC identyfikujący tego NEMO albo CCP NEMO w realizacji procesu jednolitego łączenia rynków. Kod EIC jest określony w umowie MNA OA.
- (7) Każdy POB<sub>GE</sub> pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO musi wskazać w umowie MNA OA lub w ramach zmiany umowy MNA OA spedytora działającego w polskim obszarze rynkowym na potrzeby realizacji procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego. Funkcję spedytora POB<sub>GE</sub> pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO może realizować samodzielnie albo wskazać w tym celu innego spedytora.

- (8) Niezależnie od wskazania spedytora w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, o którym mowa w pkt (7), dany POB<sub>GE</sub> pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO w umowie MNA OA lub w ramach zmiany umowy MNA OA może wskazać spedytora, za którego niezbilansowanie na RB jest odpowiedzialny.

Niniejsze wskazanie dla spedytora może być dokonane wyłącznie przez jednego POB<sub>GE</sub> pełniącego funkcję NEMO albo CCP NEMO i jest niezbędne, aby dany spedytor mógł uczestniczyć w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego w polskim obszarze rynkowym.

### **3.9 Umowy sprzedaży energii realizowane przez poszczególne rodzaje jednostek bilansowych**

- (1) Dla JB występujących na RB mogą być zgłaszane do realizacji transakcje zakupu i sprzedaży energii z innymi JB, zgłaszane do OSP w postaci USE, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt (4).
- (2) POB może zgłaszać do realizacji transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy należącymi do niego JB, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt (4.1);
- (3) Występujące na RB wyłączenia dotyczące transakcji pomiędzy poszczególnymi rodzajami JB, wynikają z:
- (3.1) Istoty definicji poszczególnych JB;
  - (3.2) Modelu RB, który nie dopuszcza określonych transakcji dla określonych rodzajów JB.
- (4) Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt (3), występują:
- (4.1) Dla wszystkich JB, gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu lub sprzedaży energii przez jednostkę samej sobie;
  - (4.2) Dla JB<sub>GE</sub> należącej do POB<sub>GE</sub> niepełniającej funkcji NEMO ani CCP NEMO, gdzie nie są dopuszczone transakcje dla tej jednostki powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii nie są równe zero dla poszczególnych ORN;
  - (4.3) Dla JB<sub>OS</sub> należącej do POB<sub>OSP</sub>, gdzie nie są dopuszczone niezerowe transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę inne niż określone w pkt 3.3.3(14.1.b);
  - (4.4) Dla JB<sub>OS</sub> należącej do POB<sub>OSD</sub>, gdzie nie są dopuszczone niezerowe transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę;
  - (4.5) Dla JB<sub>WMO</sub> należącej do POB<sub>OSP</sub>, gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od JB innych POB;
  - (4.6) Dla JB<sub>GE</sub> należącej do POB<sub>GE</sub>, gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od innych JB<sub>GE</sub>.



## 4 WARUNKI UCZESTNICTWA W RYNKU BILANSUJĄCYM

### 4.1 Ogólne warunki

- (1) OSP zapewnia URB:
  - (1.1) Będącym POB – fizyczną realizację USE zawartych na rynku energii elektrycznej, w tym umów dwustronnych i giełdowych; oraz
  - (1.2) Będącym DUB – fizyczną realizację programów pracy;  
jeżeli zostaną one zgłoszone do OSP, odpowiednio dla JB w przypadku USE i JG w przypadku programów pracy, w obowiązującej na RB formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez URB wymagań realizacyjnych ustalonych w WDB i umowach przesyłania.
- (2) W celu zapewnienia właściwych warunków do realizacji fizycznych dostaw energii wynikających ze zgłoszonych USE dla JB i zgłoszonych programów pracy dla JG, z uwzględnieniem wymagań w zakresie bieżącego bilansowania zasobów KSE, w tym występujących ograniczeń systemowych, przy minimalnym poziomie kosztów, URB nie mogą:
  - (2.1) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi URB działań, które powodują nieuzasadnione warunkami panującymi w systemie ograniczenie technicznych możliwości zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub usuwania ograniczeń systemowych;
  - (2.2) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi URB działań, które powodują nieuzasadniony warunkami panującymi w systemie wzrost kosztów zapewniania bieżącego zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub kosztów usuwania ograniczeń systemowych.
- (3) W przypadku stwierdzenia przez operatorów systemu naruszeń przez URB wymagań, o których mowa w pkt (2), operatorzy systemu przekazują Prezesowi URE informację o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją.
- (4) URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu, a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być doręczona do OSP:
  - (4.1) W formie pisemnej, podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB, pod adres:  
*PSE S.A.*  
*Departament Przesyłu*  
*ul. Warszawska 165*  
*05-520 Konstancin-Jeziorna*  
lub

- (4.2) W formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanymi podpisami elektronicznymi osób upoważnionych do reprezentowania URB, pocztą elektroniczną na adres e-mail: *bilansowanie@pse.pl*. Informację elektroniczną uznaje się za doręczoną do OSP w chwili przyjęcia jej przez serwer pocztowy OSP, zgodnie z rejestrem zdarzeń na serwerze pocztowym URB.

Informacja powinna być dostarczona niezwłocznie, nie później niż 5. dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji.

- (5) W przypadku zmiany danych teleadresowych powołanych w pkt (4), do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień WDB, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.
- (6) URB oraz OR są zobowiązani do dysponowania właściwymi, w zależności od pełnionej funkcji, systemami wymiany informacji z OSP, określonymi w WDB i IRiESP, w celu uczestniczenia w realizacji procesów na RB.
- (7) Zawarte w WDB regulacje stanowiące o przyjęciu jakichkolwiek zgłoszeń lub ofert na RB mają wyłącznie znaczenie i skutki opisane w WDB, w szczególności nie są tożsame z instytucją przyjęcia oferty w rozumieniu Kodeksu cywilnego, o ile WDB nie stanowią inaczej.

## 4.2 Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

- (1) POB w celu uczestnictwa w RB jest zobowiązany do:
- (1.1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny;
- (1.2) Zawarcia umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do działalności prowadzonej przez POB na RB albo umowy MNA OA w przypadku NEMO albo CCP NEMO;
- (1.3) Zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące udziału w RB, jeżeli POB jest właścicielem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe zasobów z obszaru tej sieci.
- (2) Umowa przesyłania z POB powinna określać w szczególności:
- (2.1) Nazwę i dane adresowe POB;
- (2.2) Kod identyfikacyjny POB;
- (2.3) Dane o posiadanych przez POB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny;
- (2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;
- (2.5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe;

- (2.6) Wykaz FRP oraz wykaz MB POB, w tym  $_{FD}MB$  dla potrzeb bilansowania handlowego URD na RB, przyporządkowanych POB dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn;
  - (2.7) Wykaz JB należących do POB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JB;
  - (2.8) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych MB oraz dla poszczególnych JB;
  - (2.9) Określenie OR umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa JB w RB, w tym nazwy i kody identyfikacyjne;
  - (2.10) Warunki finansowe realizacji zgłoszonych USE, w tym ustalenie zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń niezbilansowania na RB, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych POB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP;
  - (2.11) Zobowiązania stron umowy przesyłania do stosowania postanowień IRiESP i WDB.
- (3) Umowa przesyłania z  $POB_{OSD}$  powinna dodatkowo zawierać:
- (3.1) Specyfikację wszystkich POB oraz kodów  $_{FD}MB$  przyporządkowanych tym POB dla obszaru sieci OSDp/OSDn tego  $POB_{OSD}$ ;
  - (3.2) Specyfikację zasobów URD z obszaru sieci OSDp/OSDn tego  $POB_{OSD}$ , z wykorzystaniem których DUB świadczą usługi bilansujące na RB, wraz z informacją dla każdego z tych zasobów o:
    - (a) Kodach  $_{AFD}MB$ , w których są reprezentowane dostawy energii elektrycznej zasobu na potrzeby świadczenia usług bilansujących;
    - (b) POB, który jest odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobu; oraz sposób przekazywania aktualizacji informacji z pkt (b) bez konieczności dokonywania zmian w umowie przesyłania w formie aneksu;
  - (3.3) Kod  $MB_{PEO}$ , poprzez który jest reprezentowany zbiór PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, przyłączonych do sieci OSDp.
- (4) Umowa przesyłania z  $POB_{OSD}$ , może dodatkowo zawierać wskazanie dla danego POB pojedynczej JB, należącej do innego POB, reprezentującej sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w  $MB_O$  danego POB, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego  $POB_{OSD}$ . W celu rozpoczęcia obowiązywania powyższego jest wymagane wprowadzenie odpowiadających temu postanowień do umowy przesyłania pomiędzy OSP oraz POB, którego JB reprezentuje sprzedawcę rezerwowego.

### 4.3 Warunki dla dostawców usług bilansujących

- (1) DUB w celu świadczenia usług bilansujących na RB jest zobowiązany do:
  - (1.1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny;

- (1.2) Uzyskania pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji DUB, o którym mowa w pkt 3.7, w odniesieniu do zasobów wchodzących w skład wnioskowanej JG, z wykorzystaniem których planuje świadczyć usługi bilansujące na RB;
  - (1.3) Zawarcia umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do działalności prowadzonej przez DUB na RB;
  - (1.4) Zapewnienia przez cały okres świadczenia danej usługi bilansującej ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia tej usługi, uzyskanego w wyniku procesu kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, dotyczącego tej usługi i zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład danej JG, poprzez którą DUB świadczy tę usługę;
  - (1.5) Zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących w sieci tego OSD, jeżeli DUB świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do tej sieci.
- (2) Umowa przesyłania z DUB powinna określać w szczególności:
- (2.1) Nazwę i dane adresowe DUB;
  - (2.2) Kod identyfikacyjny DUB;
  - (2.3) Dane o posiadanych przez DUB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny;
  - (2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;
  - (2.5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe;
  - (2.6) Wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB;
  - (2.7) W przypadku gdy DUB nie jest właścicielem zasobów, o których mowa w pkt (2.6), oświadczenie DUB, że umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB w ramach świadczenia usług bilansujących na RB, złożone w procesie kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, pozostaje w mocy;
  - (2.8) Wykaz FRP oraz wykaz MB, w tym  $AFD_{MB}$ , reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów, o których mowa w pkt (2.6);
  - (2.9) Wykaz JG należących do DUB, w tym ich rodzajów, nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JG;
  - (2.10) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych MB oraz dla poszczególnych JG;
  - (2.11) Dane i charakterystyki techniczne poszczególnych JG;
  - (2.12) Określenie OR umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa JG w RB, w tym nazwy i kody identyfikacyjne, wraz ze wskazaniem OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania ofert portfolio na moce bilansujące;

- (2.13) Wykaz usług bilansujących świadczonych przez poszczególne JG;
- (2.14) Składniki cen wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) wykorzystywane w algorytmie wyznaczania tych cen dla poszczególnych JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>m1</sub>, JG<sub>m2</sub>, JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub>;
- (2.15) Ceny za uruchomienie (CU) dla poszczególnych JG<sub>w1</sub>, z uwzględnieniem różnych stanów cieplnych – rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), oraz składniki, na podstawie których CU zostały wyznaczone;
- (2.16) Zastępcze oferty na energię bilansującą i zastępcze oferty na moce bilansujące dla poszczególnych JG<sub>w1</sub>, JG<sub>m1</sub> i JG<sub>z1</sub>, w zakresie odpowiadającym kwalifikacji JG do świadczenia usług bilansujących na RB;
- (2.17) Warunki finansowe świadczenia usług bilansujących na RB, w tym ustalenie zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za usługi bilansujące na RB, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych DUB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP;
- (2.18) Informację, w formie oświadczenia DUB, o rodzaju i wartości wsparcia przysługującego właścicielom zasobów reprezentowanych w JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub> należących do DUB:
- (a) Wsparcie w aukcyjnym systemie – DUB informuje o:
- (i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii;
  - (ii) Wysokości ceny zawartej w ofercie wytwórcy dotyczącej MWE reprezentowanych w JG, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 tej ustawy;
  - (iii) Dacie wygaśnięcia prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w pkt (i), w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;
  - (iv) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danym MWE reprezentowanym w JG w ostatnim roku kalendarzowym;
- (b) Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii – DUB informuje o:
- (i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do otrzymywania świadectw pochodzenia;
  - (ii) Dacie wygaśnięcia prawa do otrzymywania świadectw pochodzenia;

- (iii) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danym MWE reprezentowanym w JG w ostatnim roku kalendarzowym;
- (c) Wsparcie w postaci stałej ceny zakupu, o której mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii – DUB informuje o:
  - (i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70b ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii;
  - (ii) Cenie sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;
  - (iii) Dacie wygaśnięcia prawa do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;
  - (iv) Udziale energii elektrycznej podlegającej wsparciu w postaci stałej ceny zakupu w całości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z danego MWE reprezentowanego w JG w ostatnim roku kalendarzowym;
- (d) Wsparcie w systemie promowania wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – DUB informuje o:
  - (i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
  - (ii) Wysokości ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, z uwzględnieniem waloryzacji zgodnie z art. 38 ust. 5 tej ustawy;
  - (iii) Dacie wygaśnięcia prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w pkt (i), w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;
  - (iv) Wielkości udziału mocy zainstalowanej, dla której przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w całkowitej mocy zainstalowanej MWE reprezentowanych w JG;
- (e) Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji – DUB informuje o:
  - (i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej indywidualnej lub premii gwarantowanej

indywidualnej, o których mowa w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;

- (ii) Wysokości premii kogeneracyjnej skorygowanej lub premii gwarantowanej skorygowanej, o których mowa w art. 14 ust. 5 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wysokości premii gwarantowanej indywidualnej, o której mowa w art. 38 tej ustawy lub wysokości premii kogeneracyjnej indywidualnej, o której mowa w art. 48 tej ustawy;
- (iii) Dacie wygaśnięcia prawa do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej indywidualnej lub premii gwarantowanej indywidualnej, o których mowa w pkt (i);
- (iv) Udziale energii, dla której Zarządca Rozliczeń S.A. wypłacił premię kogeneracyjną, premię gwarantowaną, premię kogeneracyjną indywidualną lub premię gwarantowaną indywidualną do całości produkcji energii elektrycznej w ostatnim roku kalendarzowym.

(2.19) Zobowiązania stron umowy przesyłania do stosowania postanowień IRiESP i WDB.

(3) DUB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie, w terminie do 31 sierpnia danego roku informację o prognozowanych na następny rok kalendarzowy wartościach cen:

(3.1) CWD i CWO wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9.1 – dla każdej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub>;

(3.2) CU, wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9.5 – dla każdej JG<sub>w1</sub>;

Informacja ta powinna być podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania DUB i jest doręczana do OSP w sposób określony w pkt 4.1(4.1) lub pkt 4.1(4.2), z uwzględnieniem pkt 4.1(5).

(4) Dla kolejnych okresów roku kalendarzowego DUB jest zobowiązany dokonywać aktualizacji określonych w umowie przesyłania składników stosowanych w kalkulacji cen CWD i CWO oraz wartości cen CU zgodnie z pkt (5)-(18).

(5) DUB przekazuje do OSP zgłoszenie aktualizacji składników cen CWD i CWO oraz CU (dalej „zgłoszenie aktualizacji cen”), podpisane przez osoby upoważnione do działania w imieniu tego DUB, wskazując:

(5.1) W zakresie cen CU, elementy wymienione w pkt (6);

(5.2) W zakresie cen CWD i CWO, elementy wymienione w pkt (7);

Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być doręczone do OSP w sposób określony w pkt 4.1(4.1) lub pkt 4.1(4.2), z uwzględnieniem pkt 4.1(5), nie później niż na 15 dni kalendarzowych przed wskazanym w nim terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen w związku z aktualizacją składników stosowanych w ich kalkulacji.

(6) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie cen CU, DUB wskazuje:

(6.1) Nową wartość ceny CU wraz z wartościami poszczególnych kosztów, które są uwzględniane w kalkulacji cen CU, zgodnie z pkt 14.9.5;

- (6.2) Uzasadnienie zmiany lub braku zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji ceny CU wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany lub braku zmiany;
  - (6.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości cen CU, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w pkt (15).
- (7) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO, DUB wskazuje:
- (7.1) Nowe wartości składników kosztów składających się na te ceny, o których mowa w pkt 14.9.1(3) i 14.9.2, zgodnie z pkt (8)-(11);
  - (7.2) Uzasadnienie zmiany lub braku zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji cen CWD i CWO wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany lub braku zmiany;
  - (7.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości składników cen CWD i CWO, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w pkt (15).
- (8) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE ciepłego wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny, DUB dokonuje aktualizacji:
- (8.1) Uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego;
  - (8.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy;
  - (8.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO<sub>2</sub>;
  - (8.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;
  - (8.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.
- (9) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MEE albo MWE elektrowni szczytowo-pompowej (ESP), DUB dokonuje aktualizacji:
- (9.1) Współczynnika sprawności MEE albo ESP;
  - (9.2) Wysokości opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej;
  - (9.3) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.
- (10) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE źródeł wiatrowych albo fotowoltaicznych, DUB dokonuje aktualizacji:



- (10.1) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;
  - (10.2) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.
- (11) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE innego niż wymieniony w pkt (8)-(10), DUB dokonuje aktualizacji:
- (11.1) Kosztu paliwa podstawowego;
  - (11.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy;
  - (11.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO<sub>2</sub>;
  - (11.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;
  - (11.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.
- (12) Jeżeli DUB wraz z aktualizacją poszczególnych składników cen dokonuje aktualizacji współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, których aktualizacja wynika ze zmienionych parametrów technicznych MWE reprezentowanego w JG, w tym sprawności, do zgłoszenia aktualizacji cen dołącza zaktualizowaną charakterystykę zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto potwierdzającą wnioskowaną zmianę wartości współczynników, potwierdzoną niezależną ekspertyzą.
- (13) W terminie 3 dni roboczych od doręczenia OSP zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przesyła jego kopię do Prezesa URE.
- (14) OSP rozpatruje zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10 dnia kalendarzowego od dnia doręczenia. W przypadku akceptacji zgłoszenia, OSP przesyła informację o akceptacji zgłoszenia do DUB nie później niż 2 dni robocze przed wskazanym w zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą określonych w umowie przesyłania składników cen CWD i CWO oraz wartości cen CU bez konieczności dokonywania zmiany w umowie przesyłania w formie aneksu.

W uzasadnionych przypadkach, w szczególności gdy zgłoszenie aktualizacji cen jest formalnie niepoprawne, nie zawiera wymaganego uzasadnienia zmiany wartości cen lub zawiera wartości cen odbiegające od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw (zwłaszcza w przypadku gdy aktualizacja dotyczy MWE pozyskujących paliwo poza obrotem giełdowym), OSP ma prawo odrzucić zgłoszenie aktualizacji cen. Informacja o odrzuceniu zgłoszenia aktualizacji cen, wraz z podaniem przyczyny, jest przesyłana do DUB oraz do Prezesa URE.

OSP informuje DUB o akceptacji lub odrzuceniu zgłoszenia aktualizacji cen.

(15) DUB w ramach zgłoszenia aktualizacji cen:

(15.1) W ciągu 50 dni kalendarzowych od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego przekazuje:

- (a) Koszty paliwa podstawowego określone w pkt 14.9.1(6.1.b), 14.9.1(6.2) i 14.9.1(6.3);
- (b) Koszty pojedynczego uruchomienia MWE ciepłego określone w pkt 14.9.5;
- (c) Współczynnik sprawności MEE albo ESP, o którym mowa w pkt 14.9.2(5);

na podstawie wykonania za poprzedni kwartał kalendarzowy, w tym wykonania kosztów kwalifikowanych w przypadku pkt (a) i (b);

(15.2) Do końca pierwszego kwartału kalendarzowego przekazuje:

- (a) Pozostałe koszty zmienne wytwarzania określone w pkt 14.9.1(8) na podstawie wykonania za poprzedni rok;
- (b) Informację o rodzaju i aktualnej wartości otrzymywanego wsparcia, o którym mowa w pkt 14.9.1(9), a także informację o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej na podstawie wykonania za poprzedni rok;

(15.3) W przypadku, gdy w okresie, którego dotyczy zgłoszenie aktualizacji cen, dany koszt kwalifikowany uwzględniany w kalkulacji składników cen CWD, CWO lub CU nie był wykazany w ewidencji księgowej, to przyjmuje się wartość tego kosztu z ostatniego okresu, w którym był on wykazany w ewidencji księgowej, chyba że dany koszt nie jest i nie będzie już ponoszony;

(15.4) Niezwłocznie w przypadku:

- (a) Uzyskania informacji o emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO<sub>2</sub> za poprzedni rok kalendarzowy, o której mowa w pkt 14.9.4(2), na podstawie raportu audytora uprawnionego do weryfikacji rocznych raportów z emisji CO<sub>2</sub> – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wartości jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO<sub>2</sub>;
- (b) Zmiany parametrów otrzymywanego wsparcia:
  - (i) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
  - (ii) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

- (iii) Wydania lub zmiany decyzji o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
- (iv) Waloryzacji o której mowa w art. 38 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
- (v) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii;
- (vi) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39a ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii;
- (vii) Waloryzacji o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy o odnawialnych źródłach energii;
- (viii) Innej zmianie, wpływającej na poziom otrzymywanego wsparcia;
- (c) Wydania decyzji lub postanowienia Prezesa URE w trybie art. 88 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;
- (d) Odmowy wydania świadectw pochodzenia na podstawie art. 51 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;
- (e) Wydania decyzji w trybie art. 78 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w której Prezes URE ustalił rzeczywistą ilość energii elektrycznej kogeneracyjnej w danym roku kalendarzowym na niższym poziomie niż wynikający z wniosków dot. MWE zaakceptowanych przez Zarządcę Rozliczeń S.A. – jest zobowiązany do przesłania do OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;
- (f) Wydania decyzji lub postanowienia w trybie art. 80 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – jest zobowiązany do przesłania OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;
- (g) Zmiany wysokości stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, o której mowa w pkt 14.9.2(2) i 14.9.2(3) – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wysokości stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej;

- (h) Zmiany parametrów technicznych MWE lub zmiany współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o którym mowa w pkt 14.9.1(7) – jest zobowiązany do przesłania OSP nowych wartości współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto;
  - (i) Zmiany parametrów technicznych MEE albo ESP – jest zobowiązany do przesłania OSP zaktualizowanej wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP.
- (16) Zgłoszenie aktualizacji cen przez danego DUB jest dokonywane z zachowaniem terminów i zasad zawartych w punktach (5)-(15). Zasady te nie dotyczą aktualizacji cen spowodowanej zmianą powszechnie obowiązujących przepisów prawa. W przypadku takiej zmiany, DUB jest zobowiązany doręczyć do OSP zgłoszenie aktualizacji cen w terminie umożliwiającym stosowanie nowych cen od dnia wejścia w życie zmienionych przepisów prawa.
- Aktualizacja cen CWD, CWO i CU może zostać dokonana również w ramach aneksu do umowy przesyłania, przy czym w zakresie zmiany wartości cen CWD, CWO i CU stosuje się określone w tym punkcie zasady dotyczące obowiązku dostarczenia do OSP zgłoszenia aktualizacji cen, z zastrzeżeniem postanowień pkt (17).
- (17) W przypadku zmiany parametrów technicznych skutkujących zmianą mocy minimalnej JG lub mocy maksymalnej JG:
- (17.1) JG z ZAK = 1 utworzonej z pojedynczego MWE albo MEE – DUB zobowiązany jest dokonać aktualizacji zastępczej oferty na energię bilansującą;
  - (17.2) JG z ZAK = 1 albo z ZAK = 2 utworzonej z pojedynczego MWE cieplnego – DUB zobowiązany jest dokonać aktualizacji pasm mocy, dla których są określone współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa;
- Aktualizacja jest dokonywana w formie aneksu do umowy przesyłania i obowiązuje od dnia wejścia w życie aneksu do umowy przesyłania w zakresie dotyczącym zmienionych parametrów technicznych MWE albo MEE.
- (18) W przypadku zmiany parametrów technicznych JG z ZAK = 1 utworzonej z pojedynczego MWE albo MEE, skutkujących zmianą zakresu rezerw mocy określonych w umowie przesyłania, DUB zobowiązany jest dokonać, w formie aneksu do umowy przesyłania, aktualizacji zastępczej oferty na moce bilansujące. Aktualizacja obowiązuje od dnia wejścia w życie aneksu do umowy przesyłania w zakresie dotyczącym zmienionych parametrów technicznych MWE albo MEE.
- (19) DUB jest odpowiedzialny za rzetelne, prawidłowe i terminowe wyznaczenie składników cen CWD, CWO oraz wartości cen CU. Ceny CWD i CWO są wyznaczone przez OSP w sposób określony w pkt 14.9.1-14.9.3, z zastrzeżeniem pkt (3).

#### 4.4 Warunki dla operatorów rynku

- (1) OR, realizujący funkcje operatorskie dla JB lub JG należących odpowiednio do POB lub DUB, działający w zakresie udzielonego mu przez odpowiednio POB lub DUB zlecenia i umocowania, zawiera z OSP umowę określającą zakres działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa tych jednostek w RB.
- (2) Umowa pomiędzy OR i OSP powinna określać w szczególności:
  - (2.1) Nazwę i dane adresowe;
  - (2.2) Kod identyfikacyjny OR;
  - (2.3) Rodzaj pełnionej funkcji jako OR;
  - (2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;
  - (2.5) Osoby upoważnione ze strony OR do kontaktu z OSP, w tym dokonywania zgłoszeń danych handlowych, technicznych lub przekazywania danych pomiarowych na RB oraz danych wymiany międzysystemowej;
  - (2.6) Wykaz JB lub JG, dla których OR realizuje funkcje operatorskie, w tym ich kody identyfikacyjne;
  - (2.7) Wykaz DUB, dla których OR realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania ofert portfolio na moce bilansujące;
  - (2.8) Zakres, format, tryb, miejsca oraz terminy wymiany informacji z OSP;
  - (2.9) Zobowiązania stron umowy do stosowania postanowień IRiESP i WDB.

## 5 WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ

### 5.1 Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW

#### 5.1.1 Warunki formalno-prawne

- (1) Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych są określone przez biuro przetargów w zasadach alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (ZPW) publikowanych na stronie internetowej biura przetargów.
- (2) Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych nie wymaga dokonywania zgłoszeń w obszarze działania RB oraz w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.
- (3) W wymianie międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych mogą brać udział tylko te podmioty, które:
  - (3.1) Zawarły z OSP umowę przesyłania regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej;
  - (3.2) Są URB będącymi POB.
- (4) OSP przydziela UWM indywidualną JB<sub>WMP</sub>, poprzez którą UWM, działając jako POB, realizuje dostawę energii w ramach wymiany międzysystemowej z wykorzystaniem fizycznych praw przesyłowych.
- (5) Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.
- (6) Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez alokację ZPW w ramach rynku dnia następnego wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych lub finansowych praw przesyłowych.
- (7) Alokowane zdolności przesyłowe są identyfikowane poprzez unikalny identyfikator zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej – unikalny identyfikator ZPW (CAI). Unikalny identyfikator ZPW dotyczy określonego procesu udostępniania zdolności przesyłowych, przekroju handlowego, kierunku oraz ilości energii jaka może być przesłana w ramach wymiany międzysystemowej.

#### 5.1.2 Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych

- (1) Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych obejmuje następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:
  - (1.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;
  - (1.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;
  - (1.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji.

- (2) Alokacja ZPW dla przekrojów handlowych, o których mowa w pkt (1), w ramach finansowych praw przesyłowych jest realizowana poprzez alokację ZPW uzyskaną w przetargach rocznych oraz miesięcznych, zgodnie z publikowanymi przez biuro przetargów zasadami alokacji ZPW.
- (3) Alokacja ZPW dla przekrojów handlowych, o których mowa w pkt (1), w ramach fizycznych praw przesyłowych jest realizowana poprzez alokację ZPW uzyskaną w ramach procesu rezerwowego. Prawo do korzystania z alokacji ZPW na danym przekroju handlowym mają UWM, którzy:
  - (3.1) Posiadają alokację ZPW, samodzielnie lub z udziałem PH, uzyskane w ramach procesu rezerwowego, prowadzonego przez biuro przetargów zgodnie z publikowanymi przez biuro przetargów zasadami alokacji ZPW; oraz
  - (3.2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 6.
- (4) W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych, w celu realizacji USE<sub>WM</sub>, UWM dokonuje zgłoszeń GWM<sub>Z</sub> dla każdej ze swoich USE<sub>WM</sub> poprzez dostarczenie do OSP dokumentu zgłoszenie grafików wymiany międzysystemowej (ZGWM).
- (5) W obszarze działania RB dnia następnego (RBN), zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, w ramach fizycznych praw przesyłowych, UWM działając jako POB zgłasza USE dla swojej JB<sub>WMP</sub>, poprzez którą realizuje on dostawy energii w ramach zawartych USE<sub>WM</sub>.

### 5.1.3 Ograniczanie alokowanych ZPW

- (1) OSP ma prawo zastosować ograniczenie alokowanych ZPW oraz uzgodnionych grafików wymiany międzysystemowej (UGWM) według obowiązujących zasad alokacji i nominacji ZPW publikowanych przez biuro przetargów:
  - (1.1) W przypadku zaistnienia siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej, o których mowa w art. 72 rozporządzenia 2015/1222;
  - (1.2) W celu zapewnienia pracy systemu w granicach bezpieczeństwa, o którym mowa w art. 53 rozporządzenia 2016/1719.
- (2) OSP zwraca koszty lub zapewnia rekompensatę za okres ograniczenia zgodnie zasadami alokacji publikowanymi przez biuro przetargów. OSP nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem ograniczenia alokowanych ZPW.
- (3) Po uzgodnieniu GWM<sub>U</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku siły wyższej, o którym mowa w pkt (1.1).

## **5.2 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków**

### **5.2.1 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) Proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego jest realizowany zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM.
- (2) Jednolitym łączeniem rynków dnia następnego są objęte następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:
  - (2.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Litwy;
  - (2.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Szwecji;
  - (2.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;
  - (2.4) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;
  - (2.5) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji.

### **5.2.2 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego**

- (1) Proces jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest realizowany zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM.
- (2) Jednolitym łączeniem rynków dnia bieżącego są objęte następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:
  - (2.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Litwy;
  - (2.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Szwecji;
  - (2.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;
  - (2.4) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;
  - (2.5) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji.



## 6 WYMAGANIA DOTYCZĄCE ZABEZPIECZENIA NALEŻYTEGO WYKONANIA UMOWY PRZESYŁANIA W ZAKRESIE DOTYCZĄCYM ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM

### 6.1 Obowiązek ustanawiania zabezpieczeń

- (1) Obowiązkowi przedkładania zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB ( $Z_{RB}$ ) podlegają wszyscy URB, za wyjątkiem następujących URB zwolnionych z tego obowiązku:
  - (1.1) URB posiadający aktualną ocenę ratingową na poziomie BBB- lub wyższym;
  - (1.2) URB będący POB<sub>GE</sub>;
  - (1.3) URB będący POB<sub>OSP</sub>.
- (2) Aktualną oceną ratingową jest najniższa z ostatnio opublikowanych, długoterminowych ocen ratingowych, nadanych przez honorowane przez OSP agencje ratingowe. Warunkiem niezbędnym dla uznania aktualnej oceny ratingowej jest wydanie lub podtrzymanie oceny przez agencję ratingową nie dawniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych. Lista honorowanych przez OSP agencji ratingowych wraz z warunkami akceptacji przyznawanych przez te agencje ocen, jest publikowana na stronie internetowej OSP.
- (3) Obowiązkiem URB, o którym mowa w pkt (1.1), jest informowanie OSP o każdej zmianie oceny ratingowej oraz dostarczanie, bez wezwania OSP, posiadanych dokumentów potwierdzających nadanie lub podtrzymanie aktualnej oceny ratingowej. Niedopełnienie powyższego obowiązku stanowi istotne naruszenie warunków umowy przesyłania przez URB.
- (4) Jeżeli URB, o którym mowa w pkt (1.1), w okresie ostatnich 12 miesięcy kalendarzowych realizacji umowy przesyłania nieterminowo regulował zobowiązania względem OSP w rozumieniu postanowień pkt 6.5(7), to jest on zobowiązany do przedłożenia  $Z_{RB}$  bez wezwania OSP, na warunkach określonych w pkt 6.3.

### 6.2 Formy zabezpieczeń

- (1)  $Z_{RB}$  może być ustanowione w formie:
  - (1.1) Pieniężnej ( $Z^P$ ), przelewem na rachunek bankowy OSP. Odsetki od środków  $Z^P$  powiększają kwotę przedłożonego zabezpieczenia;
  - (1.2) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ), wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym;
  - (1.3) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ), wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym;

- (1.4) Weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ), wystawionego przez URB i poręczonego przez podmiot o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (2) Wymogi OSP odnośnie ocen ratingowych wystawców gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych oraz poręczycieli weksli, o których mowa w pkt (1), są identyczne jak w pkt 6.1(2).
- (3) Za zgodą OSP  $Z_{RB}$  może być ustanowione w formie innej ( $Z^{IN}$ ) niż wymienione w pkt (1). W takim przypadku OSP ma prawo uzależnić akceptację takiego zabezpieczenia od własnej oceny ryzyka, określić warunki, na jakich dane zabezpieczenie będzie akceptowane lub określić limit, do wysokości którego dane zabezpieczenie będzie akceptowane. URB jest zobowiązany do dostarczenia wszelkich informacji i danych, mających wpływ na prawidłową ocenę ryzyka przez OSP.
- (4) Niezależnie od form zabezpieczeń, o których mowa w pkt (1) i (3):
  - (4.1) POB<sub>OSD</sub>; oraz
  - (4.2) DUB, który świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem MWE posiadającego status JWCD;są uprawnieni do ustanowienia i utrzymywania  $Z_{RB}$  w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony bądź w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą, do której weksel może zostać wypełniony.
- (5)  $Z_{RB}$  w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt (4), jest przedkładane na okres co najmniej 1 roku.
- (6) W przypadku, gdy:
  - (6.1) POB<sub>OSD</sub>, o którym mowa w pkt (4.1), nie jest właścicielem majątku sieciowego, w odniesieniu do obszaru swojej sieci dystrybucyjnej, służącego do realizacji przez niego funkcji OSD lub jest właścicielem tylko części tego majątku;
  - (6.2) DUB, o którym mowa w pkt (4.2), nie jest właścicielem majątku MWE, o którym mowa w tym punkcie lub jest właścicielem tylko części tego majątku; przedkładany weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt (4), musi być poręczony przez właściciela wyżej wymienionego majątku.
- (7) Wzory dokumentów zabezpieczeń, o których mowa w pkt (1), tj.:
  - (7.1) Gwarancji bankowej;
  - (7.2) Gwarancji ubezpieczeniowej;
  - (7.3) Weksla własnego in blanco i deklaracji wekslowej;są opracowywane przez OSP i publikowane na stronie internetowej OSP.
- (8) OSP opracowuje wzory innych uzgodnionych i zaakceptowanych przez OSP form zabezpieczenia, o których mowa w pkt (3) i (4).

- (9) Numer rachunku bankowego OSP, na który URB może wpłacać zabezpieczenie w formie pieniężnej, sposób dostarczenia zabezpieczenia w formach innych niż forma pieniężna oraz szczegółowe procedury ustanawiania, uzupełniania, odnawiania, wykorzystywania i zwalniania w całości bądź w części  $Z_{RB}$ , określa umowa przesyłania.

### 6.3 Zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń

- (1) URB, który nie został zwolniony z obowiązku przedkładania  $Z_{RB}$  na podstawie pkt 6.1, jest zobowiązany do ustanowienia i utrzymywania  $Z_{RB}$ :
- (1.1) W zakresie dotyczącym rozliczeń niezbilansowania na RB, w przypadku URB będącego wyłącznie POB;
- (1.2) W zakresie dotyczącym rozliczeń usług bilansujących, w przypadku URB będącego wyłącznie DUB;
- (1.3) W zakresie, o którym mowa w pkt (1.1) i (1.2), w przypadku URB będącego jednocześnie POB i DUB.
- (2) Każdy URB, który nie jest zwolniony z obowiązku ustanawiania zabezpieczeń, odpowiada za samodzielne wyliczenie i przedłożenie  $Z_{RB}$  w wysokości gwarantującej zabezpieczenie rozliczeń wynikających z umowy przesyłania, lecz nie mniejszej niż minimalna wysokość dostępnego zabezpieczenia ( $Z^{DOSTmin}$ ), równa 500 000,00 zł.
- (3) Wysokość  $Z_{RB}$ , przedłożonego przez URB dla doby handlowej  $d$ , jest kontrolowana przez OSP w dobie  $d-2$  na podstawie:
- (3.1) Środków pieniężnych ( $Z^P$ ), o które uznany został rachunek bankowy OSP do godziny 16.30 doby  $d-2$ ;
- (3.2) Gwarancji bankowych ( $Z^{GB}$ ), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $d-2$ , których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 10 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową  $d$ ;
- (3.3) Gwarancji ubezpieczeniowych ( $Z^{GU}$ ), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $d-2$ , których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 10 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową  $d$ ;
- (3.4) Weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $d-2$ , których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 60 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową  $d$ ;
- (3.5) Zabezpieczeń w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie ( $Z^{IN}$ ), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $d-2$ , których termin ważności obejmuje co najmniej okres wymagany przez OSP dla tej formy dla zabezpieczenia doby handlowej  $d$ ;
- które spełniają warunki określone w pkt 6.2 oraz nie zostały przeznaczone przez OSP do zwrotu (zwolnienia).

- (4) Jeżeli URB nie przedłoży, nie odnowi lub nie uzupełni  $Z_{RB}$  wymaganego do zabezpieczenia doby handlowej  $d$ , OSP ma prawo podjąć działania określone w pkt 6.4(3).

#### 6.4 Weryfikacja dostępności zabezpieczeń

- (1) Wysokość dostępnego zabezpieczenia ( $Z^{DOST}$ ) dla danego URB dla doby handlowej  $d$  jest kontrolowana przez OSP w dobie  $d-2$  według następującej zależności:

$$Z^{DOST} = \frac{[Z^P + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^W + Z^{IN} - Z^{ZWOL}]}{1 - k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] \quad (6.1)$$

gdzie:

$Z^{DOST}$  – Wysokość dostępnego zabezpieczenia dla danego URB dla doby handlowej  $d$  [zł]

$Z^P$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP dla doby handlowej  $d$ , ustalona w dobie  $d-2$  [zł]

$Z^{GB}$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB w formie gwarancji bankowych dla doby handlowej  $d$ , ustalona w dobie  $d-2$  [zł]

$Z^{GU}$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB w formie gwarancji ubezpieczeniowych dla doby handlowej  $d$ , ustalona w dobie  $d-2$  [zł]

$Z^W$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB w formie weksli własnych in blanco wraz z deklaracją wekslową dla doby handlowej  $d$ , ustalona w dobie  $d-2$  [zł]

$Z^{IN}$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB w innej formie, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP, dla doby handlowej  $d$ , ustalona w dobie  $d-2$  [zł]

$Z^{ZWOL}$  – Wysokość  $Z_{RB}$  danego URB przeznaczona przez OSP do zwrotu (zwolnienia), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby  $d-2$  [zł]

$N_{OSP}$  – Wysokość należności OSP od danego URB, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie  $d-2$  [zł].

Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekady niezakończonych).

W przypadku doby  $d-2$  oraz doby  $d-1$  uwzględnia się prognozowane należności OSP za niezbilansowanie na RB, wyznaczone na podstawie ceny odniesienia ( $C_0$ ) i wyników weryfikacji zgłoszeń GWM oraz USE w ramach realizacji wymiany międzysystemowej

$PN_{OSP}$  – Wysokość należności OSP od danego URB, dla których upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie  $d-2$  [zł].

Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych

$OP_{OSP}$  – Wysokość otrzymanych przez OSP w dobie  $d-2$  płatności, ustalona w dobie  $d-2$ , o które do godziny 16.30 doby  $d-2$  uznany został rachunek OSP, tytułem zapłaty należności OSP od danego URB [zł]

- $Z_{OSP}$  – Wysokość zobowiązań OSP względem danego URB, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie  $d-2$  [zł].  
Zobowiązania są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekad niezakończonych)
- $k$  – Współczynnik obniżający wymagane  $Z_{RB}$  ustalony dla danego URB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.5(1), obowiązujący w dobie  $d$
- (2) Jeśli doba  $d-2$  nie jest dniem roboczym przyjmuje się, że:
- (2.1) Wysokość należności OSP od danego URB, dla których upłynęły terminy płatności ( $PN_{OSP}$ ), ustalona w dobie  $d-2$  jest równa wysokości ustalonej ostatniego dnia roboczego przed dobą  $d-2$ ;
- (2.2) Wysokość otrzymanych w dobie  $d-2$  przez OSP płatności od danego URB ( $OP_{OSP}$ ), ustalona w dobie  $d-2$  jest równa sumie wpłat, o które rachunek bankowy OSP został uznany do godziny 16.30 doby  $d-2$ ;
- (2.3) Wysokość przedłożonych przez URB zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych ( $Z^{GB}$ ), gwarancji ubezpieczeniowych ( $Z^{GU}$ ), weksli własnych in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ) oraz innej formie, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP ( $Z^{IN}$ ), dostarczonych w sposób określony w umowie przesyłania, ustalone w dobie  $d-2$  są równe wysokościami ustalonym ostatniego dnia roboczego przed dobą  $d-2$ ;
- (2.4) Wysokość możliwej do zwrotu (zwolnienia) wysokości  $Z_{RB}$  w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ), gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ), weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ), innej formie, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP ( $Z^{IN}$ ), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby  $d-2$ , ustalone w dobie  $d-2$  są równe zero.
- (3) OSP na bieżąco monitoruje wysokość  $Z^{DOST}$  dla każdego URB. W przypadku gdy wyznaczona dla danego URB w dobie  $d-2$  wysokość  $Z^{DOST}$  dla doby handlowej  $d$  ma wartość mniejszą od  $Z^{DOSTmin}$ , to OSP ma prawo do wstrzymania świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania dla tego URB ze skutkiem od doby handlowej  $d$ , z jednoczesnym ograniczeniem świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania dla tego URB, w przypadku URB będącego POB, w zakresie przyjmowania do realizacji zgłoszeń USE z transakcjami zwiększającymi ilości dostaw energii elektrycznej do partnerów handlowych POB ze skutkiem od terminu określonego w informacji, o której mowa w pkt 3.6.2(1.1).
- (4) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do URB będącego POB, zgłoszenia USE oraz zgłoszenia GWM, jeżeli POB jest jednocześnie UWM, dotyczące doby handlowej  $d$ , nie będą przyjmowane przez OSP od doby  $d-1$ , natomiast zgłoszenia USE dotyczące dób handlowych  $d-2$  i  $d-1$ , nie będą przyjmowane przez OSP w zakresie USE z transakcjami zwiększającymi ilości dostaw energii elektrycznej do partnerów handlowych POB od terminu, od którego OSP ogranicza temu POB świadczenie usług przesyłania, określonego w informacji, o której mowa w pkt 3.6.2(1.1).

- (5) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do URB będącego DUB, zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące, zgłoszenia programów pracy oraz zgłoszenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG należących do tego DUB, dotyczące doby handlowej  $d$ , nie będą przyjmowane przez OSP od doby  $d-1$ .
- (6) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do danego POB, OSP ma jednocześnie prawo do odrzucenia wcześniej przyjętych do realizacji zgłoszeń USE danego POB dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej w przypadku dodatniej wartości ceny energii niezbilansowania albo dla kierunku zakupu energii elektrycznej w przypadku ujemnej wartości ceny energii niezbilansowania, w części, w której te USE:
- (6.1) Nie zostały pokryte  $Z_{RB}$ ; oraz
- (6.2) Skutkują rozliczeniem przeciwnym na RB dla danego POB i POB innych niż  $POB_{GE}$ , będących stroną transakcji handlowych w tych USE, tj.:
- (a) W przypadku dodatniej wartości ceny energii niezbilansowania – zakupem energii z RB przez danego POB i sprzedażą energii na RB przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB; albo
- (b) W przypadku ujemnej wartości ceny energii niezbilansowania – usługą przyjęcia energii niezbilansowania na RB od danego POB i usługą przyjęcia energii niezbilansowania z RB przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB;
- przy czym za energię niezbilansowania sprzedaną na RB, o której mowa w pkt (a), albo usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB, o której mowa pkt (b), przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB, w pierwszej kolejności przyjmuje się energię wynikającą z USE z danym POB.
- (7) Odrzucenie wcześniej przyjętych do realizacji USE, o którym mowa w pkt (6), dotyczy USE danego POB i POB będących stroną transakcji handlowych w tych USE przyjętych do realizacji dla dób handlowych  $d-1$  oraz  $d-2$  poprzedzających dobę handlową  $d$ , od której nastąpiło wstrzymanie świadczenia usług przesyłania dla danego POB, i jest uwzględniane w rozliczeniach dobowych RB oraz w wymagających tego przypadkach w ramach korekt rozliczeń na RB. Odrzucanie wcześniej przyjętych do realizacji USE odbywa się w kolejności od USE zgłoszonych do realizacji najpóźniej.
- (8) Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt (4), to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania, z wyłączeniem możliwości prowadzenia przez POB bilansowania handlowego zasobów URD na RB, nastąpi od 2. doby po uzupełnieniu  $Z_{RB}$  przez POB, które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego POB zabezpieczenia  $Z^{DOST}$ , wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.4(1), będzie miała wartość większą albo równą  $Z^{DOSTmin}$ .
- Zgłoszenia USE oraz GWM, jeżeli POB jest jednocześnie UWM, będą przyjmowane przez OSP od doby poprzedzającej wznowienie świadczenia usług przesyłania.

- (9) Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt (5), to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania nastąpi po:
- (9.1) Uzupelnieniu  $Z_{RB}$  przez DUB, które to uzupelnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego DUB zabezpieczenia  $Z^{DOST}$ , wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.4(1), będzie miała wartość większą albo równą  $Z^{DOSTmin}$ , oraz
  - (9.2) Zakończeniu z wynikiem pozytywnym kwalifikacji DUB, z zastrzeżeniem pkt 3.7.1(14), i przyporządkowaniu zasobu lub grupy zasobów, zgodnie z procedurą określoną w pkt 3.7.1(5)-(7).

Zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące, zgłoszenia programów pracy oraz zgłoszenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG należących do DUB, będą przyjmowane przez OSP od doby poprzedzającej wznowienie świadczenia usług przesyłania.

- (10) Wartość ceny odniesienia ( $C_o$ ) obowiązująca w miesiącu kalendarzowym  $m$  jest wyznaczana i publikowana przez OSP najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem tego miesiąca.  $C_o$  dla miesiąca  $m$  jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z cen energii niezbilansowania ( $CEN$ ) obowiązujących w czterech następujących po sobie dekadach, poczynając od pierwszej dekady miesiąca  $m-2$ .

## 6.5 Zasady obniżania wymaganego zabezpieczenia

- (1) OSP dokonuje obniżenia wymaganego  $Z_{RB}$  dla danego URB, w przypadku, gdy URB w poprzednich miesiącach kalendarzowych, nazywanych dalej badanym okresem, spełnia kryterium terminowego regulowania płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania i utrzymywania  $Z_{RB}$  w wymaganej wysokości. Skalę obniżenia wymaganego  $Z_{RB}$  określa współczynnik  $k$ , gdzie:
- (1.1)  $k = 0,1$  – jeżeli w 3 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość  $Z^{DOST}$  dla tego URB nie była niższa niż  $Z^{DOSTmin}$ ;
  - (1.2)  $k = 0,15$  – jeżeli w 6 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość  $Z^{DOST}$  dla tego URB nie była niższa niż  $Z^{DOSTmin}$ ;
  - (1.3)  $k = 0,5$  – jeżeli w 12 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość  $Z^{DOST}$  dla tego URB nie była niższa niż  $Z^{DOSTmin}$ .
- (2) Obniżenie wymaganego  $Z_{RB}$ , o którym mowa w pkt (1), następuje na wniosek URB.

- (3) Warunkiem przyznania obniżenia wymaganego  $Z_{RB}$  jest spełnienie odpowiedniego kryterium, o którym mowa w pkt (1.1)-(1.3) oraz:
- (3.1) Brak zaległości w zapłacie składek na ubezpieczenia społeczne – stwierdzone na podstawie zaświadczenia o niezaleganiu ze składkami na ubezpieczenia społeczne wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące;
  - (3.2) Brak zaległości w zapłacie podatków – stwierdzone na podstawie zaświadczenia o niezaleganiu z podatkami wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące;
  - (3.3) Dodatni wynik finansowy w okresie ostatnich czterech zakończonych kwartałów kalendarzowych – stwierdzony na podstawie kwartalnych sprawozdań statystyczno-finansowych (F-01) za zakończone kwartały bieżącego roku obrotowego, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB niesporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym; oraz
    - (a) Zatwierdzonego i zbadanego przez biegłego rewidenta (jeśli takie badanie jest wymagane zgodnie z przepisami prawa) sprawozdania finansowego za ostatni rok obrotowy, a w przypadku URB nie sporządzających takich sprawozdań – na podstawie dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy za ostatni rok obrotowy; lub
    - (b) Kwartalnych sprawozdań statystyczno-finansowych (F-01) za ostatni rok obrotowy, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB niesporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym.
- (4) Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3) następuje na bieżąco, w oparciu o daty i kwoty uznania rachunku bankowego OSP oraz wysokość  $Z^{DOST}$  dla tego URB.
- (5) Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (3.1)-(3.3) następuje raz do roku, na podstawie zaktualizowanych dokumentów, przedkładanych przez URB w terminie 30 dni od daty pisemnego wezwania przez OSP, pod rygorem utraty obniżenia wymaganego  $Z_{RB}$ .
- (6) W przypadku nie spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3) i pkt (3.1)-(3.3), OSP pisemnie informuje URB o utracie obniżenia wymaganego  $Z_{RB}$ .
- (7) Kryterium terminowego regulowania płatności jest spełnione, gdy w całym badanym okresie, o którym mowa w pkt (1), były spełnione jednocześnie następujące warunki:
- (7.1) Łączna kwota opóźnionych płatności URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3% wszystkich rozliczeń z URB wynikających z realizacji umowy przesyłania w badanym okresie; oraz



- (7.2) Łączna liczba dni opóźnienia w płatnościach URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3 dni kalendarzowych.
- (8) Jeżeli w dobie  $d-2$ , do której stosowano obniżenie wymaganego  $Z_{RB}$  zgodnie z pkt (1), w powiązaniu z pkt (7), nie zostały w terminie uregulowane jakiegokolwiek płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania, co spowodowało niespełnienie kryterium terminowego regulowania płatności, o którym mowa w pkt (7) lub wysokość  $Z^{DOST}$  była niższa niż  $Z^{DOSTmin}$ , obniżenie  $Z_{RB}$  przestaje obowiązywać. W takim wypadku wysokość  $Z^{DOST}$  dla danego URB dla doby handlowej  $d$  kontroluje się w dobie  $d-2$  przyjmując  $k = 0$ .

## 6.6 Zasady zwalniania zabezpieczeń

- (1) OSP, na pisemny wniosek danego URB, otrzymany do godziny 12.00 doby  $d-2$ , przeznaczona do zwrotu (zwolnienia) zabezpieczenie w wysokości określonej we wniosku URB ( $Z^{ZWOL}$ ), nie wyższej jednak, niż ustalona przez OSP w dobie  $d-2$  maksymalna możliwa do zwrotu (zwolnienia) wysokość zabezpieczenia ( $Z^{ZWOLmax}$ ).
- (2) URB wnioskujący o  $Z^{ZWOL}$  każdorazowo zobowiązany jest do wskazania formy zabezpieczenia, o której zwrot (zwolnienie) wnioskuje oraz:
- (2.1) W przypadku żądania zwrotu zabezpieczenia w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) do jednoznacznego określenia wysokości zabezpieczenia, o którego zwrot wnioskuje oraz wskazania czy zwrot zabezpieczenia ma nastąpić wraz z całością naliczonych odsetek;
- (2.2) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ) do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje;
- (2.3) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ) do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje;
- (2.4) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ) do jednoznacznego określenia daty wystawienia deklaracji wekslowej do weksła, o którego zwrot wnioskuje;
- (2.5) W przypadku żądania zwrotu lub zwolnienia zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie ( $Z^{IN}$ ), do jednoznacznego określenia zabezpieczenia, o którego zwrot lub zwolnienie wnioskuje.

- (3) Wysokość maksymalnego możliwego do zwrotu (zwolnienia) w dobie  $d$  zabezpieczenia ( $Z^{ZWOLmax}$ ), przedłożonego przez danego URB, jest ustalana przez OSP w dobie  $d-2$  jako mniejsza z dwóch wielkości:

- (3.1) Wysokości  $Z^{DOSTmax}$  w dobie handlowej  $d$ , wyznaczonej według następującej zależności:

$$Z^{DOSTmax} = (Z^P + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^W + Z^{IN}) - (N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP} - Z_{OSP} + Z^{DOSTmin}) \cdot (1 - k) \quad (6.2)$$

gdzie:

$Z^{DOSTmin}$  – Minimalna wysokość  $Z_{RB}$ , równa 500 000,00 zł

Opis pozostałych oznaczeń jak dla wzoru (6.1)

oraz odpowiednio:

- (3.2) W przypadku zabezpieczenia w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) – łącznej wysokości zabezpieczeń w formie pieniężnej ustalonych przez OSP w dobie  $d-2$ , w części, w której środki te nie zabezpieczają powstałych już należności OSP; lub
- (3.3) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ) – kwoty określonej na dokumencie gwarancji bankowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub
- (3.4) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ) – kwoty określonej na dokumencie gwarancji ubezpieczeniowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub
- (3.5) W przypadku zabezpieczenia w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ) – kwoty określonej na dokumencie deklaracji wekslowej do weksla, o którego zwrot wnioskuje URB, o ile weksel ten nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub
- (3.6) W przypadku zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie ( $Z^{IN}$ ) – kwoty zabezpieczenia, o której zwrot lub zwolnienie wnioskuje URB, o ile zabezpieczenie to nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (4) Po rozwiązaniu umowy przesyłania lub jej wygaśnięciu, OSP przeznaczona do zwrotu (zwolnienia) ustanowione przez URB  $Z_{RB}$  w całości, pod warunkiem, że wszelkie rozliczenia w ramach umowy przesyłania z URB zostały zakończone.
- (5) Zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia przez OSP następuje niezwłocznie, jednak nie wcześniej niż w dobie  $d$ , w przypadku przedłożenia wniosku do godziny 12.00 doby  $d-2$ , zgodnie z pkt (1). Jeśli doba  $d$  nie jest dniem roboczym, OSP zwraca zabezpieczenie nie wcześniej niż w kolejnym dniu roboczym po dobie  $d$ .

- (6) Zwrot zabezpieczenia następuje wg następujących zasad:
- (6.1) OSP zwraca zabezpieczenie w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) dokonując przelewu środków na rachunek bankowy URB wskazany w umowie przesyłania;
  - (6.2) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ) wysyłając do banku – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji bankowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru lub w przypadku e-gwarancji oświadczenie OSP o zwolnieniu banku ze wszystkich zobowiązań wynikających z gwarancji;
  - (6.3) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ) wysyłając do ubezpieczyciela – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji ubezpieczeniowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru lub w przypadku e-gwarancji oświadczenie OSP o zwolnieniu ubezpieczyciela ze wszystkich zobowiązań wynikających z gwarancji;
  - (6.4) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową ( $Z^W$ ), zezwalając na odbiór przez uprawnionego przedstawiciela wystawcy weksła oryginału dokumentu weksla wraz z dokumentem deklaracji wekslowej za pokwitowaniem odbioru;
  - (6.5) OSP zwalnia zabezpieczenie w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie ( $Z^{IN}$ ), wg zasad określonych w dokumencie zabezpieczenia lub innych dokumentach, zaakceptowanych przez OSP.

## 7 USŁUGI BILANSUJĄCE

### 7.1 Katalog usług bilansujących

- (1) OSP pozyskuje, na zasadach określonych w WDB, następujące usługi bilansujące:
  - (1.1) Energię bilansującą;
  - (1.2) Moce bilansujące.
- (2) Moce bilansujące, o których mowa w pkt (1.2), dotyczą:
  - (2.1) Rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR);
  - (2.2) Rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR):
    - (a) Rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR);
    - (b) Rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd);
  - (2.3) Rezerwy zastępczej (RR).
- (3) OSP nabywa moce bilansujące odrębnie dla kierunku w górę i w dół.
- (4) Wymagane wielkości mocy bilansujących dla poszczególnych okresów nabywania mocy bilansujących doby handlowej  $d$ , zwane również zapotrzebowaniem na moce bilansujące dla doby handlowej  $d$ , są określane przez OSP w dobie  $d-1$ , przed rozpoczęciem procesu nabywania tych mocy:
  - (4.1) FCR – zgodnie z SAFA RGCE;
  - (4.2) FRR – zgodnie z zasadami określania wielkości FRR, opracowanymi na podstawie art. 157 rozporządzenia 2017/1485, zatwierdzonych przez Prezesa URE;
  - (4.3) RR – przy uwzględnieniu wytycznych określonych w art. 160 rozporządzenia 2017/1485, na podstawie:
    - (a) W przypadku RR w górę ( $RR^G$ ) – wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, wyznaczonej w sposób określony w pkt 7.7, pomniejszonej o wymagane wielkości mocy bilansujących FCR i FRR w górę;
    - (b) W przypadku RR w dół ( $RR^D$ ) – bieżącego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół w obszarze RB, przy czym OSP nabywa  $RR^D$  wyłącznie w okresach szczególnego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół, tj. w okresach zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół ponad wielkości wymagane w ramach FCR i FRR w dół.
- (5) Wymagane wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt (4), określone i opublikowane przez OSP w dobie  $d-1$  przed rozpoczęciem procesu nabywania tych mocy, podlegają aktualizacji w dobie  $d-1$  i  $d$  w wymagających tego przypadkach, zgodnie z bieżącymi uwarunkowaniami pracy KSE.

- (6) Usługi bilansujące świadczy DUB poprzez JG: (i) dla których posiada aktualne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia wskazanych usług bilansujących, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, (ii) w zakresie zgodnym z parametrami JG określonymi w potwierdzeniu zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących i zawartymi w umowie przesyłania.
- (7) Wymagania techniczne dla JG świadczących usługi bilansujące określa załącznik nr 2 do WDB.

## 7.2 Energia bilansująca

- (1) W świadczeniu usługi bilansującej w zakresie energii bilansującej uczestniczy DUB poprzez każdą JG:
  - (1.1) W zakresie zgodnym z rodzajem JG i parametrami JG określonymi w umowie przesyłania;
  - (1.2) Dla której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej;
  - (1.3) Na podstawie zgłoszonego dla JG programu pracy i oferty zintegrowanego procesu grafikowania; oraz
  - (1.4) Przy uwzględnieniu przekazanych informacji o aktualnej dyspozycyjności JG.
- (2) OSP pozyskuje energię bilansującą na zasadach określonych w pkt 10.
- (3) W ramach usługi bilansującej w zakresie energii bilansującej jest pozyskiwana energia bilansująca dostarczona lub odebrana przez JG, w wyniku zmiany programu pracy JG na polecenie OSP poprzez wykorzystanie oferty zintegrowanego procesu grafikowania, w tym poprzez aktywację na platformie RR, oraz aktywację nabytych mocy bilansujących.
- (4) Każda JG ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej.
- (5) Parametry JG dotyczące energii bilansującej są zawarte w umowie przesyłania.

## 7.3 Rezerwa utrzymania częstotliwości

- (1) FCR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania.
- (2) Kwalifikacja JG do świadczenia FCR dotyczy odrębnie kierunku w górę (FCR<sup>G</sup>) oraz kierunku w dół (FCR<sup>D</sup>).
- (3) W świadczeniu FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup> może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>.

- (4) JG<sub>w1</sub> utworzona z MWE ciepłego, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.
- (5) Na zdolność JG do świadczenia FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup> składają się:
  - (5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>;
  - (5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji niezbędnych do świadczenia odpowiednio FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>.
- (6) OSP nabywa moce bilansujące FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup> na zasadach określonych w pkt 10.
- (7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:
  - (7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup> w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>; oraz
  - (7.2) Praca JG z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup>.
- (8) Parametry JG dotyczące FCR<sup>G</sup> lub FCR<sup>D</sup> są zawarte w umowie przesyłania.

#### **7.4 Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną**

- (1) aFRR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej i przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej, która jest aktywowana przez OSP w sposób zdalny, automatycznie, z wykorzystaniem systemu LFC.
- (2) Kwalifikacja JG do świadczenia aFRR dotyczy odrębnie kierunku w górę (aFRR<sup>G</sup>) oraz kierunku w dół (aFRR<sup>D</sup>).
- (3) W świadczeniu aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup> może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>.
- (4) JG<sub>w1</sub> utworzona z MWE ciepłego, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia aFRR<sup>G</sup> i aFRR<sup>D</sup>, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.
- (5) Na zdolność JG do świadczenia aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup> składają się:
  - (5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>;
  - (5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji JG niezbędnych do świadczenia odpowiednio aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>.
- (6) OSP nabywa moce bilansujące aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup> na zasadach określonych w pkt 10.

- (7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:
- (7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup> w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>; oraz
  - (7.2) Praca JG z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup>.
- (8) Parametry JG dotyczące aFRR<sup>G</sup> lub aFRR<sup>D</sup> są zawarte w umowie przesyłania.

## 7.5 Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego

- (1) mFRRd stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej i przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej, która jest aktywowana przez OSP w sposób zdalny, niezależnie od harmonogramu aktywacji ofert na energię bilansującą.
- (2) Kwalifikacja JG do świadczenia mFRRd dotyczy odrębnie kierunku w górę (mFRRd<sup>G</sup>) oraz kierunku w dół (mFRRd<sup>D</sup>).
- (3) W świadczeniu mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>.
- (4) JG<sub>MI</sub> utworzona z MWE ESP, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup>, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.
- (5) Na zdolność JG do świadczenia mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> składają się:
  - (5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>;
  - (5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji JG niezbędnych do świadczenia odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>.
- (6) OSP nabywa moce bilansujące mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> na zasadach określonych w pkt 10.
- (7) Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach RMB (w trybie podstawowym) jest:
  - (7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> w ilości energii bilansującej wynikającej z maksymalnych nabytych w ramach RMB wielkości odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> w OREB w dobie handlowej trwających łącznie 2 godziny; oraz
  - (7.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> na polecenie OSP.

- (8) Ilość energii bilansującej, o której mowa w pkt (7.1), jest wyznaczana oddzielnie dla każdej JG oraz mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> na podstawie grafików mocy bilansującej odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> z przyjętego w ramach RBN programu pracy dla danej JG.
- (9) Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach ZPG (w trybie uzupełniającym) jest:
  - (9.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> w ilości energii bilansującej wynikającej z nabytych w ramach ZPG wielkości odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> we wszystkich OREB w dobie handlowej; oraz
  - (9.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> na polecenie OSP.
- (10) Parametry JG dotyczące mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> są zawarte w umowie przesyłania.

## 7.6 Rezerwa zastępcza

- (1) RR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganej wielkości FRR, aby zapewnić przygotowanie na dodatkowe niezbilansowania systemu.
- (2) Kwalifikacja JG do świadczenia RR dotyczy odrębnie kierunku w górę (RR<sup>G</sup>) oraz kierunku w dół (RR<sup>D</sup>).
- (3) W świadczeniu RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>.
- (4) JG<sub>W1</sub>, JG<sub>M1</sub> i JG<sub>Z1</sub> utworzona z MWE, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.
- (5) Na zdolność JG do świadczenia odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> składają się:
  - (5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>;
  - (5.2) Utrzymywanie zdolności technicznej JG do odbioru i wykonania polecenia OSP odpowiednio w ramach RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>, zgodnie z harmonogramem aktywacji ofert na energię bilansującą.
- (6) OSP nabywa moce bilansujące RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> na zasadach określonych w pkt 10.
- (7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:
  - (7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>; oraz



- (7.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> na polecenie OSP.
- (8) Parametry JG dotyczące RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> są zawarte w umowie przesyłania.

## 7.7 Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę

- (1) Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę stanowi oszacowanie wielkości rezerwy mocy w kierunku dostawy energii bilansującej wymaganej do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych, w przypadku wystąpień źródeł niepewności zbilansowania (ZNZ), o których mowa w pkt 12.6.
- (2) Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla danego OREB jest wyznaczana na podstawie współczynników właściwych dla zbioru OREB o jednolitej niepewności zbilansowania (OJNZ), o którym mowa w pkt 12.7, do którego należy dany OREB, oraz następujących wielkości dotyczących tego OREB:
- (2.1) Prognozy zapotrzebowania na moc KSE;
- (2.2) Prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;
- (2.3) Prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;
- zgodnie z poniższym wzorem:

$$WRM_t^G = \max(WMB_t^{FCRG} + WMB_t^{FRRG}; \min(\alpha_o^Z \cdot X_t^Z + \alpha_o^{FW} \cdot X_t^{FW} + \alpha_o^{PV} \cdot X_t^{PV} + ws_o; WMB^{Max})) \quad (7.1)$$

gdzie:

- $WRM_t^G$  – Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla OREB  $t$  [MW]
- $WMB_t^{FCRG}$  – Wymagana wielkość mocy bilansującej FCR<sup>G</sup> dla OREB  $t$  [MW]
- $WMB_t^{FRRG}$  – Wymagana wielkość mocy bilansujących aFRR<sup>G</sup> i mFRRd<sup>G</sup> dla OREB  $t$  [MW]
- $WMB^{Max}$  – Górny limit wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, równy 110% wartości 99-percentyla historycznych ZNZ, zanotowanych w ostatnim roku (w 4 następujących po sobie kwartałach kalendarzowych) [MW]
- $X_t^Z$  – Prognoza zapotrzebowania na moc KSE dla OREB  $t$  [MW]
- $X_t^{FW}$  – Prognoza generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OREB  $t$  [MW]
- $X_t^{PV}$  – Prognoza generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OREB  $t$  [MW]
- $\alpha_o^Z$  – Współczynnik dotyczący zapotrzebowania na moc KSE dla OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$
- $\alpha_o^{FW}$  – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$
- $\alpha_o^{PV}$  – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$
- $ws_o$  – Wielkość stała dla OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$  [MW]

- (3) Współczynniki oraz wielkość stała, stosowane we wzorze (7.1), są wyznaczone przez OSP:
- (3.1) Kwartalnie, na podstawie danych historycznych za okres 12 kwartałów kalendarzowych, z wyłączeniem okresów oznaczonych jako okresy niereprezentatywne, zgodnie z pkt 12.3(7);
  - (3.2) W wyniku rozwiązania zadania optymalizacji, którego celem jest minimalizacja wartości wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, przy jednoczesnym ograniczeniu braku pokrycia wielkości historycznych ZNZ do poziomu nieprzekraczającego 1% liczby OREB w roku (w 4 następujących po sobie kwartałach kalendarzowych) zgodnie z wytycznymi określonymi w art. 160 rozporządzenia 2017/1485, z uwzględnieniem minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej ( $RO^{Min}$ ).

## 8 ZGŁASZANIE DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM

### 8.1 Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych

- (1) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest to czynność, którą wykonuje OR w stosunku do OSP, jako administratora RB, polegająca na przekazaniu danych handlowo-technicznych, ściśle zdefiniowanych co do formy, zakresu oraz terminu przekazywania.
- (2) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest złożeniem zobowiązania do realizacji określonych działań lub gotowości do ich wykonania, w zakresie, przedziale czasowym i na warunkach określonych w zgłoszeniu oraz w WDB.
- (3) Podstawowymi obiektami na RB, których dotyczy zgłaszanie i przetwarzanie danych handlowych i technicznych, są JB i JG.
- (4) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest wykonywane w celu fizycznej realizacji umów sprzedaży energii dla JB oraz programów pracy dla JG z wykorzystaniem sieci na obszarze której działa RB oraz, w określonych przypadkach, udziału JG w bilansowaniu zasobów KSE, które jest realizowane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikówania.
- (5) Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dotyczy:
  - (5.1) W przypadku pojedynczej JB:
    - (a) Umów sprzedaży energii (USE);
  - (5.2) W przypadku pojedynczej JG:
    - (a) Programów pracy (PP);
    - (b) Ofert zintegrowanego procesu grafikówania (OZPG), przy czym na zgłoszenie OZPG może się składać:
      - (i) Oferta na energię bilansującą (OEB);
      - (ii) Oferta na moce bilansujące (OMB);
      - (iii) Oferta techniczna (OT);
  - (5.3) W przypadku wszystkich JG, poprzez które DUB świadczy moce bilansujące:
    - (a) Ofert portfolio na moce bilansujące (OPMB).
- (6) Zgłoszenie USE zawiera dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej (zakup i sprzedaż energii elektrycznej), wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez określone JB.
- (7) Zgłoszenie PP zawiera dane handlowo-techniczne dotyczące planowanej przez DUB mocy obciążenia JG oraz planowanych do dostarczenia mocach bilansujących.
- (8) Zgłoszenie OEB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostawy i odbioru energii bilansującej poprzez JG.

- (9) Zgłoszenie OMB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących poprzez JG.
- (10) Zgłoszenie OT zawiera dane techniczne dotyczące charakterystyk uruchamiania JG<sub>w1</sub> dla trzech stanów cieplnych: gorącego, ciepłego i zimnego.
- (11) Zgłoszenie OPMB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących bez wskazywania JG, poprzez które nastąpi dostarczenie mocy bilansujących.
- (12) W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych na RB uczestniczą: OHT, OH oraz OSP.
- (13) Zgłoszenie PP i OZPG dotyczące JG, w skład której wchodzi zasób URD, w zakresie w jakim DUB planuje zrealizować PP i świadczyć usługi bilansujące z wykorzystaniem tego zasobu, musi spełniać bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej, do której przyłączony jest dany zasób. Bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych uwarunkowań przez zgłoszenia PP i OZPG dotyczące JG, w odniesieniu do zasobu URD wchodzącego w skład tej JG, są określone w IRiESD opracowanej przez OSD, do którego sieci jest przyłączony zasób URD.
- (14) OH przekazuje do OSP zgłoszenia USE dotyczące poszczególnych JB, dla których realizuje funkcje operatorskie.
- (15) OHT przekazuje do OSP:
  - (15.1) Zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG dotyczące poszczególnych JG, dla których realizuje funkcje operatorskie;
  - (15.2) Zgłoszenia OPMB dotyczące wszystkich JG poszczególnych DUB, poprzez które świadczą moce bilansujące i w odniesieniu do których dany OHT, spośród OHT realizujących funkcje operatorskie dla JG danego DUB, został wyznaczony jako odpowiedzialny za zgłaszanie OPMB na RB.
- (16) OSP gromadzi otrzymane dane, przetwarza je, a wyniki przetwarzania przekazuje do:
  - (16.1) OH, którzy realizują funkcje operatorskie dla poszczególnych JB, w przypadku zgłoszeń USE;
  - (16.2) OHT, którzy realizują funkcje operatorskie dla poszczególnych JG, w przypadku zgłoszeń PP i zgłoszeń OZPG;
  - (16.3) OHT, którzy realizują funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB na RB dla JG poszczególnych DUB, w przypadku zgłoszeń OPMB.
- (17) Informacje w zakresie energii elektrycznej i mocy zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych są wyrażone w wielkościach netto.
- (18) Informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych dotyczą jednej doby handlowej.

- (19) Informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych, z zastrzeżeniem pkt (20), są określane dla:
- (19.1) Pojedynczych ORN doby handlowej w przypadku zgłoszenia USE;
  - (19.2) Pojedynczych OREB doby handlowej w przypadku zgłoszenia PP, zgłoszenia OEB i zgłoszenia OMB;
  - (19.3) Pojedynczych ONMB<sup>P</sup> doby handlowej w przypadku zgłoszenia OPMB.
- (20) Informacje zawarte w zgłoszeniu OT dotyczą całej doby handlowej.
- (21) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 24 godziny i zawiera 96 ORN, 96 OREB i 24 ONMB<sup>P</sup>, z zastrzeżeniem pkt (25.1) i (26.1).
- (22) Pierwszy ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1” i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 0.15 włącznie. Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „96”, z zastrzeżeniem pkt (25.2) i (26.2), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.
- (23) Pierwszy OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1” i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 0.15 włącznie. Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „96”, z zastrzeżeniem pkt (25.3) i (26.3), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.
- (24) Pierwszy ONMB<sup>P</sup> doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1” i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 1.00 włącznie. Ostatni ONMB<sup>P</sup> doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „24”, z zastrzeżeniem pkt (25.4) i (26.4), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.
- (25) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni:
- (25.1) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 23 godziny i zawiera odpowiednio 92 ORN, 92 OREB i 23 ONMB<sup>P</sup>;
  - (25.2) Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „92”;
  - (25.3) Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „92”;
  - (25.4) Ostatni ONMB<sup>P</sup> doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „23”;
- (26) W przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy:
- (26.1) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 25 godzin i zawiera odpowiednio 100 ORN, 100 OREB i 25 ONMB<sup>P</sup>;
  - (26.2) Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „100”;

- (26.3) Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „100”;
- (26.4) Ostatni ONMB<sup>P</sup> doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „25”.
- (27) Wymiana danych dotyczących zgłoszeń danych handlowych i technicznych pomiędzy OR i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych za pomocą:
  - (27.1) W przypadku wymiany danych dotyczących JB – systemu informatycznego WIRE, a w przypadku awarii WIRE systemu informatycznego PREU;
  - (27.2) W przypadku wymiany danych dotyczących JG – systemów informatycznych WIRE lub PREU, zgodnie z wymaganiami w zakresie systemów wymiany danych określonymi dla poszczególnych rodzajów JG w załączniku nr 2 do WDB.
- (28) Dokumenty zgłoszeń danych handlowych i technicznych muszą spełniać warunki określone w standardach technicznych wymiany danych. Dokumenty niespełniające tych warunków nie są przetwarzane przez OSP.
- (29) Dokumenty zgłoszeń danych handlowych i technicznych otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (stemplem czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.
- (30) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych są dokonywane na RB w trzech, następujących po sobie etapach:
  - (30.1) Zgłoszenia OPMB w ramach rynku mocy bilansujących (RMB);
  - (30.2) Zgłoszenia USE, zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG w ramach rynku bilansującego dnia następnego (RBN);
  - (30.3) Zgłoszenia USE, zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG (za wyjątkiem zgłoszenia OT) w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (RBB).

## 8.2 Typy dokumentów wymieniane pomiędzy OR i OSP

- (1) W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych wyróżnia się następujące typy wymienianych dokumentów:
  - (1.1) Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych;
  - (1.2) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia;
  - (1.3) Dokument OSP inicjujący proces pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń RBB.
- (2) Zgłoszenia OPMB są dokonywane za pomocą dokumentu zgłoszenie ofert portfolio na moce bilansujące (ZOPMB).
- (3) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia OPMB są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (3.1) Informacja o niezgodności zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące (IZOPMB);

- (3.2) Odrzucenie zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące (OZOPMB);
- (3.3) Przyjęte oferty portfolio na moce bilansujące (POPMB).
- (4) Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (4.1) W ramach RBN:
    - (a) Zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia następnego (ZUSE);
  - (4.2) W ramach RBB:
    - (a) Zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego (ZUSEB).
- (5) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (5.1) W ramach RBN:
    - (a) Informacja o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (IZUSE);
    - (b) Informacja uzupełniająca o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (IUZUSE);
    - (c) Odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (OZUSE);
    - (d) Przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia następnego (PUSE).
  - (5.2) W ramach RBB:
    - (a) Odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego (OZUSEB);
    - (b) Przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia bieżącego (PUSEB).
- (6) Zgłoszenia PP w ramach RBN i RBB są dokonywane za pomocą dokumentu zgłoszenie programu pracy (ZPP).
- (7) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia PP są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (7.1) W ramach RBN:
    - (a) Informacja o niezgodności zgłoszenia programu pracy (IZPP);
    - (b) Odrzucenie zgłoszenia programu pracy (OZPP);
    - (c) Przyjęty program pracy (PPP);
  - (7.2) W ramach RBB:
    - (a) Odrzucenie zgłoszenia programu pracy (OZPP);
    - (b) Przyjęty program pracy (PPP).
- (8) Zgłoszenia OZPG są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (8.1) W ramach RBN:
    - (a) Zgłoszenie oferty na energię bilansującą (ZOEB);

- (b) Zgłoszenie oferty na moce bilansujące (ZOMB);
  - (c) Zgłoszenie oferty technicznej (ZOT);
- (8.2) W ramach RBB:
  - (a) Zgłoszenie oferty na energię bilansującą (ZOEB);
  - (b) Zgłoszenie oferty na moce bilansujące (ZOMB).
- (9) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia OZPG są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
  - (9.1) W ramach RBN:
    - (a) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na energię bilansującą (IZOEB);
    - (b) Odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą (OZOEB);
    - (c) Przyjęta oferta na energię bilansującą (POEB);
    - (d) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na moce bilansujące (IZOMB);
    - (e) Odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące (OZOMB);
    - (f) Przyjęta oferta na moce bilansujące (POMB);
    - (g) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty technicznej (IZOT);
    - (h) Odrzucenie zgłoszenia oferty technicznej (OZOT);
    - (i) Przyjęta oferta techniczna (POT);
  - (9.2) W ramach RBB:
    - (a) Odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą (OZOEB);
    - (b) Przyjęta oferta na energię bilansującą (POEB);
    - (c) Odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące (OZOMB);
    - (d) Przyjęta oferta na moce bilansujące (POMB).
- (10) Zainicjowanie procesu pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń USE w ramach RBB jest dokonywane przez OSP za pomocą dokumentu zapytanie o zgłoszenie USE dla dnia bieżącego (ZZUSEB).
- (11) Dokumentom danego typu zgłaszanym przez OR dotyczącym danej doby handlowej oraz:
  - (11.1) Wszystkich JG danego DUB, poprzez które świadczy moce bilansujące, w przypadku ZOPMB;
  - (11.2) Danej JB w przypadku ZUSE i ZUSEB;
  - (11.3) Danej JG w przypadku ZPP, ZOEB, ZOMB i ZOT;są nadawane przez OR unikalne identyfikatory liczbowe (numer porządkowy zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR danego typu zgłoszeń dla



danej doby handlowej i odpowiednio wszystkich JG DUB, poprzez które świadczy moce bilansujące, JB albo JG. Kolejnym zgłoszeniom danego typu dokumentu, dotyczącym odpowiednio wszystkich JG DUB, JB albo JG i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające numery porządkowe zgłoszenia. Dostarczone do OSP zgłoszenie niespełniające powyższego warunku, tj. o numerze porządkowym zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanych zgłoszeniom dostarczonym wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP.

### 8.3 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

#### 8.3.1 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB

- (1) Zgłoszenia OPMB dla doby handlowej  $d$  są dokonywane w okresie otwarcia bramki na RMB, który trwa od godziny 8.30 doby  $d-1$  do godziny 9.00 doby  $d-1$ . W chwili otwierania bramki na RMB dla doby handlowej  $d$ , tj. o godzinie 8.30 doby  $d-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 9.00 doby  $d-1$ , zgłoszenia OPMB mogą być dostarczane do OSP.
- (2) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń OPMB dla doby handlowej  $d$  są wszystkie ONMB<sup>P</sup> doby handlowej  $d$ .
- (3) Zgłoszenie OPMB dla doby handlowej  $d$  i DUB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej  $d$  albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.
- (4) W okresie otwarcia bramki na RMB OSP prowadzi wstępną weryfikację zgłoszeń OPMB oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o niezgodnościach w zgłoszeniach OPMB.
- (5) Po zamknięciu bramki na RMB OSP przeprowadza ostateczną weryfikację zgłoszeń OPMB i informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o odrzuconych zgłoszeniach OPMB i przyjętych OPMB.

W przyjętych OPMB zgłoszone dane mogą być odrzucone lub zmienione, częściowo albo w całości, zgodnie z zasadami weryfikacji zgłoszeń OPMB, jeżeli nie spełniały warunków tej weryfikacji. Odrzucenie zgłoszenia OPMB jest odsyłane przez OSP w przypadku braku możliwości wyznaczenia przyjętych OPMB na podstawie zgłoszonych danych.

- (6) W ramach wstępnej i ostatecznej weryfikacji zgłoszeń OPMB są przetwarzane dla danego DUB zgłoszenia o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia.
- (7) Zgłoszenie OPMB (dokument ZOPMB) jest opcjonalne.
- (8) Harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB jest przedstawiony w tabeli 8.1.

**Tabela 8.1. Harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB dla doby handlowej  $d$ .**

Termin/okres	Działania OR	Działania OSP
Godzina 8.30 doby $d-1$ .		Rozpoczęcie procesu zgłaszania OPMB dla doby handlowej $d$ w ramach RMB (otwarcie bramki na RMB dla doby handlowej $d$ ).
Od godziny 8.30 doby $d-1$ do godziny 9.00 doby $d-1$ .	Iteracyjnie: Przesyłanie zgłoszeń OPMB w ramach RMB (dokumenty ZOPMB). Odbiór informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach OPMB i poprawianie zgłoszeń OPMB.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i wstępna weryfikacja zgłoszeń OPMB w ramach RMB. Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach OPMB (dokumenty IZOPMB).
Godzina 9.00 doby $d-1$ .		Zakończenie procesu zgłaszania OPMB dla doby handlowej $d$ w ramach RMB (zamknięcie bramki na RMB dla doby handlowej $d$ ).
Od godziny 9.00 doby $d-1$ do godziny 10.00 doby $d-1$ .	Odbiór informacji o odrzuconych zgłoszeniach OPMB. Odbiór informacji o przyjętych OPMB.	Ostateczna weryfikacja zgłoszeń OPMB w ramach RMB: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych zgłoszeniach OPMB (dokumenty OZOPMB). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych OPMB (dokumenty POPMB).

- (9) OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki na RMB dla doby handlowej  $d$ , poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki z godziny 9.00 doby  $d-1$  na późniejszą, w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi zgłoszeń OPMB, uniemożliwiającej dokonanie w terminie zgłoszeń OPMB dla wszystkich DUB. OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki na RMB dla doby handlowej  $d$  poprzez wysłanie komunikatu do OR z nowym terminem zamknięcia bramki. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

### 8.3.2 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN

- (1) Zgłoszenia USE, PP i OZPG dla doby handlowej  $d$  w ramach RBN są dokonywane w okresie otwarcia bramki na RBN, który trwa od godziny 10.00 doby  $d-1$  do godziny 14.30 doby  $d-1$ . W chwili otwierania bramki na RBN dla doby handlowej  $d$ , tj. o godzinie 10.00 doby  $d-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 14.30 doby  $d-1$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.
- (2) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN dla doby handlowej  $d$ , z wyjątkiem zgłoszeń OT, dla których aktywny okres zgłoszenia nie jest określany, są:
  - (2.1) Wszystkie ORN doby handlowej  $d$  – w przypadku zgłoszeń USE;
  - (2.2) Wszystkie OREB doby handlowej  $d$  – w przypadku zgłoszeń PP, zgłoszeń OEB i zgłoszeń OMB.
- (3) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych w ramach RBN dla doby handlowej  $d$  i JB albo JG URB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej  $d$  albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.
- (4) W okresie otwarcia bramki na RBN OSP prowadzi wstępną weryfikację zgłoszeń danych handlowych i technicznych dotyczących danej doby handlowej oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o:
  - (4.1) Niezgodnościach w zgłoszeniach USE;
  - (4.2) Niezgodnościach w zgłoszeniach PP;
  - (4.3) Niezgodnościach w zgłoszeniach OEB;
  - (4.4) Niezgodnościach w zgłoszeniach OMB;
  - (4.5) Niezgodnościach w zgłoszeniach OT.
- (5) Po zamknięciu bramki na RBN OSP przeprowadza ostateczną weryfikację zgłoszeń danych handlowych i technicznych dotyczących danej doby handlowej oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o:
  - (5.1) Odrzuconych zgłoszeniach USE i przyjętych USE;
  - (5.2) Odrzuconych zgłoszeniach PP i przyjętych PP;
  - (5.3) Odrzuconych zgłoszeniach OEB i przyjętych OEB;
  - (5.4) Odrzuconych zgłoszeniach OMB i przyjętych OMB;
  - (5.5) Odrzuconych zgłoszeniach OT i przyjętych OT.

W przyjętych dokumentach zgłoszone dane mogą być odrzucone lub zmienione, częściowo albo w całości, zgodnie z zasadami weryfikacji danego typu zgłoszenia, jeżeli nie spełniały warunków tej weryfikacji. Odrzucenie zgłoszenia jest odsyłane przez OSP w przypadku braku możliwości wyznaczenia przyjętego dokumentu na podstawie zgłoszonych danych.

- (6) W ramach wstępnej weryfikacji zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB i OT oraz ostatecznej weryfikacji tych zgłoszeń są przetwarzane dla danej JB albo JG zgłoszenia o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia.
- (7) Zgłoszenie USE w ramach RBN (dokument ZUSE) jest obowiązkowe dla każdej JB.
- (8) Zgłoszenie PP (dokument ZPP) i zgłoszenie OEB (dokument ZOEB) w ramach RBN jest obowiązkowe dla każdej JG.
- (9) Zgłoszenie OMB (dokument ZOMB) w ramach RBN dotyczy JG, które są kwalifikowane do świadczenia FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>, i jest obowiązkowe. Nie może być dokonane zgłoszenie OMB w zakresie mocy bilansujących, do świadczenia których JG nie jest kwalifikowana.
- (10) Zgłoszenie OT (dokument ZOT) w ramach RBN dotyczy JG<sub>w1</sub> i jest opcjonalne. Dla pozostałych JG nie ma możliwości dokonania zgłoszenia OT.
- (11) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie PP lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązujący w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęty, i przesłany w dokumencie PPP, zerowy PP, o którym mowa w pkt 8.6.12(19).
- (12) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OEB lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POEB:
  - (12.1) OEB wyznaczona na podstawie zastępczej OEB dla tej JG – w przypadku JG<sub>w1</sub>, JG<sub>M1</sub> i JG<sub>Z1</sub>;
  - (12.2) Zerowa OEB, tj. oferta z zerową mocą ofertową – w przypadku pozostałych JG.
- (13) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OMB lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone w zakresie mocy bilansującej dotyczące rezerwy mocy, do której świadczenia JG jest kwalifikowana, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń dla tego typu mocy bilansującej zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POMB:
  - (13.1) OMB wyznaczona na podstawie zastępczej OMB dla tej JG – w przypadku JG<sub>w1</sub>, JG<sub>M1</sub> i JG<sub>Z1</sub>;
  - (13.2) Zerowa OMB, tj. oferta zawierająca zerowe oferowane wolumeny mocy – w przypadku pozostałych JG.
- (14) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG<sub>w1</sub> nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OT lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POT ostatnia przyjęta OT albo OT wyznaczona na podstawie parametrów JG z umowy przesyłania w przypadku braku ostatniej przyjętej OT lub wejścia w życie aktualizacji umowy przesyłania w zakresie OT od danej doby handlowej.
- (15) Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN jest przedstawiony w tabeli 8.2.

**Tabela 8.2. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN dla doby handlowej *d*.**

Termin/okres	Działania OR	Działania OSP
Godzina 10.00 doby <i>d-1</i> .		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE, PP, OEB, OMB i OT dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBN (otwarcie bramki na RBN dla doby handlowej <i>d</i> ).
Od godziny 10.00 doby <i>d-1</i> do godziny 14.30 doby <i>d-1</i> .	Iteracyjnie: Przesyłanie zgłoszeń USE (dokumenty ZUSE), PP (dokumenty ZPP), OEB (dokumenty ZOEB), OMB (dokumenty ZOMB) i OT (dokumenty ZOT) w ramach RBN. Odbiór informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach USE, PP, OEB, OMB i OT oraz poprawianie zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB i OT.	Iteracyjnie: Przyjmowanie i wstępna weryfikacja zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB i OT w ramach RBN. Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w zgłoszeniach USE (dokumenty IZUSE, IUZUSE), PP (dokumenty IZPP), OEB (dokumenty IZOEB), OMB (dokumenty IZOMB) i OT (dokumenty IZOT).
Godzina 14.30 doby <i>d-1</i> .		Zakończenie procesu zgłaszania USE, PP, OEB, OMB i OT dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBN (zamknięcie bramki na RBN dla doby handlowej <i>d</i> ).
Od godziny 14.30 doby <i>d-1</i> do godziny 15.30 doby <i>d-1</i> .	Odbiór informacji o odrzuconych na RBN zgłoszeniach USE, PP, OEB, OMB i OT. Odbiór informacji o przyjętych na RBN USE, PP, OEB, OMB i OT.	Ostateczna weryfikacja zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB i OT w ramach RBN: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBN zgłoszeniach USE (dokumenty OZUSE), PP (dokumenty OZPP), OEB (dokumenty OZOEB), OMB (dokumenty OZOMB) i OT (dokumenty OZOT). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych na RBN USE (dokumenty PUSE), PP (dokumenty PPP), OEB (dokumenty POEB), OMB (dokumenty POMB) i OT (dokumenty POT).

(16) OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB lub OT w ramach RBN dla doby handlowej *d*, poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki z godziny 14.30 doby *d-1* na późniejszą, w następujących przypadkach:

(16.1) Awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi danego typu zgłoszeń, uniemożliwiającej dokonanie w terminie zgłoszeń danych handlowych i technicznych dla wszystkich JB lub JG;

- (16.2) Opóźnienia zakończenia realizacji procesu alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez NEMO, uniemożliwiającego dokonanie w terminie zgłoszeń danych handlowych i technicznych dla wszystkich JB lub JG.

OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki dla danego typu zgłoszeń w ramach RBN dla doby handlowej  $d$  poprzez wysłanie komunikatu do OR z nowym terminem zamknięcia bramki na RBN. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej (e-mail) jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

### 8.3.3 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB

- (1) Zgłoszenia USE dla doby handlowej  $d$  w ramach RBB są dokonywane w okresie otwarcia bramki dla USE na RBB, który trwa od godziny 15.30 doby  $d-1$  do godziny 23.00 doby  $d$ . W chwili otwierania bramki na RBB dla doby handlowej  $d$ , tj. o godzinie 15.30 doby  $d-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 23.00 doby  $d$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.
- (2) Zgłoszenia PP, OEB i OMB dla doby handlowej  $d$  w ramach RBB są dokonywane w okresie otwarcia bramki dla PP, OEB i OMB na RBB, który trwa od godziny 16.30 doby  $d-1$  do godziny 22.05 doby  $d$ . W chwili otwierania bramki na RBB dla doby handlowej  $d$ , tj. o godzinie 16.30 doby  $d-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22.05 doby  $d$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.
- (3) W przypadku zgłoszeń USE dla każdego ORN  $t$  doby handlowej jest określana chwila zamknięcia bramki na RBB dla ORN  $t$  stanowiąca chwilę zakończenia ORN  $t-4$ . Zgłoszenia USE w ramach RBB dotyczące okresu zawierającego ORN  $t$  powinny być dostarczane do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN  $t$ .
- (4) W przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB dla każdej godziny  $h$  doby handlowej jest określana chwila zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  stanowiąca chwilę zakończenia 5. minuty godziny  $h-1$ . Zgłoszenia PP, OEB lub OMB w ramach RBB dotyczące okresu rozpoczynającego się o godzinie  $h$  powinny być dostarczane do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$ .
- (5) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  dostarczonych do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN  $t$  są ORN doby handlowej  $d$  nie wcześniejsze niż ORN  $t$ .
- (6) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń PP, OEB i OMB w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  dostarczonych do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  są OREB doby handlowej  $d$  nie wcześniejsze niż pierwszy OREB godziny  $h$ .
- (7) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych w ramach RBB są przetwarzane przez OSP w zakresie danych objętych aktywnym okresem zgłoszenia.

- (8) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych w ramach RBB niezawierające danych dla wszystkich okresów objętych aktywnym okresem zgłoszenia nie są przetwarzane przez OSP.
- (9) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  i JB albo JG URB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej  $d$  albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.
- (10) Weryfikacja zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie: (i) co 15 minut w przypadku zgłoszeń USE, albo (ii) co godzinę w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji zgłoszeń USE albo zgłoszeń PP, OEB i OMB oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o odpowiednio odrzuconych zgłoszeniach USE i przyjętych USE albo o odrzuconych zgłoszeniach PP, OEB i OMB i przyjętych PP, OEB i OMB.

W przyjętych dokumentach zgłoszone dane mogą być odrzucone lub zmienione, częściowo albo w całości, zgodnie z zasadami weryfikacji danego typu zgłoszenia, jeżeli nie spełniały warunków tej weryfikacji. Odrzucenie zgłoszenia jest odsyłane przez OSP w przypadku braku możliwości wyznaczenia przyjętego dokumentu na podstawie zgłoszonych danych.

- (11) Jeżeli w danym ORN w przypadku zgłoszeń USE albo w danej godzinie w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB nie odbyła się iteracja weryfikacji zgłoszeń handlowych i technicznych w ramach RBB wszystkie zgłoszenia, które powinny zostać zweryfikowane w tej iteracji, są weryfikowane w następnej iteracji weryfikacji danego typu zgłoszeń w ramach RBB przy zapewnieniu takiego samego wyniku weryfikacji, który miałyby miejsce gdyby iteracja weryfikacji tych zgłoszeń odbyła się odpowiednio w danym ORN albo w danej godzinie.
- (12) W danej iteracji weryfikacji zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB, dotyczącej doby handlowej  $d$ , która to iteracja została zainicjowana po chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN  $t$  doby  $d-1$  lub doby  $d$  w przypadku zgłoszeń USE albo po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  doby  $d-1$  lub doby  $d$  w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB, jest uwzględniane, dla danego typu zgłoszenia, danego aktywnego okresu zgłoszenia i odpowiednio danej JB albo JG, zgłoszenie o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia, spełniające łącznie następujące warunki:
  - (12.1) Zgłoszenie zostało dostarczone do OSP w okresie otwarcia bramki dla danego typu zgłoszeń w ramach RBB, dotyczących doby handlowej  $d$ ;
  - (12.2) Zgłoszenie zostało dostarczone (decyduje stempel czasowy) najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla odpowiednio ORN  $t$  albo godziny  $h$ ;
  - (12.3) Zgłoszenie nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB.
- (13) Zgłoszenie USE w ramach RBB (dokument ZUSEB) jest opcjonalne dla każdej JB.
- (14) Zgłoszenia PP (dokument ZPP), OEB (dokument ZOEB) i OMB (dokument ZOMB) są opcjonalne w ramach RBB dla każdej JG.

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- (15) Zgłoszenie OMB (dokument ZOMB) w ramach RBB dotyczy JG, które są kwalifikowane do świadczenia FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup>.
- (16) Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB jest przedstawiony w tabeli 8.3.

**Tabela 8.3. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB dla doby handlowej *d*.**

Termin/okres	Działania OR	Działania OSP
<b>Zgłoszenia USE</b>		
Godzina 15.30 doby <i>d-1</i> .		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBB (otwarcie bramki na RBB dla doby handlowej <i>d</i> ).
Od godziny 15.30 doby <i>d-1</i> do godziny 23.00 doby <i>d</i> .	Iteracyjnie: Przesyłanie zgłoszeń USE (dokumenty ZUSEB) w ramach RBB. Odbiór informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach USE. Odbiór informacji o przyjętych na RBB USE.	Iteracyjnie: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach USE (dokumenty OZUSEB). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych na RBB USE (dokumenty PUSEB).
Godzina 23.00 doby <i>d</i> .		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBB (zamknięcie bramki na RBB dla doby handlowej <i>d</i> ).
Po godzinie 23.00 doby <i>d</i> .	Odbiór informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach USE. Odbiór informacji o przyjętych na RBB USE.	Ostatnia iteracja weryfikacji zgłoszeń USE: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach USE (dokumenty OZUSEB). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych na RBB USE (dokumenty PUSEB).
<b>Zgłoszenia PP, OEB i OMB</b>		
Godzina 16.30 doby <i>d-1</i> .		Rozpoczęcie procesu zgłaszania PP, OEB i OMB dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBB (otwarcie bramki na RBB dla doby handlowej <i>d</i> ).
Od godziny 16.30 doby <i>d-1</i> do godziny 22.05 doby <i>d</i> .	Iteracyjnie: Przesyłanie zgłoszeń PP (dokumenty ZPP), OEB (dokumenty ZOEB) i OMB (dokumenty ZOMB) w ramach RBB. Odbiór informacji o odrzuconych	Iteracyjnie: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach PP (dokumenty OZPP), OEB (dokumenty OZOEB) i OMB (dokumenty OZOMB). Generowanie i wysyłanie informacji



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

	na RBB zgłoszeniach PP, OEB i OMB. Odbiór informacji o przyjętych na RBB PP, OEB i OMB.	o przyjętych na RBB PP (dokumenty PPP), OEB (dokumenty POEB) i OMB (dokumenty POMB).
Godzina 22.05 doby <i>d</i> .		Zakończenie procesu zgłaszania PP, OEB i OMB dla doby handlowej <i>d</i> w ramach RBB (zamknięcie bramki na RBB dla doby handlowej <i>d</i> ).
Po godzinie 22.05 doby <i>d</i> .	Odbiór informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach PP, OEB i OMB. Odbiór informacji o przyjętych na RBB PP, OEB i OMB.	Ostatnia iteracja weryfikacji zgłoszeń PP, OEB i OMB: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach PP (dokumenty OZPP), OEB (dokumenty OZOEB) i OMB (dokumenty OZOMB). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych na RBB PP (dokumenty PPP), OEB (dokumenty POEB) i OMB (dokumenty POMB).

- (17) OSP może zawiesić przyjmowanie zgłoszeń USE, PP, OEB lub OMB w ramach RBB w przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi danego typu zgłoszeń. Zawieszenie przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki zgłoszeń w ramach RBB dla danego typu zgłoszeń dla wszystkich dób handlowych.
- (18) O zawieszeniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB, OSP informuje OR:
- (18.1) Z czterodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu zgłoszeń w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych;
- (18.2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania zgłoszeń, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu zgłoszeń wynikających z sytuacji awaryjnych.
- Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich OR przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).
- (19) W komunikacie do OR o zawieszeniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB OSP informuje OR odrębnym komunikatem.
- (20) OSP ma prawo przesunąć moment otwarcia bramki dla:
- (20.1) Zgłoszeń USE na RBB z godziny 15.30 doby *d-1*; lub

(20.2) Zgłoszeń PP, OEB i OMB z godziny 16.30 doby  $d-1$ ;

na późniejszą w przypadku wydłużenia okresu otwarcia bramki odpowiednio dla zgłoszeń USE lub zgłoszeń PP, OEB i OMB w ramach RBN dla doby handlowej  $d$ .

OSP informuje o opóźnieniu otwarcia bramki dla zgłoszeń USE lub zgłoszeń PP, OEB i OMB w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  poprzez wysłanie komunikatu do OR z nowym terminem otwarcia bramki na RBB. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

### 8.3.4 Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym

- (1) W przypadku awarii systemów informatycznych POB<sub>GE</sub> uniemożliwiającej dokonanie zgłoszeń USE w terminie określonym w pkt 8.3.3(3), OSP ma prawo, na wniosek danego POB<sub>GE</sub>, otworzyć w trybie awaryjnym bramkę zgłoszeń USE w ramach RBB dla danej doby handlowej, wyłącznie dla tego POB<sub>GE</sub>.
- (2) Wniosek, o którym mowa w pkt (1), dotyczący doby handlowej  $d$ , POB<sub>GE</sub> przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 15.00 doby  $d+2$ , z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo umowie przesyłania w przypadku, gdy dany POB<sub>GE</sub> nie ma zawartej umowy MNA OA. Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu opóźnienia w dokonaniu przez POB<sub>GE</sub> zgłoszeń USE w ramach RBB, wraz ze stosownym wyjaśnieniem zawierającym wskazanie pierwszego ORN doby handlowej  $d$ , którego dotyczy to opóźnienie, oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku o opóźnieniu w dokonaniu przez POB<sub>GE</sub> zgłoszeń USE w ramach RBB.
- (3) Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń mogą być dokonane dla doby handlowej  $d$  najpóźniej do godz. 13.00 doby  $d+3$ . OSP inicjuje proces pozyskiwania ZUSEB poprzez wysłanie zapytania o ZUSEB, w dokumencie ZZUSEB, po zaakceptowaniu otrzymanego od POB<sub>GE</sub> wniosku.
- (4) Dokument ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB dla JB<sub>GE</sub> należącej do POB<sub>GE</sub> jest przesyłany wyłącznie w odpowiedzi na otrzymane od OSP zapytanie o ZUSEB i musi się do niego odnosić. Przesłanie ZUSEB po otrzymaniu zapytania jest obowiązkowe.
- (5) Zgłoszenia USE w ramach RBB dokonane przez POB<sub>GE</sub> w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń podlegają zasadom zgłoszeń USE i ich weryfikacji przez OSP określonym w pkt 8.5 dla RBB, z zastrzeżeniem, że w zasadach weryfikacji zgłoszeń USE nie są uwzględniane:
  - (5.1) Wymaganie z pkt 8.3.3(3) dotyczące dostarczenia zgłoszenia USE dla ORN  $t$  najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN  $t$ ;
  - (5.2) Zasady wyznaczania aktywnego okresu zgłoszenia określone w pkt 8.3.3(5) – aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszeń USE w ramach RBB dotyczących doby handlowej  $d$  dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń

obejmuje ORN wskazany we wniosku, o którym mowa w pkt (1), jako pierwszy ORN doby handlowej  $d$ , dla którego wystąpiło opóźnienie w dokonaniu przez POB<sub>GE</sub> zgłoszeń USE w ramach RBB oraz wszystkie następujące po nim ORN doby handlowej  $d$ .

- (6) OSP informuje o otwarciu w trybie awaryjnym bramki zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej  $d$ , dla danego POB<sub>GE</sub>, poprzez wysłanie komunikatu do wszystkich OR. W komunikacie OSP określa POB<sub>GE</sub> dokonującego zgłoszenia USE w trybie awaryjnym oraz dobę handlową  $d$ , której dotyczy zgłoszenie. Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).
- (7) Na podstawie przyjętego w trybie awaryjnym zgłoszenia USE w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  są korygowane przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE (EP<sup>RBB</sup>) dla JB wnoszącego POB<sub>GE</sub> oraz JB partnerów handlowych tego POB<sub>GE</sub>. Wartości EP<sup>RBB</sup> wyznaczone na podstawie przyjętych w trybie awaryjnym zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  są uwzględniane w procesie rozliczeń RB dla doby handlowej  $d$ .

## 8.4 Zgłaszanie i weryfikacja ofert portfolio na moce bilansujące

### 8.4.1 Zawartość zgłoszeń OPMB

- (1) Zgłoszenie OPMB dla danego DUB i danej doby handlowej zawiera:
  - (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
  - (1.2) Dane dla każdej z co najwyżej 50 OPMB zawartych w zgłoszeniu:
    - (a) Numer oferty;
    - (b) Dane handlowe OPMB dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
  - (2.1) Kod DUB, którego dotyczy zgłoszenie OPMB;
  - (2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB dla DUB;
  - (2.3) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OPMB;
  - (2.4) Numer porządkowy zgłoszenia;
  - (2.5) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OPMB.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2.b) obejmują następujące informacje określone dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej, której dotyczy OPMB:
  - (3.1) Numer ONMB<sup>P</sup>, którego dotyczą dane handlowe;
  - (3.2) Dla każdego oferowanego typu rezerwy mocy:

- (a) Typ rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$ ,  $mFRRd^D$ ,  $RR^G$  albo  $RR^D$ ;
- (b) Oferowana moc maksymalna (POM), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
- (c) Cena ofertowa (COM), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku  $POM > 0$  MW);
- (d) Cena ofertowa pozyskania mocy jako RR (COMRR), wielkość opcjonalna, określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).

COMRR oznacza cenę pozyskania mocy jako RR w kierunku zgodnym z kierunkiem danego typu rezerwy mocy.

#### 8.4.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OPMB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OPMB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OPMB dokonanych dla danego DUB.
- (2) W weryfikacji zgłoszeń OPMB dla danej doby handlowej są wykorzystywane następujące parametry JG danego DUB, określone w umowie przesyłania:
  - (2.1) Maksymalny zakres  $FCR^G$ ;
  - (2.2) Maksymalny zakres  $FCR^D$ ;
  - (2.3) Maksymalny zakres  $aFRR^G$ ;
  - (2.4) Maksymalny zakres  $aFRR^D$ ;
  - (2.5) Maksymalny zakres  $mFRRd^G$ ;
  - (2.6) Maksymalny zakres  $mFRRd^D$ ;
  - (2.7) Maksymalny zakres  $RR^G$ ;
  - (2.8) Maksymalny zakres  $RR^D$ .

#### 8.4.3 Warunki poprawności zgłoszeń OPMB

- (1) Kod DUB i kod OR w zgłoszeniu OPMB muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB dla danego DUB.
- (2) Numer oferty w zgłoszeniu OPMB dla każdej OPMB zawartej w zgłoszeniu musi być liczbą całkowitą z przedziału od 1 do 50 i dla każdej OPMB musi być nadany inny numer oferty.
- (3) Dane handlowe OPMB w zgłoszeniu OPMB muszą spełniać następujące warunki dla każdej OPMB, każdego ONMB<sup>P</sup> aktywnego okresu zgłoszenia i każdego oferowanego typu rezerwy mocy:

- (3.1) Typ rezerwy mocy, oferowana moc maksymalna, cena ofertowa i cena ofertowa pozyskania mocy jako RR muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.4.1(3);
- (3.2) Co najmniej jedna JG danego DUB musi być kwalifikowana do świadczenia danego oferowanego typu rezerwy mocy;
- (3.3) Suma oferowanych mocy maksymalnych dla danego typu rezerwy mocy, w danej OPMB i OPMB o niższych numerach oferty, nie może być większa niż suma maksymalnych zakresów rezerwy mocy danego typu wyznaczona łącznie dla wszystkich JG danego DUB.

W przypadku rezerwy mocy  $RR^G$  i  $RR^D$ , do wyznaczenia powyższej sumy oferowanych mocy maksymalnych jest stosowana oferowana moc maksymalna odpowiednio  $RR^G$  i  $RR^D$  powiększona o sumę oferowanych mocy maksymalnych dla typów rezerwy mocy innych niż  $RR^G$  i  $RR^D$ , odpowiednio w górę i w dół, z określoną ceną COMRR;

- (3.4) Cena ofertowa (COM):
  - (a) Nie może być określona, jeżeli  $POM = 0$ ;
  - (b) Musi być określona i nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli  $POM > 0$ ;
- (3.5) Cena ofertowa pozyskania mocy jako RR (COMRR):
  - (a) Nie może być określona, jeżeli:
    - (i)  $POM = 0$ ;
    - (ii) Oferowany typ rezerwy mocy jest równy  $RR^G$  lub  $RR^D$ ; lub
    - (iii) Żadna JG danego DUB nie jest kwalifikowana do świadczenia RR w kierunku zgodnym z kierunkiem oferowanej rezerwy mocy;
  - (b) Jeżeli jest określona, to nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4).

#### 8.4.4 Weryfikacja zgłoszeń OPMB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OPMB w ramach RMB, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3.
- (2) Weryfikacja zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1)-(3.2) jest przeprowadzana według następujących zasad:
  - (2.1) W przypadku gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane w całości, tj. w zakresie wszystkich OPMB zawartych w zgłoszeniu OPMB;
  - (2.2) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1) oraz dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane

- częściowo, tj. w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy. Jeżeli dla żadnej OPMB i ONMB<sup>P</sup> nie zaoferowano typu rezerwy, dla którego jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane w całości, tj. w zakresie wszystkich OPMB zawartych w zgłoszeniu OPMB;
- (2.3) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1) oraz dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest przyjmowane w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy z uwzględnieniem wyników weryfikacji tego zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), zgodnie z pkt (3).
- (3) Weryfikacja zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5) dotyczy wyłącznie zgłoszeń OPMB, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1). Weryfikacja ta jest przeprowadzana dla poszczególnych OPMB określonych w danym zgłoszeniu OPMB w kolejności rosnących wartości numerów oferty, niezależnie dla każdego ONMB<sup>P</sup> aktywnego okresu zgłoszenia i w zakresie oferowanych typów rezerwy mocy, dla których jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), według następujących zasad:
- (3.1) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) jest sprawdzane dla poszczególnych oferowanych typów rezerwy mocy w następującej kolejności:
- (a) W przypadku typów rezerwy mocy w górę: FCR<sup>G</sup>, aFRR<sup>G</sup>, mFRRd<sup>G</sup> i RR<sup>G</sup>;
- (b) W przypadku typów rezerwy mocy w dół: FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>D</sup> i RR<sup>D</sup>;
- (3.2) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) jest dodatkowo sprawdzane dla typów rezerwy mocy RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>, jeżeli dla danej OPMB i ONMB<sup>P</sup> nie zaoferowano typu rezerwy mocy odpowiednio RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>, ale określono cenę COMRR dla co najmniej jednego oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio w górę i w dół;
- (3.3) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy innego niż RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> jest sprawdzane z uwzględnieniem wartości POM z OPMB o niższych numerach oferty przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.8);
- (3.4) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> jest sprawdzane po sprawdzeniu spełnienia warunków 8.4.3(3.4)-(3.5) dla danej OPMB i ONMB<sup>P</sup> oraz wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy i z uwzględnieniem:
- (a) Wartości POM i COMRR dla OPMB o niższych numerach oferty i danego ONMB<sup>P</sup> przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.10);
- (b) Wartości POM i COMRR dla danej OPMB i ONMB<sup>P</sup> oraz oferowanych typów rezerwy mocy odpowiednio w górę i w dół innych niż RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>

- przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.7); oraz
- (c) Wartości POM dla danej OPMB i ONMB<sup>P</sup> oraz oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> przyjętej w wyniku jej weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5);
- (3.5) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.4), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane jako oferta zerowa, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;
- (3.6) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.4) i nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane bez określonej ceny COMRR;
- (3.7) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy innego niż RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane jako oferta zerowa, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;
- (3.8) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy innego niż RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane z uwzględnieniem postanowień, o których mowa w pkt (3.9);
- (3.9) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i typu rezerwy mocy RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB i ONMB<sup>P</sup> jest przyjmowane z następującymi zmianami:
- (a) Dla oferowanych typów rezerwy mocy innych niż RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>, odpowiednio w górę lub w dół, kolejno, zgodnie z kolejnością określoną odpowiednio w pkt (3.1.a) lub (3.1.b), przyjmuje się nieokreśloną cenę COMRR dopóki nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>;
- (b) Jeżeli po uwzględnieniu zmian, o których mowa w pkt (a), nadal nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup>, to dla oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> przyjmuje się ofertę zerową, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;
- (3.10) Jeżeli dla danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, ONMB<sup>P</sup> i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane bez zmian.

- (4) W wyniku przeprowadzenia weryfikacji zgłoszeń OPMB dla doby handlowej  $d$  dla każdego DUB, dla którego zostało dokonane zgłoszenie OPMB, o którym mowa w pkt (2.3), są wyznaczane przyjęte OPMB dla doby handlowej  $d$ .
- (5) Jeżeli dla dwóch lub więcej OPMB występują te same ceny ofertowe dla danego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesu nabywania mocy bilansujących są zmieniane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-12}$  zł/MW-h do  $9999 \cdot 10^{-12}$  zł/MW-h, na podstawie priorytetu rezerwy mocy (wyższy priorytet ma typ rezerwy mocy o krótszym czasie aktywacji), stempla czasowego zgłoszenia OPMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego, i numeru oferty w zgłoszeniu OPMB, w kolejności rosnących numerów oferty.

## 8.5 Zgłaszanie i weryfikacja umów sprzedaży energii

### 8.5.1 Zawartość zgłoszeń USE

- (1) Zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB dla danej JB i danej doby handlowej zawiera:
  - (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
  - (1.2) Dane handlowe zgłoszenia dla każdego ORN doby handlowej.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
  - (2.1) Kod JB, której dotyczy zgłoszenie USE;
  - (2.2) Kod POB, który posiada daną JB;
  - (2.3) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JB;
  - (2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń USE;
  - (2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;
  - (2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie USE.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określone dla każdego ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:
  - (3.1) Numer ORN, którego dotyczą dane handlowe;
  - (3.2) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych, określone dla poszczególnych JB partnerów handlowych POB, poprzez które są realizowane transakcje handlowe danej JB dotyczące danego ORN:
    - (a) Kod JB danego partnera handlowego;
    - (b) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JB danego partnera handlowego;
    - (c) Ilość dostaw energii elektrycznej w ramach transakcji handlowej realizowanej w danym ORN pomiędzy JB, której dotyczy zgłoszenie USE oraz JB partnera handlowego, wyrażana jako średnia moc w ORN, określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);



Ujemna ilość dostaw energii elektrycznej oznacza zakup energii.  
Niejemna ilość dostaw energii elektrycznej oznacza sprzedaż energii.

### 8.5.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń USE

- (1) Zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB dokonują obie strony transakcji handlowej, z wyłączeniem zgłoszeń USE dla JB<sub>OS</sub> i JB<sub>WMO</sub>, dla których nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń przez POB<sub>OSP</sub> i POB<sub>OSD</sub>.
- (2) Dane handlowe przekazywane w zgłoszeniach USE przez poszczególne strony transakcji handlowej powinny mieć postać zbilansowanych grafików handlowych, tj. ilości energii sprzedanej przez jedną stronę transakcji handlowej oraz kupionej przez drugą stronę transakcji handlowej powinny być sobie równe.
- (3) Weryfikacja zgłoszeń USE dotyczy pojedynczych zgłoszeń USE dokonanych dla danej JB oraz par zgłoszeń USE dla JB powiązanych transakcją handlową.
- (4) Zasady weryfikacji zgłoszeń USE różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.

### 8.5.3 Warunki poprawności zgłoszeń USE

- (1) Kod JB, kod OR i kod POB w zgłoszeniu USE w ramach RBN oraz RBB muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania albo umowy MNA OA zawartej z POB, który posiada daną JB, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JB.
- (2) Zgłoszenie USE w ramach RBB dla JB POB, dla którego zostało ograniczone świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania, zgodnie z pkt 6.4(3), dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia objętego tym ograniczeniem nie może zawierać:
  - (2.1) Niezerowej transakcji sprzedaży, jeżeli dla danej JB i JB partnera handlowego nie zostało wcześniej przyjęte zgłoszenie transakcji handlowej w ramach RBB dla danego ORN;
  - (2.2) Transakcji z większą ilością dostaw energii elektrycznej niż dotychczas przyjętą w ramach RBB, tj. zmniejszenie transakcji zakupu lub zwiększenie transakcji sprzedaży, jeżeli dla danej JB i JB partnera handlowego zostało wcześniej przyjęte zgłoszenie transakcji handlowej w ramach RBB dla danego ORN.
- (3) Dane transakcji handlowych w zgłoszeniu USE w ramach RBN oraz RBB muszą spełniać następujące warunki dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (3.1) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych dla poszczególnych JB partnerów handlowych POB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.5.1(3);
  - (3.2) Kod JB oraz kod OR dla każdego partnera handlowego muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania albo umowy MNA OA zawartej z POB, który posiada JB wskazaną w zgłoszeniu USE jako reprezentującą partnera handlowego, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla tej JB;

- (3.3) Poszczególne transakcje zakupu lub sprzedaży energii nie mogą być niedopuszczalnymi transakcjami, o których mowa w pkt 3.9(4.1) i 3.9(4.3)-(4.6);
- (3.4) Wszystkie transakcje zakupu lub sprzedaży energii nie mogą być niedopuszczalnymi transakcjami, o których mowa w pkt 3.9(4.2);
- (3.5) Dla każdej transakcji ilość dostaw energii elektrycznej określona dla danego ORN po przemnożeniu przez 1000 musi być podzielna przez 4.

#### 8.5.4 Weryfikacja zgłoszeń USE

- (1) Weryfikacja zgłoszeń USE w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz pojedyncza iteracja weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB są realizowane w dwóch, następujących po sobie etapach:
  - (1.1) Weryfikacja poprawności zgłoszeń USE;
  - (1.2) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE.
- (2) Weryfikacja poprawności zgłoszenia USE w ramach RBN oraz RBB, dokonanego dla danej JB i danej doby handlowej, polega na sprawdzeniu spełnienia warunków, o których mowa w pkt 8.5.3(1)-(3), i odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:
  - (2.1) W przypadku gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1) i 8.5.3(3.1), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich ORN doby handlowej;
  - (2.2) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1) i 8.5.3(3.1) oraz nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(2), to zgłoszenie USE w ramach RBB dla danej JB i danej doby handlowej zostaje odrzucone w części, w zakresie wszystkich transakcji handlowych, o których mowa w pkt 8.5.3(2.1)-(2.2), dotyczących ORN objętych ograniczeniem świadczenia usług przesyłania POB, do którego należy dana JB;
  - (2.3) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1)-(2) i 8.5.3(3.1) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 8.5.3(3.2), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich ORN doby handlowej, których dotyczy ta transakcja;
  - (2.4) W zakresie transakcji i ORN, dla których zgłoszenie USE nie zostało odrzucone zgodnie z pkt (2.1)-(2.3) i nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.5), przyjmuje się ilość dostaw energii elektrycznej równą:
    - (a) Największej wartości, która po przemnożeniu przez 1000 jest podzielna przez 4, nie większej niż zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej, jeżeli zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej jest dodatnia;
    - (b) Najmniejszej wartości, która po przemnożeniu przez 1000 jest podzielna przez 4, nie mniejszej niż zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej, jeżeli zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej jest ujemna;

- (2.5) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1)-(2) i 8.5.3(3.1)-(3.2) oraz nie są spełnione dla danego ORN warunki określone w pkt 8.5.3(3.3)-(3.4) z uwzględnieniem zmian, o których mowa w pkt (2.4), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w zakresie tego ORN oraz:
- (a) Wszystkich transakcji, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.4);
  - (b) Danej transakcji handlowej, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.3).
- (3) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB dotyczy par JB powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JB, z zastrzeżeniem pkt (4). Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB uwzględnia wyniki weryfikacji poprawności zgłoszeń USE i jest dokonywana niezależnie dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia.
- (4) W przypadku wstępnej weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBN weryfikacja zgodności jest przeprowadzana po dokonaniu zgłoszenia transakcji dla obu JB powiązanych transakcją handlową.
- (5) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE dla danego ORN i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JB, polega na sprawdzeniu następującego warunku: suma ilości dostaw energii elektrycznej z obu zgłoszeń transakcji handlowej musi być równa 0 MW.
- (6) W przypadku gdy zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB dokonane dla pary JB i danego ORN, spełnia warunek określony w pkt (5), to USE jest przyjmowana do realizacji odpowiednio na RBN oraz na RBB. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt (7), dla tego ORN przyjmuje się dane określone w następujący sposób i w następującej kolejności:
- (6.1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla  $JB_{GE}$  należącej do  $POB_{GE}$  i zgłoszeniach dla JB, innej niż  $JB_{GE}$ , należącej do partnera handlowego tego  $POB_{GE}$ : za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla  $JB_{GE}$ ;
  - (6.2) W przypadku zgłoszeń w ramach RBN i niezgodności w zgłoszeniach dla pary JB, z których żadna nie jest  $JB_{GE}$ , spowodowanej nieprzesłaniem zgłoszenia USE dla JB sprzedającej energię: za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla JB kupującej energię;
  - (6.3) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla JB sprzedającej energię i JB kupującej energię: za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla JB sprzedającej energię.
- (7) W przypadku gdy obie strony USE zgłoszą dla danego ORN dla swoich JB, z których żadna nie jest  $JB_{GE}$ , równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii (ilości dostaw energii elektrycznej są tego samego znaku w obu zgłoszeniach transakcji handlowej), to zgłoszenie transakcji handlowej dla tego ORN zostaje odrzucone.
- (8) Przez nieprzesłanie zgłoszenia USE, o którym mowa w pkt (6.2), jest rozumiana sytuacja, gdy w czasie kiedy jest otwarta bramka na RBN nie został dostarczony do OSP żaden

dokument zgłoszeniowy (dotyczący zgłoszeń w ramach RBN) od OR realizującego funkcje operatorskie dla JB sprzedającej energię.

- (9) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBN, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE ( $EP^{RBN}$ ) realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich JB. Wartości  $EP^{RBN}$  są wyrażone w MWh.
- (10) Wyniki weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB uzyskane w danej iteracji zastępują, w zakresie ORN doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.
- (11) Warunkiem zakończenia weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  jest wykonanie jednej iteracji weryfikacji zgłoszeń USE, dotyczących tej doby handlowej, po godzinie 23.00 doby  $d$ .
- (12) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE ( $EP^{RBB}$ ) realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich JB. Wartości  $EP^{RBB}$  są wyrażone w MWh.

## 8.6 Zgłaszanie i weryfikacja programów pracy

### 8.6.1 Zawartość zgłoszeń PP

- (1) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:
  - (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
  - (1.2) Dane handlowo-techniczne PP dla każdego OREB doby handlowej.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
  - (2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie PP;
  - (2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;
  - (2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;
  - (2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń PP;
  - (2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;
  - (2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie PP.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określone dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:
  - (3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowo-techniczne PP;
  - (3.2) Dane handlowo-techniczne PP, określone odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4)-(6), (10) i (12)-(15);
- (4) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{w1}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

- (4.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).  
Grafik obciążenia oznacza moc generacji  $JG_{W1}$  na koniec danego OREB;
- (4.2) Stan  $JG_{W1}$ :
- (a)  $R$  – postój  $JG_{W1}$ ;
  - (b)  $P$  – praca  $JG_{W1}$ ;
  - (c)  $U^G$  – uruchamianie  $JG_{W1}$  ze stanu gorącego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;
  - (d)  $U^C$  – uruchamianie  $JG_{W1}$  ze stanu ciepłego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;
  - (e)  $U^Z$  – uruchamianie  $JG_{W1}$  ze stanu zimnego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;
  - (f)  $U^D$  – uruchamianie  $JG_{W1}$  ze stanu gorącego, według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikami obciążenia;
- (4.3) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):
- (a) 0 – brak wymuszenia pracy  $JG_{W1}$ ;
  - (b) 1 – praca wymuszona  $JG_{W1}$  ze stałą mocą (w usztywnieniu), tj. z wartością mocy równą grafikowi obciążenia;
  - (c) 2 – praca wymuszona  $JG_{W1}$  ze zmienną mocą (bez usztywnienia), tj. z wartością mocy równą co najmniej mocy minimalnej  $JG_{W1}$ ;
- (4.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (5) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{W2}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:
- (5.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).  
Grafik obciążenia oznacza moc generacji  $JG_{W2}$  na koniec danego OREB;
- (5.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):
- (a)  $D$  – usługi bilansujące  $JG_{W2}$  są dostępne do pozyskania na RB;
  - (b)  $N$  – usługi bilansujące  $JG_{W2}$  nie są dostępne do pozyskania na RB;
- (5.3) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (6) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{M1}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:
- (6.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).  
Grafik obciążenia oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia)  $JG_{M1}$  na koniec danego OREB;

- (6.2) Stan  $JG_{M1}$ :
- (a)  $R$  – postój  $JG_{M1}$ ;
  - (b)  $P^G$  – praca  $JG_{M1}$  w kierunku generacji;
  - (c)  $P^P$  – praca  $JG_{M1}$  w kierunku poboru;
  - (d)  $U^G$  – uruchamianie  $JG_{M1}$  do pracy w kierunku generacji;
  - (e)  $U^P$  – uruchamianie  $JG_{M1}$  do pracy w kierunku poboru;
- (6.3) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):
- (a) 0 – brak wymuszenia pracy  $JG_{M1}$ ;
  - (b) 1 – praca wymuszona  $JG_{M1}$  ze stałą mocą (w usztywnieniu), tj. z wartością mocy równą grafikowi obciążenia w kierunku zgodnym ze stanem  $JG_{M1}$  ( $P^G$  albo  $P^P$ );
  - (c) 2 – praca wymuszona  $JG_{M1}$  ze zmienną mocą (bez usztywnienia), tj. z wartością bezwzględną mocy równą co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1}$  w kierunku zgodnym ze stanem  $JG_{M1}$  ( $P^G$  albo  $P^P$ );
- (6.4) Niezależna zmiana stanu naładowania, wielkość opcjonalna, określana w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).
- Niezależna zmiana stanu naładowania oznacza zwiększenie (wartość dodatnia) albo zmniejszenie (wartość ujemna) albo brak zmiany (wartość zerowa) stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną  $JG_{M1}$ , w danym OREB, niezwiązane z rzeczywistą ilością dostaw energii tej  $JG_{M1}$ .
- Niezależna zmiana stanu naładowania w przypadku ESP może w szczególności wynikać z naturalnego dopływu lub odpływu;
- (6.5) Potencjał dostawy, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).
- Potencjał dostawy oznacza maksymalne możliwe zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną  $JG_{M1}$  w danym OREB, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;
- (6.6) Potencjał odbioru, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).
- Potencjał odbioru oznacza maksymalne możliwe zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną  $JG_{M1}$  w danym OREB, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;
- (6.7) Znacznik potencjału dostawy i odbioru (ZPDO):

- (a) 0 – potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są powiązane z potencjałami dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB;
  - (b) 1 – potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są niezależne od potencjałów dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB;
- (6.8) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (7) W zgłoszeniach PP w ramach RBN dla  $JG_{M1}$  w przypadku braku określenia niezależnej zmiany stanu naładowania dla danego OREB przyjmuje się, że jej wartość jest równa 0 MWh. W zgłoszeniach PP w ramach RBB dla  $JG_{M1}$  niezależna zmiana stanu naładowania może być określona tylko w uzasadnionych przypadkach i w przypadku braku jej określenia dla danego OREB wartość tej danej jest przyjmowana z PPZ, o którym mowa w pkt 10.6.
- (8)  $ZPDO = 1$  dla danego OREB rozpoczyna nowy okres wykorzystania magazynu (OWM) składający się z tego OREB oraz kolejnych OREB, dla których  $ZPDO = 0$ . Dla pierwszego OREB doby handlowej  $ZPDO$  musi być równy 1. Potencjały dostawy i odbioru  $JG_{M1}$  zgłoszone dla OREB tworzących OWM określają dostępny w tym okresie magazyn dla OSP (magazyn OSP). Wielkość magazynu OSP w danym OREB jest równa sumie potencjału dostawy i potencjału odbioru. Początkowy stan naładowania tego magazynu w danym OREB, wyznaczony przy założeniu braku wykorzystania magazynu OSP w danym OWM, jest równy potencjałowi dostawy. Pojemność i początkowy stan naładowania magazynu OSP mogą być różne dla poszczególnych OREB, przy czym w kolejnych OREB danego OWM mogą być równe 0 MWh albo być nie mniejsze niż w poprzednim OREB danego OWM, w którym pojemność magazynu OSP jest większa niż 0 MWh. Wykorzystanie magazynu OSP w danym OREB wpływa na jego stan naładowania w kolejnych OREB danego OWM, tj. wykorzystanie potencjału dostawy albo potencjału odbioru w danym OREB powoduje zmniejszenie odpowiednio potencjału dostawy albo potencjału odbioru, oraz zwiększenie odpowiednio potencjału odbioru albo potencjału dostawy, w kolejnych OREB, z wyjątkiem OREB, dla których potencjał dostawy i odbioru zostały zgłoszone jako 0 MWh. Zmiana BPP dla  $JG_{M1}$  w kierunku poboru wpływa na potencjał dostawy i potencjał odbioru z uwzględnieniem współczynnika sprawności MEE albo ESP. Magazyny OSP określone dla innych OWM, poprzedzających albo następujących po danym OWM, są niezależne od magazynu OSP określonego dla danego OWM.
- (9) W przypadku  $JG_{M1}$  danej ESP OWM rozpoczyna się w OREB, dla którego  $ZPDO = 1$  dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP, i zawiera kolejne OREB, dla których  $ZPDO = 0$  dla wszystkich  $JG_{M1}$  danej ESP. Pojemność takiego magazynu OSP jest równa sumie potencjałów dostawy oraz potencjałów odbioru zgłoszonych dla tych  $JG_{M1}$ , a jego początkowy stan naładowania jest równy sumie potencjałów dostawy zgłoszonych dla tych  $JG_{M1}$ . Magazyn OSP może być wykorzystany poprzez dowolną  $JG_{M1}$  danej ESP. Oznacza to, że potencjał dostawy lub odbioru zgłoszony dla danej  $JG_{M1}$  może być wykorzystany w wyniku zmiany BPP przez OSP dla innej  $JG_{M1}$  utworzonej z MWE wchodzącego w skład tej samej ESP.
- (10) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{M2}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

- (10.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).
- Grafiki obciążenia oznaczają moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia)  $J_{GM2}$  na koniec danego OREB;
- (10.2) Znaczniki usług bilansujących (ZUB):
- (a)  $D^G$  – usługi bilansujące  $J_{GM2}$  są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku generacji;
  - (b)  $D^P$  – usługi bilansujące  $J_{GM2}$  są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku poboru;
  - (c)  $N$  – usługi bilansujące  $J_{GM2}$  nie są dostępne do pozyskania na RB;
- (10.3) Potencjał dostawy, określane w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).
- Potencjał dostawy oznacza maksymalne zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z  $J_{GM2}$  w danym lub kolejnych OREB należących do tej samej godziny, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafiki obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;
- (10.4) Potencjał odbioru, określane w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).
- Potencjał odbioru oznacza maksymalne zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z  $J_{GM2}$  w danym lub kolejnych OREB należących do tej samej godziny, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafiki obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;
- (10.5) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (11) Potencjały dostawy i odbioru służą do określenia maksymalnej ilości energii, o którą w danej godzinie może się zmienić stan naładowania MEE albo ESP związanej z  $J_{GM2}$  w wyniku poleceń OSP, niezależnie dla kierunku zwiększenia i zmniejszenia stanu naładowania MEE albo ESP oraz ze wskazaniem pierwszego OREB danej godziny, w którym dana ilość energii elektrycznej może być wykorzystana przez OSP. Wykorzystanie potencjału dostawy lub odbioru przez OSP, nie powoduje zwiększenia odpowiednio potencjału odbioru lub dostawy, który OSP może wykorzystać w kolejnych OREB. Potencjał dostawy lub odbioru niewykorzystany w danym OREB może być wykorzystany przez OSP w kolejnych OREB należących do tej samej godziny co dany OREB. Zmiana BPP dla  $J_{GM2}$  w kierunku poboru wpływa odpowiednio na potencjał dostawy albo potencjał odbioru z uwzględnieniem współczynnika sprawności MEE albo ESP.
- (12) W zgłoszeniu PP dla  $J_{Go}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:



- (12.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość niedodatnia).  
Grafik obciążenia oznacza moc poboru  $JG_0$  na koniec danego OREB;
- (12.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):
- (a)  $D$  – usługi bilansujące  $JG_0$  są dostępne do pozyskania na RB;
  - (b)  $N$  – usługi bilansujące  $JG_0$  nie są dostępne do pozyskania na RB;
- (12.3) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (13) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{Z1}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:
- (13.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).  
Grafik obciążenia oznacza wartość redukcji generacji mocy  $JG_{Z1}$  na koniec danego OREB względem estymaty;
- (13.2) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):
- (a)  $0$  – brak wymuszenia pracy  $JG_{Z1}$ ;
  - (b)  $1$  – praca wymuszona  $JG_{Z1}$  z wartością redukcji generacji mocy określoną grafiką obciążenia;
- (13.3) Grafiki obciążenia magazynu, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero) wyłącznie w przypadku  $JG_{Z1}$ , w skład której wchodzi MEE.  
Grafik obciążenia magazynu oznacza średnią moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) MEE wchodzącego w skład  $JG_{Z1}$  dla danego OREB;
- (13.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (14) W zgłoszeniu PP dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:
- (14.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).  
Grafik obciążenia oznacza wartość redukcji generacji mocy  $JG_z$  na koniec danego OREB względem estymaty;
- (14.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):
- (a)  $D$  – usługi bilansujące  $JG_z$  są dostępne do pozyskania na RB;
  - (b)  $N$  – usługi bilansujące  $JG_z$  nie są dostępne do pozyskania na RB;
- (14.3) Grafiki obciążenia magazynu, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero) wyłącznie w przypadku  $JG_z$ , w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE.

- Grafik obciążenia magazynu oznacza średnią moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) MEE albo grupy MEE wchodzących w skład JG<sub>Z</sub> dla danego OREB;
- (14.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (15) W zgłoszeniu PP dla JG<sub>A</sub> danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:
- (15.1) Grafiki obciążenia, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).
- Grafik obciążenia oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) JG<sub>A</sub> na koniec danego OREB;
- (15.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):
- (a) *D* – usługi bilansujące JG<sub>A</sub> są dostępne do pozyskania na RB;
- (b) *N* – usługi bilansujące JG<sub>A</sub> nie są dostępne do pozyskania na RB;
- (15.3) Dla każdej lokalizacji zasobów tworzących JG<sub>A</sub>:
- (a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;
- (b) Grafiki obciążenia w lokalizacji, określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).
- Grafik obciążenia w lokalizacji oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) zasobów JG<sub>A</sub> w danym węźle na koniec danego OREB;
- (15.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.
- (16) W zgłoszeniu PP danymi dotyczącymi mocy bilansujących są dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
- (16.1) Typ rezerwy mocy: FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>G</sup>, mFRRd<sup>D</sup>, RR<sup>G</sup> albo RR<sup>D</sup>;
- (16.2) Grafiki mocy bilansującej, określane w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna).
- Grafik mocy bilansującej oznacza moc JG, która może być wykorzystana jako energia bilansująca w ramach świadczenia danej usługi mocy bilansującej w danym OREB;
- (16.3) Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej, określane wyłącznie w przypadku typu rezerwy mocy FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>:
- (a) 0 – cały grafik mocy bilansującej stanowi moc bilansującą nabytą przez OSP w ramach RMB;
- (b) 1 – część grafiku mocy bilansującej nie stanowi mocy bilansującej nabytej przez OSP w ramach RMB.

- (17) Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 1 jest wykorzystywany w celu wskazania JG, dla której grafik mocy bilansującej  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  jest większy niż wielkość mocy bilansującej wynikająca z RMB. Dla typu rezerwy mocy  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  i danego OREB wartość znacznika może być równa 1 wyłącznie dla jednej JG danego DUB i jest uzasadniona, gdy ze względu na uwarunkowania techniczne świadczenia danego typu rezerwy mocy suma grafików mocy bilansującej wszystkich JG danego DUB jest większa niż wielkość mocy bilansującej nabyta przez OSP od danego DUB w ramach RMB.

### 8.6.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń PP

- (1) Weryfikacja zgłoszeń PP dotyczy pojedynczych zgłoszeń PP dokonanych dla danej JG i grup zgłoszeń PP dokonanych dla różnych JG.
- (2) Zasady weryfikacji pojedynczych zgłoszeń PP różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:
- (2.1) Zgłoszenie PP dla  $JG_{W1}$ ;
  - (2.2) Zgłoszenie PP dla  $JG_{W2}$ ;
  - (2.3) Zgłoszenie PP dla  $JG_{M1}$ ;
  - (2.4) Zgłoszenie PP dla  $JG_{M2}$ ;
  - (2.5) Zgłoszenie PP dla  $JG_O$ ;
  - (2.6) Zgłoszenie PP dla  $JG_{Z1}$ ;
  - (2.7) Zgłoszenie PP dla  $JG_{Z2}$  i zgłoszenie PP dla  $JG_{Z3}$ ;
  - (2.8) Zgłoszenie PP dla  $JG_A$ .
- (3) Zasady weryfikacji grupy zgłoszeń PP różnią się w zależności od rodzaju grupy JG, dla których zgłoszenia PP podlegają dodatkowej, grupowej weryfikacji. Wyróżnia się następujące przypadki:
- (3.1) Grupa zgłoszeń PP dla  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień;
  - (3.2) Grupa zgłoszeń PP dla  $JG_{M1}$  danej ESP;
  - (3.3) Grupa zgłoszeń PP dla JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących;
  - (3.4) Grupa zgłoszeń PP dla JG należących do danego DUB.
- (4) Zasady weryfikacji zgłoszeń PP różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.
- (5) W weryfikacji zgłoszenia PP dla danej JG i doby handlowej  $d$  są wykorzystywane:
- (5.1) Parametry JG określone w umowie przesyłania:
    - (a) Dla  $JG_W$ :
      - (i) Moc minimalna;

- (ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;
  - (iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;
  - (iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG<sub>w</sub> jest kwalifikowana;
  - (v) Minimalny zakres FCR<sup>G</sup>, jeżeli JG<sub>w</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>G</sup>;
  - (vi) Minimalny zakres FCR<sup>D</sup>, jeżeli JG<sub>w</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>D</sup>;
- (b) Dodatkowo dla JG<sub>w1</sub> w stosunku do parametrów wskazanych dla JG<sub>w</sub>:
- (i) Minimalny czas pracy;
- (c) Dla JG<sub>M</sub>:
- (i) Moc minimalna w kierunku generacji;
  - (ii) Moc minimalna w kierunku poboru;
  - (iii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego w kierunku generacji;
  - (iv) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego w kierunku poboru;
  - (v) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego w kierunku generacji;
  - (vi) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego w kierunku poboru;
  - (vii) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana;
  - (viii) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana;
  - (ix) Minimalny zakres FCR<sup>G</sup> w kierunku generacji, jeżeli JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>G</sup> w kierunku generacji;
  - (x) Minimalny zakres FCR<sup>G</sup> w kierunku poboru, jeżeli JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>G</sup> w kierunku poboru;
  - (xi) Minimalny zakres FCR<sup>D</sup> w kierunku generacji, jeżeli JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>D</sup> w kierunku generacji;
  - (xii) Minimalny zakres FCR<sup>D</sup> w kierunku poboru, jeżeli JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana do świadczenia FCR<sup>D</sup> w kierunku poboru;
  - (xiii) Parametry stałe MEE albo ESP związanej z daną JG<sub>M</sub>:
    - Pojemność MEE albo ESP;
    - Współczynnik sprawności MEE albo ESP;

- (d) Dodatkowo dla  $JG_{M1}$  w stosunku do parametrów wskazanych dla  $JG_M$ :
- (i) Minimalny czas pracy w kierunku generacji;
  - (ii) Minimalny czas pracy w kierunku poboru;
  - (iii) Minimalny czas postoju;
  - (iv) Maksymalna liczba uruchomień do pracy w kierunku generacji w dobie;
  - (v) Maksymalna liczba uruchomień do pracy w kierunku poboru w dobie;
  - (vi) Znacznik dostępności mFRRd w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu  $JG_{M1}$  przy wykorzystaniu rezerwy:
    - 0 – wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji nie może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1}$ ;
    - 1 – wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1}$ ;
  - (vii) Znacznik dostępności mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu  $JG_{M1}$  przy wykorzystaniu rezerwy:
    - 0 – wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru nie może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1}$ ;
    - 1 – wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1}$ ;
- (e) Dla  $JG_O$ :
- (i) Moc minimalna;
  - (ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;
  - (iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;
  - (iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego  $JG_O$  jest kwalifikowana;
  - (v) Minimalny zakres  $FCR^G$ , jeżeli  $JG_O$  jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^G$ ;
  - (vi) Minimalny zakres  $FCR^D$ , jeżeli  $JG_O$  jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^D$ ;
- (f) Dla  $JG_Z$ :
- (i) Moc minimalna;
  - (ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;
  - (iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;
  - (iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego  $JG_Z$  jest kwalifikowana;

- (v) Minimalny zakres  $FCR^G$ , jeżeli JGz jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^G$ ;
  - (vi) Minimalny zakres  $FCR^D$ , jeżeli JGz jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^D$ ;
  - (vii) W przypadku JGz, w skład której wchodzi MEE, parametry MEE albo grupy MEE związanych z daną JGz:
    - Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku generacji;
    - Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku poboru;
  - (g) Dla  $JG_A$ :
    - (i) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;
    - (ii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;
    - (iii) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego  $JG_A$  jest kwalifikowana;
    - (iv) Minimalny zakres  $FCR^G$ , jeżeli  $JG_A$  jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^G$ ;
    - (v) Minimalny zakres  $FCR^D$ , jeżeli  $JG_A$  jest kwalifikowana do świadczenia  $FCR^D$ ;
- (5.2) Informacje dotyczące dyspozycyjności danej JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia i OREB bezpośrednio poprzedzającego aktywny okres zgłoszenia, określane na koniec OREB:
- (a) Dla  $JG_w$ ,  $JG_o$  i  $JG_z$ :
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna;
    - (ii) Moc minimalna dyspozycyjna;
  - (b) Dla  $JG_M$ :
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji;
    - (ii) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru;
    - (iii) Moc minimalna dyspozycyjna w kierunku generacji;
    - (iv) Moc minimalna dyspozycyjna w kierunku poboru;
  - (c) Dla  $JG_A$ :
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji;
    - (ii) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru;
- (5.3) Informacje o dyspozycyjności układów regulacji JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia dla każdego typu rezerwy mocy  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$ , w zakresie którego JG jest kwalifikowana.

W przypadku JG<sub>M</sub> i typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG<sub>M</sub> jest kwalifikowana w kierunku generacji lub poboru, jest wykorzystywana informacja o dyspozycyjności układu regulacji dla kierunku generacji lub poboru.

Układ regulacji jest dyspozycyjny w danym OREB pod warunkiem, że jest dyspozycyjny przez cały czas trwania danego OREB;

- (5.4) Dane handlowo-techniczne z ostatnich przyjętych OEB dla danej JG i dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia oraz dla pierwszego OREB następującego po ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli dla tego OREB została przyjęta OEB dla danej JG.

Weryfikacja zgłoszeń PP odbywa się po weryfikacji zgłoszeń OEB dokonanych w ramach tej samej bramki zgłoszeń:

- (a) W przypadku weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBN dla doby handlowej  $d$  są wykorzystywane:
- (i) Wstępna weryfikacja: dane z ostatniego poprawnie zweryfikowanego zgłoszenia OEB dla doby handlowej  $d$  albo z OEB wyznaczonej zgodnie z pkt 8.3.2(12) w przypadku braku takiego zgłoszenia;
  - (ii) Ostateczna weryfikacja: dane z przyjętej OEB dla doby handlowej  $d$ ;
- (b) W przypadku weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBB dostarczonego nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  są wykorzystywane dane z ostatniej przyjętej OEB dla danego OREB, w tym OEB przyjętej w wyniku weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB dostarczonych nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$ ;

- (5.5) Informacje dotyczące dyspozycyjności oferowanej mocy danej JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

- (a) Dla JG<sub>w</sub> i JG<sub>o</sub>:
- (i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna, równa mniejszej z:
    - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG dla danego OREB;
    - Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i danego OREB;
    - Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i następnego OREB, jeżeli dla danej JG i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
  - (ii) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna, równa większej z:
    - Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG dla danego OREB;
    - Oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i danego OREB;

- Oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i następnego OREB, jeżeli dla danej JG i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (b) Dla  $JG_M$ :
- (i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa mniejszej z:
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_M$  w kierunku generacji dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i następnego OREB, jeżeli dla danej  $JG_M$  i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (ii) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa mniejszej z:
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_M$  w kierunku poboru dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i następnego OREB, jeżeli dla danej  $JG_M$  i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (iii) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa większej z:
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_M$  w kierunku generacji dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i danego OREB;
  - Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_M$  i następnego OREB, jeżeli dla danej  $JG_M$  i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (iv) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa większej z:
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_M$  w kierunku poboru dla danego OREB;



- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>M</sub> i danego OREB;
  - Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>M</sub> i następnego OREB, jeżeli dla danej JG<sub>M</sub> i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (c) Dla JG<sub>Z</sub>:
- (i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna, dotycząca redukcji mocy JG<sub>Z</sub>, równa mniejszej z:
- Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>Z</sub> dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>Z</sub> i danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>Z</sub> i następnego OREB, jeżeli dla danej JG<sub>Z</sub> i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (d) Dla JG<sub>A</sub> z uwzględnieniem konwencji znaków dla JG<sub>A</sub>, o której mowa w pkt (6.6):
- (i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa mniejszej z:
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG<sub>A</sub> w kierunku generacji dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>A</sub> i danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>A</sub> i następnego OREB, jeżeli dla danej JG<sub>A</sub> i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;
- (ii) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa mniejszej z:
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG<sub>A</sub> w kierunku poboru dla danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>A</sub> i danego OREB;
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>A</sub> i następnego OREB, jeżeli dla danej JG<sub>A</sub> i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

- (5.6) Dane z PPZ, o których mowa w pkt 10.6.1(2) i 10.6.1(3), uwzględniającego informację o dyspozycyjności JG, o której mowa w pkt (5.2), dla danej JG i doby handlowej  $d-1$ , a w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB, również dla doby handlowej  $d$ .
- W opisie zasad zgłaszania i weryfikacji zgłoszeń PP przez dane handlowo-techniczne PP dla OREB poprzedzających pierwszy OREB aktywnego okresu zgłoszenia należy rozumieć dane z PPZ, o których mowa w poprzednim zdaniu.
- (6) Informacja o dyspozycyjności, o której mowa w pkt (5.2), uwzględnia następujące postanowienia:
- (6.1) Dyspozycyjności JG są wyznaczone według stanu: (i) na chwilę zamknięcia bramki na RBN dla doby handlowej  $d$  w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBN oraz (ii) na chwilę zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dostarczonego nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  i po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h-1$ ;
- (6.2) Moc maksymalna dyspozycyjna i moc minimalna dyspozycyjna JG wykorzystywana w weryfikacji zgłoszenia PP jest wyznaczana na podstawie mocy maksymalnej i mocy minimalnej JG oraz zgłoszonych ubytków dodatnich, ujemnych i całkowitej niedyspozycyjności. W szczególności moc maksymalna i minimalna dyspozycyjna  $JG_{w1}$ ,  $JG_{M1}$  i  $JG_{z1}$  wykorzystywane w weryfikacji zgłoszenia PP nie uwzględniają ograniczenia dyspozycyjności JG wynikającego z pracy wymuszonej ze stałą mocą ( $ZWP = 1$ );
- (6.3) W przypadku gdy moc minimalna dyspozycyjna  $JG_w$  albo moc minimalna dyspozycyjna  $JG_M$  w kierunku generacji dla OREB  $t-1$  i OREB  $t$  różni się o wartość większą niż zmiana obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego, w kierunku generacji w przypadku  $JG_M$ , to przyjmuje się na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB, że wartość mocy minimalnej dyspozycyjnej dla OREB  $t$  jest równa wartości tej mocy dla OREB  $t-1$  powiększonej o wartość zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego, w kierunku generacji w przypadku  $JG_M$ ;
- (6.4) W przypadku gdy moc minimalna dyspozycyjna  $JG_o$  albo moc minimalna dyspozycyjna  $JG_M$  w kierunku poboru dla OREB  $t-1$  i OREB  $t$  różni się o wartość większą niż wartość bezwzględna zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego, w kierunku poboru w przypadku  $JG_M$ , to przyjmuje się na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB, że wartość mocy minimalnej dyspozycyjnej dla OREB  $t$  jest równa wartości tej mocy dla OREB  $t-1$  powiększonej o wartość bezwzględną zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego, w kierunku poboru w przypadku  $JG_M$ ;
- (6.5) Moce dyspozycyjne dla JG innych niż  $JG_A$  są zawsze nieujemne;

- (6.6) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku generacji albo poboru może być ujemna i wtedy jej wartość bezwzględna określa najmniejszą możliwą do osiągnięcia moc  $JG_A$  w kierunku odpowiednio poboru albo generacji;
- (6.7) W przypadku  $JG_Z$  na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB zgłoszenie przez SOWE niesprawności systemu do wyznaczania estymaty  $JG_Z$  jest traktowane jako zgłoszenie zmiany dyspozycyjności  $JG_Z$  uwzględniane w zakresie OREB i OPCR zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 10.6.3(3), skutkujące przyjęciem dla tych OREB i OPCR mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_Z$  równej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_Z$ .
- (7) Na potrzeby weryfikacji zgłoszenia PP dla danej  $JG$  i doby handlowej  $d$ , która jest pierwszą dobą funkcjonowania nowej  $JG$  na RB, przyjmuje się, że:
- (7.1) Dane, o których mowa w pkt (5.2), dla ostatniego OREB doby  $d-1$  mają taką samą wartość jak dla pierwszego OREB doby handlowej  $d$ ;
- (7.2) Dane, o których mowa w pkt (5.6), dla OREB doby  $d-1$  mają, z zastrzeżeniem pkt (7.3) i (7.4), wartości jak:
- (a) W danym zgłoszeniu PP dla pierwszego OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli aktywny okres zgłoszenia zawiera wszystkie OREB doby handlowej  $d$ ;
- (b) W PPZ dla danej  $JG$  i pierwszego OREB doby handlowej  $d$ , jeżeli aktywny okres zgłoszenia nie zawiera wszystkich OREB doby handlowej  $d$ ;
- (7.3) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{W1}$  z aktywnym okresem zgłoszenia zawierającym wszystkie OREB doby handlowej  $d$ : stan  $JG_{W1}$  dla OREB doby  $d-1$  jest równy  $P$ , jeżeli w danym zgłoszeniu PP dla pierwszego OREB doby handlowej  $d$  stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $R$ ;
- (7.4) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{M1}$ :
- (a) Potencjał dostawy i potencjał odbioru są równe 0 MWh dla OREB doby  $d-1$ ; oraz
- (b) ZPDO jest równy 1 dla OREB doby  $d-1$ .
- (8) W weryfikacji zgłoszenia PP dla danej  $JG_{W1}$  i doby handlowej  $d$ , poza informacjami, o których mowa w pkt (5), są dodatkowo wykorzystywane dane z przyjętej OT dla danej  $JG_{W1}$  i doby handlowej  $d$ . Weryfikacja zgłoszeń PP w ramach RBN odbywa się po weryfikacji zgłoszeń OT dotyczących tej samej doby handlowej. W przypadku wstępnej weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBN dla danej  $JG_{W1}$  i doby handlowej  $d$  są wykorzystywane dane z ostatniego poprawnie zweryfikowanego zgłoszenia OT dla danej  $JG_{W1}$  i doby handlowej  $d$  albo OT wyznaczona zgodnie z pkt 8.3.2(14) w przypadku braku takiego zgłoszenia.
- (9) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień jest wykorzystywana informacja o maksymalnej liczbie jednoczesnych uruchomień  $JG_{W1}$  w danej grupie  $JG_{W1}$ .

- (10) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla  $JG_{M1}$  danej ESP są wykorzystywane parametry stałe ESP:
- (10.1) Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{M1}$  w ESP do pracy w kierunku generacji;
  - (10.2) Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{M1}$  w ESP do pracy w kierunku poboru;
  - (10.3) Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień  $JG_{M1}$  w ESP z pracy w kierunku generacji;
  - (10.4) Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień  $JG_{M1}$  w ESP z pracy w kierunku poboru;
  - (10.5) Minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych  $JG_{M1}$  w ESP.
- (11) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla doby handlowej  $d$  i JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących, są wykorzystywane informacje o ograniczeniach dla poszczególnych OREB doby handlowej  $d$  opublikowane przez OSP do godz. 7.30 doby  $d-1$ :
- (11.1) Maksymalna wielkość danego typu rezerwy mocy, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
  - (11.2) Maksymalna wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
  - (11.3) Maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
  - (11.4) Maksymalna wielkość rezerwy mocy łącznie w dół i w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG.
- (12) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP w ramach RBN dla doby handlowej  $d$  i JG należących do danego DUB, jest wykorzystywana informacja o wielkości mocy bilansującej nabytej od danego DUB przez OSP w ramach RMB dla poszczególnych OREB doby handlowej  $d$  dla każdego typu rezerwy mocy.

### 8.6.3 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla $JG_{W1}$

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{W1}$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_{W1}$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_{W1}$ .
- (2) Grafiki obciążenia, stan  $JG_{W1}$  i ZWP w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{W1}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (2.1) Grafiki obciążenia, stan  $JG_{W1}$  i ZWP muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(4);
  - (2.2) Grafiki obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ :

- (a) W przypadku stanu  $JG_{W1}$  równego  $R$ : musi być równy 0 MW;
  - (b) W przypadku stanu  $JG_{W1}$  równego  $P$ :
    - (i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$ ; oraz
    - (ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);
  - (c) W przypadku stanu  $JG_{W1}$  równego  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ : musi być zgodny z danymi charakterystyki uruchamiania odpowiednio dla stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, zgodnie z postanowieniami pkt (8); oraz
  - (d) W przypadku stanu  $JG_{W1}$  równego  $U^D$ :
    - (i) Nie może być większy niż moc minimalna  $JG_{W1}$ ; oraz
    - (ii) Musi być większy niż grafik obciążenia dla poprzedniego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW;
- (2.3) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 1$ :
- (a) Musi być równy mocy obciążenia określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej ze stałą mocą  $JG_{W1}$ . Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;
  - (b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$ , jeżeli:
    - (i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni dla danego OREB; lub
    - (ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$ ;
  - (c) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$ , z zastrzeżeniem pkt (d.iii), jeżeli:
    - (i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB; lub
    - (ii) Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$  i grafik obciążenia jest większy niż 0 MW; oraz
  - (d) W przypadku gdy dany OREB jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ :
    - (i) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $R$  i nie jest możliwe odstawienie  $JG_{W1}$  ze względu na minimalny czas pracy, tj. nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (9.1)-(9.3);
    - (ii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$ ; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

- (2.4) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 2$ :
- (a) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$ ; oraz
  - (b) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);
- (2.5) Stan  $JG_{W1}$  może być równy  $R$ , jeżeli dla danego OREB  $ZWP = 0$  oraz:
- (a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż moc minimalna  $JG_{W1}$ ; albo
  - (b) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{W1}$  i:
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$  dla danego OREB jest równa 0 MW; lub
    - (ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy  $JG_{W1}$ , zgodnie z postanowieniami pkt (9);
- (2.6) Stan  $JG_{W1}$  musi być równy  $R$ , jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$  dla danego OREB jest równa 0 MW;
- (2.7) Stan  $JG_{W1}$  może być równy  $P$ , jeżeli:
- (a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{W1}$ ; lub
  - (b) Dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  albo  $R$  i jednocześnie dla danego OREB  $ZWP = 1$ ;
- (2.8) Stan  $JG_{W1}$  musi być równy  $P$ , jeżeli dla danego OREB  $ZWP \neq 0$ ;
- (2.9) Stan  $JG_{W1}$  może być równy  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ , jeżeli:
- (a) Dla danego OREB  $ZWP = 0$ ; oraz
  - (b) Jest to możliwe ze względu na stan  $JG_{W1}$  dla poprzednich OREB i dane charakterystyki uruchomienia  $JG_{W1}$  dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, zgodnie z postanowieniami pkt (10);
- (2.10) Stan  $JG_{W1}$  może być równy  $U^D$ , jeżeli:
- (a) Dane zgłoszenie PP zostało dokonane w ramach RBB;
  - (b) Dla danego OREB  $ZWP = 0$ ; oraz
  - (c) Jest to możliwe ze względu na ograniczenia dotyczące stosowania dodatkowej charakterystyki uruchomienia ze stanu gorącego, zgodnie z postanowieniami w pkt (11);
- (2.11)  $ZWP$  musi być równy:
- (a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej  $JG_{W1}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

- (b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze stałą mocą zgłoszonej dla danej  $JG_{W1}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;
- (c) 2, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze zmienną mocą zgłoszonej dla danej  $JG_{W1}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP.
- (3) Grafik obciążenia  $JG_{W1}$  dla OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP \neq 1$ , nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$ , z zastrzeżeniem pkt (4).
- (4) Grafik obciążenia  $JG_{W1}$  dla OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP \neq 1$ , może przyjąć wartość poniżej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$ , lecz nie niższą niż moc minimalna  $JG_{W1}$ , jeżeli nie jest możliwe osiągnięcie mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  ze względu na grafik obciążenia dla poprzedniego OREB oraz maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ . Wówczas grafik obciążenia dla danego OREB musi być równy sumie grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ .
- (5) Grafik obciążenia  $JG_{W1}$  dla OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP \neq 1$ :
- (5.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ ; oraz
- (5.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ , z zastrzeżeniem pkt (6).
- (6) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_{W1}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP \neq 1$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (5.2) pomniejszona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.
- (7) Grafik obciążenia  $JG_{W1}$  dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$  i którego wartość jest większa niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  oraz maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{W1}$ , o których mowa w pkt (3)-(6).
- (8) Grafik obciążenia  $JG_{W1}$  dla OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  jest równy  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ , musi być równy w zależności od długości okresu uruchamiania składającego się z danego i poprzednich OREB, dla których stan  $JG_{W1}$  jest równy odpowiednio stanowi  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ :
- (8.1) 0 MW, jeżeli dany okres uruchamiania jest nie dłuższy niż czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji określony dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego (odpowiednio TSG, TSC albo TSZ);
- (8.2) Moc osiąganą na koniec  $n$ -tego OREB zgodnie z danymi charakterystyki uruchamiania dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, jeżeli dany okres uruchamiania jest dłuższy o  $n$  ( $n > 0$ ) OREB od odpowiednio TSG, TSC albo TSZ;

Wielkości mocy, o których mowa w pkt (8.2), oraz wielkości TSG, TSC i TSZ są przyjmowane z ostatniej przyjętej OT dla danej JG<sub>w1</sub> i dla doby handlowej, w której zawarty jest pierwszy OREB danego okresu uruchamiania.

- (9) Stan JG<sub>w1</sub> dla OREB, dla którego ZWP = 0 i moc maksymalna dyspozycyjna JG<sub>w1</sub> jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG<sub>w1</sub>, może być równy  $R$ , jeżeli:
- (9.1) Minimalny czas pracy JG<sub>w1</sub> jest zerowy;
- (9.2) Stan JG<sub>w1</sub> dla poprzedniego OREB jest równy  $P$  i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $P$ , jest nie krótszy niż minimalny czas pracy JG<sub>w1</sub> lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego ZWP  $\neq 0$ ; lub
- (9.3) Stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $U^D$  dla ostatniego OREB, który poprzedza dany OREB i dla którego stan JG<sub>w1</sub> jest różny od  $P$ ;

Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy JG<sub>w1</sub>, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością JG<sub>w1</sub> lub po pracy wymuszonej lub po uruchomieniu ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia.

- (10) Stan JG<sub>w1</sub> dla OREB, dla którego ZWP = 0, może być równy  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ , jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $R$  albo odpowiednio  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$  oraz:
- (10.1) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $R$ : okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których ZWP = 0 i grafik obciążenia jest równy 0 MW, jest:
- (a) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $U^G$ :
- (i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu gorącego (TPG); oraz
- (ii) Krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu ciepłego (TPC);
- (b) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $U^C$ :
- (i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu ciepłego (TPC); oraz
- (ii) Krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu zimnego (TPZ);
- (c) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy  $U^Z$ :
- (i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu zimnego (TPZ);
- (10.2) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan JG<sub>w1</sub> jest równy odpowiednio  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ : okres uruchamiania składający się z danego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG<sub>w1</sub> jest równy odpowiednio  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$ , jest nie



dłuższy niż suma czasu od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji i czasu od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej  $JG_{W1}$  dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego (odpowiednio TSG + TRG, TSC + TRC albo TSZ + TRZ);

Wielkości TPG, TPC, TPZ, TSG, TSC, TSZ, TRG, TRC i TRZ są przyjmowane z ostatniej przyjętej OT dla danej  $JG_{W1}$  i dla doby handlowej, w której zawarty jest pierwszy OREB okresu uruchamiania  $JG_{W1}$ .

(11) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB stan  $JG_{W1}$  dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ , może być równy  $U^D$ , jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$  albo  $U^D$  oraz:

(11.1) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$ :

- (a) Okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$ , jest krótszy niż TPC; oraz
- (b) Dla pierwszego OREB okresu postoju, o którym mowa w pkt (a), moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$  jest równa 0 MW;

(11.2) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $U^D$ : okres uruchamiania składający się z danego i wcześniejszych OREB, dla których stan  $JG_{W1}$  jest równy  $U^D$ , jest nie dłuższy niż suma czasu od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji i czasu od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimum  $JG_{W1}$  dla stanu gorącego (TSG + TRG);

Wielkości TPC, TSG i TRG są przyjmowane z ostatniej przyjętej OT dla danej  $JG_{W1}$  i dla doby handlowej, w której zawarty jest pierwszy OREB okresu uruchamiania  $JG_{W1}$ .

Oznacza to, że zgłoszenie uruchomienia  $JG_{W1}$  według dodatkowej charakterystyki uruchomienia ze stanu gorącego może być dokonane wyłącznie w ramach RBB i w związku z wcześniejszą niedyspozycyjnością  $JG_{W1}$ . Zgłoszone w ten sposób uruchomienie nie może trwać dłużej niż czas trwania charakterystyki uruchomienia ze stanu gorącego (TSG + TRG).

(12) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JG_{W1}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(12.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);

(12.2) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $P$  albo stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP = 1$ ;

(12.3) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli:

- (a) Dla poprzedniego OREB lub następnego OREB stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $P$  albo stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i  $ZWP = 1$ ; lub
- (b) Dla drugiego OREB następującego po danym OREB stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $P$ ;

(12.4) Grafiki mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i  $RR$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;

- (12.5) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  jest niedyspozycyjny;
- (12.6) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{W1}$  dla danego typu rezerwy mocy;
- (12.7) Grafiki mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_{W1}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (12.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i  $RR$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{W1}$  i grafiki obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (13)-(14);
- (12.9) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{W1}$  i grafiki obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (15)-(16);
- (12.10) Grafiki mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{W1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz
    - (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (12.11) Grafiki mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
    - (ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{W1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ ;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.

- (13) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla  $JG_{W1}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (13.1) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  i grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (13.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (14) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla  $JG_{W1}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (14.1) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla danego OREB; oraz
  - (14.2) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla poprzedniego OREB.
- (15) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla  $JG_{W1}$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (15.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
  - (15.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (15.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (15.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
  - (15.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB; oraz
  - (15.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W1}$  dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (16) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{W1}$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (16.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;

- (16.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikami obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla poprzedniego OREB oraz grafikami mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (16.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikami obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  oraz grafikami mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (16.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikami obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla danego OREB oraz grafikami mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (16.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikami obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  oraz grafikami mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB; oraz
- (16.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikami obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1}$  dla następnego OREB oraz grafikami mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.4 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla $JG_{W2}$

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{W2}$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_{W2}$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_{W2}$ .
- (2) Grafik obciążenia i ZUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{W2}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (2.1) Grafik obciążenia i ZUB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(5);
  - (2.2) Grafik obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W2}$ ;
  - (2.3) Grafik obciążenia  $JG_{W2}$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{W2}$ , jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;
  - (2.4) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ :
    - (a) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{W2}$  i danego OREB; oraz
    - (b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{W2}$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
  - (2.5) ZUB może być równy  $D$  dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB

aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

- (a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i danego OREB; oraz
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i danego OREB;
  - (b) Grafik obciążenia dla danego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG<sub>w2</sub> dla danego OREB;
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG<sub>w2</sub> dla danego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>w2</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
  - (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i następnego OREB; oraz
    - (ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>w2</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5).
- (3) Grafik obciążenia JG<sub>w2</sub> dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ :
- (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG<sub>w2</sub>; oraz
  - (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG<sub>w2</sub>, z zastrzeżeniem pkt (4).
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG<sub>w2</sub>, grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:
- (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG<sub>w2</sub> dla poprzedniego i danego OREB;
  - (4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG<sub>w2</sub> dla danego OREB.
- (5) Grafik obciążenia JG<sub>w2</sub> musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>w2</sub>, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego  $ZUB = N$ , jeżeli:
- (5.1) Dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ ; oraz

- (5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{w2}$ .
- (6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JG_{w2}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (6.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
- (6.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZUB = N$ ;
- (6.3) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZUB = N$ ;
- (6.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i  $RR$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;
- (6.5) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  jest niedyspozycyjny;
- (6.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{w2}$  dla danego typu rezerwy mocy;
- (6.7) Grafik mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_{w2}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i  $RR$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{w2}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);
- (6.9) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{w2}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);
- (6.10) Grafik mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
- (i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{w2}$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości  $ZUB$  i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{w2}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz
- (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;
- oraz

- (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (6.11) Grafiki mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
- (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
- (ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{W2}$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W2}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRR^D$ ;
- oraz
- (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (7) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla  $JG_{W2}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (7.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2}$  i grafiku obciążenia dla danego OREB;
- (7.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2}$  i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz
- (7.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{W2}$  i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (8) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla  $JG_{W2}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (8.1) Różnica grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2}$  dla danego OREB;
- (8.2) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2}$  dla poprzedniego OREB; oraz
- (8.3) Różnica grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{W2}$  i danego OREB.
- (9) Grafiki mocy bilansującej  $mFRR^G$  dla  $JG_{W2}$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W2}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (9.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{W2}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;

- (9.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla danego OREB;
- (9.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG<sub>w2</sub> dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla danego OREB;
- (9.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG<sub>w2</sub> dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla następnego OREB;
- (9.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla następnego OREB;
- (9.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG<sub>w2</sub> dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla następnego OREB;
- (9.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG<sub>w2</sub> dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (9.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (10) Grafiki mocy bilansującej mFRR<sup>D</sup> dla JG<sub>w2</sub> dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>w2</sub> oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla poprzedniego OREB;
- (10.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>w2</sub> dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>w2</sub> oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>w2</sub> oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;



- (10.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{w2}$  dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (10.6) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{w2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (10.7) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{w2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{w2}$  dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{w2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.5 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla $JG_{M1}$

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{M1}$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_{M1}$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_{M1}$ .
- (2) Grafiki obciążenia, stan  $JG_{M1}$ , ZWP, niezależna zmiana stanu naładowania, potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{M1}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (2.1) Grafiki obciążenia, stan  $JG_{M1}$ , ZWP, niezależna zmiana stanu naładowania, potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(6);
  - (2.2) Grafiki obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ :
    - (a) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $R$ : musi być równy 0 MW;
    - (b) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^G$ :
      - (i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji; oraz
      - (ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{M1}$  w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M1}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);
    - (c) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^P$ :

- (i) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz
  - (ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{M1}$  w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M1}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);
- (d) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $U^G$ :
- (i) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji; oraz
  - (ii) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji;
- oraz
- (e) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $U^P$ :
- (i) Nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz
  - (ii) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;
- (2.3) Grafiki obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 1$ :
- (a) Musi odpowiadać mocy obciążenia określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej ze stałą mocą  $JG_{M1}$ . Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;
  - (b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji, jeżeli:
    - (i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni w kierunku generacji dla danego OREB; lub
    - (ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$ ;
  - (c) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli:
    - (i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni w kierunku poboru dla danego OREB; lub
    - (ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$ ;
  - (d) Dodatkowo w przypadku gdy stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i dany OREB jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ :
    - (i) Nie może być mniejszy niż 0 MW;

- (ii) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{M1}$  jest różny od  $R$  i nie jest możliwe odstawienie  $JG_{M1}$  ze względu na minimalny czas pracy, tj.:
- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (13.1)-(13.2); albo
  - W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest mniejszy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (14.1)-(14.2);
- (iii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$ ; oraz
- (iv) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $JG_{M1}$  w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M1}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);
- (e) Dodatkowo w przypadku gdy stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i dany OREB nie jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ :
- (i) Nie może być mniejszy niż 0 MW; oraz
- (ii) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji, jeżeli:
- Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku generacji dla danego OREB; lub
  - Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$  i grafik obciążenia jest większy niż 0 MW;
- (f) Dodatkowo w przypadku gdy stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$  i dany OREB jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ :
- (i) Nie może być większy niż 0 MW;
- (ii) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{M1}$  jest różny od  $R$  i nie jest możliwe odstawienie  $JG_{M1}$  ze względu na minimalny czas pracy, tj.:
- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (13.1)-(13.2); albo
  - W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest mniejszy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (14.1)-(14.2);
- (iii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ ; oraz

- (iv) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);
- oraz
- (g) Dodatkowo w przypadku gdy stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$  i dany OREB nie jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ :
- (i) Nie może być większy niż 0 MW; oraz
  - (ii) Nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli:
    - Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku poboru dla danego OREB; lub
    - Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$  i grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;
- (2.4) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 2$ :
- (a) W przypadku gdy stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^G$ :
    - (i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku generacji; oraz
    - (ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);
  - (b) W przypadku gdy stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$ :
    - (i) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz
    - (ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);
- (2.5) Potencjał dostawy nie może być mniejszy niż potencjał dostawy dla ostatniego OREB  $t$ , który poprzedza dany OREB i dla którego suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh, jeżeli:
- (a) Dla wszystkich OREB następujących po OREB  $t$  do danego OREB łącznie  $ZPDO = 0$ ; oraz
  - (b) Dla danego OREB suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh;
- (2.6) Potencjał odbioru nie może być mniejszy niż potencjał odbioru dla ostatniego OREB  $t$ , który poprzedza dany OREB i dla którego suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh, jeżeli:

- (a) Dla wszystkich OREB następujących po OREB  $t$  do danego OREB włącznie  $ZPDO = 0$ ; oraz
  - (b) Dla danego OREB suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh;
- (2.7) Suma potencjału dostawy i potencjału odbioru nie może być większa niż pojemność MEE albo ESP związanej z  $JG_{M1}$ ;
- (2.8)  $ZPDO$  musi być równy 1, jeżeli dany OREB jest pierwszym OREB doby handlowej;
- (2.9) Stan  $JG_{M1}$  może być równy  $R$ , jeżeli dla danego OREB  $ZWP = 0$  oraz:
- (a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest równy 0 MW;
  - (b) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest większy niż 0 MW i:
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla danego OREB jest równa 0 MW; lub
    - (ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy  $JG_{M1}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (13);albo
  - (c) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW i:
    - (i) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru dla danego OREB jest równa 0 MW; lub
    - (ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy  $JG_{M1}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (14);
- (2.10) Stan  $JG_{M1}$  może być równy  $P^G$ , jeżeli:
- (a) Dla danego OREB  $ZWP \neq 1$  oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji; lub
  - (b) Dla danego OREB  $ZWP = 1$ ;
- (2.11) Stan  $JG_{M1}$  może być równy  $P^P$ , jeżeli:
- (a) Dla danego OREB  $ZWP \neq 1$  oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; lub
  - (b) Dla danego OREB  $ZWP = 1$ ;
- (2.12) Stan  $JG_{M1}$  musi być równy  $P^P$  albo  $P^G$ , jeżeli dla danego OREB  $ZWP \neq 0$ ;
- (2.13) Stan  $JG_{M1}$  może być równy  $U^G$  albo  $U^P$ , jeżeli:
- (a) Dla danego OREB  $ZWP = 0$ ;
  - (b) Dla poprzedniego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ;

- (c) Okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy  $R$ , nie jest krótszy niż minimalny czas postoju  $J_{G_{M1}}$ ; oraz
  - (d) W dobie zawierającej dany OREB liczba OREB, dla których stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy odpowiednio  $U^G$  albo  $U^P$ , nie jest większa niż maksymalna liczba uruchomień  $J_{G_{M1}}$  w dobie do pracy w kierunku odpowiednio generacji albo poboru;
- (2.14) Stan  $J_{G_{M1}}$  nie może być równy  $P^G$  albo  $U^G$ , jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji dla danego OREB jest równa 0 MW;
- (2.15) Stan  $J_{G_{M1}}$  nie może być równy  $P^P$  albo  $U^P$ , jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{G_{M1}}$  w kierunku poboru dla danego OREB jest równa 0 MW;
- (2.16) ZWP musi być równy:
- (a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej  $J_{G_{M1}}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;
  - (b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze stałą mocą zgłoszonej dla danej  $J_{G_{M1}}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;
  - (c) 2, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze zmienną mocą zgłoszonej dla danej  $J_{G_{M1}}$  przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP.
- (3) Grafik obciążenia  $J_{G_{M1}}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 0$ , nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji.
- (4) Grafik obciążenia  $J_{G_{M1}}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 2$ , nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji.
- (5) Grafik obciążenia  $J_{G_{M1}}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP \neq 1$ :
- (5.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji; oraz
  - (5.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (6).
- (6) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $J_{G_{M1}}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan  $J_{G_{M1}}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP \neq 1$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (5.2) pomniejszona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.
- (7) Grafik obciążenia  $J_{G_{M1}}$  dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$  i którego wartość jest większa niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{G_{M1}}$  w kierunku generacji oraz

- maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(6).
- (8) Grafik obciążenia  $J_{GM1}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 0$ , nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.
- (9) Grafik obciążenia  $J_{GM1}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 2$ , nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.
- (10) Grafik obciążenia  $J_{GM1}$  dla OREB, dla którego stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP \neq 1$ :
- (10.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (11); oraz
- (10.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku poboru.
- (11) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $J_{GM1}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP \neq 1$ , nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (10.1) powiększona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.
- (12) Grafik obciążenia  $J_{GM1}$  dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$  i którego wartość jest mniejsza niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru oraz maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $J_{GM1}$  w kierunku poboru, o których mowa w pkt (8)-(11).
- (13) Stan  $J_{GM1}$  dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku generacji jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia  $J_{GM1}$  jest większy niż 0 MW, może być równy  $R$ , jeżeli:
- (13.1) Minimalny czas pracy  $J_{GM1}$  w kierunku generacji jest zerowy; lub
- (13.2) Stan  $J_{GM1}$  dla poprzedniego OREB jest równy  $P^G$  i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^G$ , jest nie krótszy niż minimalny czas pracy  $J_{GM1}$  w kierunku generacji lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego  $ZWP \neq 0$ .
- Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia z pracy w kierunku generacji przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy  $J_{GM1}$  w kierunku generacji, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością  $J_{GM1}$  lub po pracy wymuszonej.
- (14) Stan  $J_{GM1}$  dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $J_{GM1}$  w kierunku poboru jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia  $J_{GM1}$  jest mniejszy niż 0 MW, może być równy  $R$ , jeżeli:

- (14.1) Minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  w kierunku poboru jest zerowy; lub
- (14.2) Stan  $JG_{MI}$  dla poprzedniego OREB jest równy  $P^P$  i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$ , jest nie krótszy niż minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  w kierunku poboru lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego  $ZWP \neq 0$ .

Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia z pracy w kierunku poboru przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  w kierunku poboru, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością  $JG_{MI}$  lub po pracy wymuszonej.

- (15) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JG_{MI}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (15.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
- (15.2) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZWP = 1$ ;
- (15.3) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZWP = 1$ ;
- (15.4) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i  $RR$  musi być równy 0 MW, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest różny od  $P^G$  albo  $P^P$ ;
- (15.5) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  musi być równy 0 MW, jeżeli:
- (a) Dla danego OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$  i dla poprzedniego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafiki obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;
  - (b) Dla danego OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$  i:
    - (i) Dla następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ; lub
    - (ii) Dla danej  $JG_{MI}$  moc maksymalna w kierunku poboru jest równa mocy minimalnej w kierunku poboru i dla poprzedniego, danego lub następnego OREB  $ZWP = 2$ ;
  - (c) Dla danego OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $U^P$ ; lub
  - (d) Dla danej  $JG_{MI}$  znacznik dostępności  $mFRRd$  w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu  $JG_{MI}$  przy wykorzystaniu rezerwy, o którym mowa w pkt 8.6.2(5.1.d.vi), jest równy 0 i dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ .
- (15.6) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli:
- (a) Dla danego OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$  i dla poprzedniego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafiki obciążenia jest większy niż 0 MW;



- (b) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i:
    - (i) Dla następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ; lub
    - (ii) Dla danej  $JG_{M1}$  moc maksymalna w kierunku generacji jest równa mocy minimalnej w kierunku generacji i dla poprzedniego, danego lub następnego OREB  $ZWP = 2$ ;
  - (c) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^G$ ;
  - (d) Dla danej  $JG_{M1}$  znacznik dostępności mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu  $JG_{M1}$  przy wykorzystaniu rezerwy, o którym mowa w pkt 8.6.2(5.1.d.vii), jest równy 0 i dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ .
- (15.7) Grafiki mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli:
- (a) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo
  - (b) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$  i układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;
- (15.8) Grafiki mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli:
- (a) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$  i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla mFRRd<sup>G</sup> w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo
  - (b) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$  i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla mFRRd<sup>G</sup> w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;
- (15.9) Grafiki mocy bilansującej mFRRd<sup>D</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli:
- (a) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla mFRRd<sup>D</sup> w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo
  - (b) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$  i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla mFRRd<sup>D</sup> w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;
- (15.10) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż:
- (a) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^G$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy;
  - (b) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^P$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy;

- (c) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $R$  albo  $U^G$  i typu rezerwy mocy równego  $mFRRd^G$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla  $mFRRd^G$ ;
  - (d) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $R$  albo  $U^P$  i typu rezerwy mocy równego  $mFRRd^D$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku poboru dla  $mFRRd^D$ ;
  - (e) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $U^G$  i typu rezerwy mocy równego  $RR^G$  albo  $RR^D$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku generacji odpowiednio dla  $RR^G$  albo  $RR^D$ ;
  - (f) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $U^P$  i typu rezerwy mocy równego  $RR^G$  albo  $RR^D$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku poboru odpowiednio dla  $RR^G$  albo  $RR^D$ ;
- (15.11) Grafik mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż:
- (a) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^G$ : minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku generacji odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
  - (b) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  równego  $P^P$ : minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_{M1}$  w kierunku poboru odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (15.12) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i  $RR$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{M1}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (16)-(17);
- (15.13) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{M1}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (18)-(21);
- (15.14) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{M1}$  dla OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednego OREB w okresie od trzeciego OREB poprzedzającego dany OREB do trzeciego OREB następującego po danym OREB:
- (a) Stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ ; oraz
  - (b) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  jest większy niż 0 MW;
- (15.15) Grafik mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{M1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu potencjałów dostawy, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej  $RR^G$  dla poprzednich OREB, wartości ZPDO, oferowanych mocy

- maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz
- (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;
- oraz
- (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (15.16) Grafik mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
    - (ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{M1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu potencjałów odbioru, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej  $RR^D$  dla poprzednich OREB, wartości ZPDO, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ ;
- oraz
- (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (16) W przypadku  $JG_{M1}$ , dla której moc maksymalna w kierunku generacji jest większa niż moc minimalna w kierunku generacji, dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$ :
- (16.1) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$ , która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (a) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB;
- (16.2) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$ , która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (a) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla danego OREB; oraz
  - (b) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB.

- (17) W przypadku  $JG_{MI}$ , dla której moc maksymalna w kierunku poboru jest większa niż moc minimalna w kierunku poboru, dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$ :
- (17.1) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$ , która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (a) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{MI}$  w kierunku poboru dla danego OREB; oraz
  - (b) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{MI}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB;
- (17.2) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$ , która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (a) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{MI}$  w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{MI}$  w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (18) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla  $JG_{MI}$ , który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ , nie może być większy niż:
- (18.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (18.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (18.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (18.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (18.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB; oraz
- (18.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{MI}$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (19) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{MI}$ , który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$ , nie może być większy niż:

- (19.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
- (19.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (19.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (19.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (19.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB; oraz
- (19.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (20) W przypadku  $J_{GM1}$ , dla której moc maksymalna w kierunku poboru jest większa niż moc minimalna w kierunku poboru, grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$ , który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan  $J_{GM1}$  jest równy  $P^P$ , nie może być większy niż:
- (20.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (20.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (20.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (20.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $J_{GM1}$  w kierunku poboru dla

- danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (20.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB; oraz
- (20.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku poboru dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (21) W przypadku  $JG_{M1}$ , dla której moc maksymalna w kierunku generacji jest większa niż moc minimalna w kierunku generacji, grafik mocy bilansującej  $mFRR^D$ , który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$ , nie może być większy niż:
- (21.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
- (21.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (21.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (21.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (21.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB; oraz
- (21.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M1}$  w kierunku generacji dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (22) Potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO w zgłoszeniu PP w ramach RBB dla  $JG_{M1}$  muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (22.1) Potencjał dostawy nie może być mniejszy niż potencjał dostawy z ostatniego przyjętego PP dla danej  $JG_{M1}$  i danego OREB;
- (22.2) Potencjał odbioru nie może być mniejszy niż potencjał odbioru z ostatniego przyjętego PP dla danej  $JG_{M1}$  i danego OREB;

- (22.3) ZPDO musi być równy 1, jeżeli w ostatnim przyjętym PP dla danej  $JG_{M1}$  i danego OREB  $ZPDO = 1$ ;
- (22.4) ZPDO musi być równy 0, jeżeli:
- (a) Dana  $JG_{M1}$  nie jest utworzona z MWE ESP i w ostatnim przyjętym PP dla danej  $JG_{M1}$ :
    - (i) Dla danego OREB  $ZPDO = 0$ ; oraz
    - (ii) Suma potencjałów dostawy i odbioru w okresie składającym się z danego i późniejszych OREB, dla których  $ZPDO = 0$ , jest większa niż 0 MWh;
  - (b) Dana  $JG_{M1}$  jest utworzona z MWE ESP i w ostatnim przyjętym PP:
    - (i) Dla każdej  $JG_{M1}$  danej ESP dla danego OREB  $ZPDO = 0$ ; oraz
    - (ii) Dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP suma potencjałów dostawy i odbioru w okresie składającym się z danego i późniejszych OREB, dla których  $ZPDO = 0$ , jest większa niż 0 MWh.

### 8.6.6 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla $JG_{M2}$

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{M2}$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_{M2}$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_{M2}$ .
- (2) Grafiki obciążenia, ZUB, potencjał dostawy i potencjał odbioru w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{M2}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) Grafiki obciążenia, ZUB, potencjał dostawy i potencjał odbioru muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(10);
  - (2.2) Grafiki obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji;
  - (2.3) Grafiki obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;
  - (2.4) Grafiki obciążenia  $JG_{M2}$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku generacji dla danego OREB;
  - (2.5) Grafiki obciążenia  $JG_{M2}$ , który jest mniejszy niż 0 MW, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku poboru dla danego OREB;
  - (2.6) Grafiki obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D^G$ :
    - (a) Nie może być mniejszy niż 0 MW;

- (b) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB; oraz
  - (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
- (2.7) Grafiki obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D^P$ :
- (a) Nie może być większy niż 0 MW;
  - (b) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB; oraz
  - (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8);
- (2.8) Suma potencjałów dostawy i potencjałów odbioru dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny, nie może być większa niż pojemność MEE albo ESP związanej z  $JG_{M2}$ ;
- (2.9) ZUB może być równy  $D^G$  dla danego OREB, jeżeli  $ZUB \neq D^P$  dla poprzedniego OREB oraz grafiki obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:
- (a) Grafiki obciążenia dla poprzedniego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB; oraz
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB;
  - (b) Grafiki obciążenia dla danego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB;
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
  - (c) Grafiki obciążenia dla następnego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż 0 MW;



- (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i następnego OREB; oraz
  - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
- (2.10) ZUB może być równy  $D^P$  dla danego OREB, jeżeli  $ZUB \neq D^G$  dla poprzedniego OREB oraz grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:
- (a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB; oraz
    - (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB;
  - (b) Grafik obciążenia dla danego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB;
    - (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8);
  - (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż 0 MW;
    - (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i następnego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8).
- (3) Grafik obciążenia  $JG_{M2}$  dla OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ :
- (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji; oraz

- (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (4).
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_{M2}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:
- (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz
- (4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB.
- (5) Grafik obciążenia  $JG_{M2}$  musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego  $ZUB = N$ , jeżeli:
- (5.1) Dla poprzedniego OREB  $ZUB = D^G$ ; oraz
- (5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji.
- (6) Grafik obciążenia  $JG_{M2}$  dla OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ :
- (6.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (7); oraz
- (6.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru.
- (7) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_{M2}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ , nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (6.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:
- (7.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz
- (7.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla danego OREB.
- (8) Grafik obciążenia  $JG_{M2}$  musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_{M2}$  w kierunku poboru, o których mowa w pkt (6)-(7), również dla OREB, dla którego  $ZUB = N$ , jeżeli:
- (8.1) Dla poprzedniego OREB  $ZUB = D^P$ ; oraz
- (8.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

- (9) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG<sub>M2</sub> muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (9.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
  - (9.2) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZUB = N$ ;
  - (9.3) Grafiki mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZUB = N$ ;
  - (9.4) Grafiki mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli:
    - (a) W przypadku  $ZUB = D^G$ : dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji jest niedyspozycyjny;
    - (b) W przypadku  $ZUB = D^P$ : dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;
  - (9.5) Grafiki mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli:
    - (a) W przypadku  $ZUB = D^G$ : dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> w kierunku generacji jest niedyspozycyjny;
    - (b) W przypadku  $ZUB = D^P$ : dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;
  - (9.6) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż:
    - (a) W przypadku  $ZUB = D^G$ : maksymalny zakres rezerwy mocy JG<sub>M2</sub> w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy;
    - (b) W przypadku  $ZUB = D^P$ : maksymalny zakres rezerwy mocy JG<sub>M2</sub> w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy;
  - (9.7) Grafiki mocy bilansującej FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż:
    - (a) W przypadku  $ZUB = D^G$ : minimalny zakres rezerwy mocy JG<sub>M2</sub> w kierunku generacji odpowiednio dla FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>;
    - (b) W przypadku  $ZUB = D^P$ : minimalny zakres rezerwy mocy JG<sub>M2</sub> w kierunku poboru odpowiednio dla FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>;
  - (9.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG<sub>M2</sub> i grafiki obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (10)-(13);
  - (9.9) Grafiki mocy bilansujących mFRRd<sup>G</sup> oraz mFRRd<sup>D</sup> muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG<sub>M2</sub> i grafiki obciążenia dla poprzedniego, danego

i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (14)-(17);

(9.10) Grafiki mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{M2}$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, potencjałów dostawy, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej  $RR^G$  dla poprzednich OREB, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

(b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;

(9.11) Grafiki mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_{M2}$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, potencjałów odbioru, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej  $RR^D$  dla poprzednich OREB, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ ;

oraz

(b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.

(10) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$ , która jest większa niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ , nie może być większa niż:

(10.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla danego OREB;

(10.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

- (10.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (11) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$ , która jest większa niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ , nie może być większa niż:
- (11.1) Różnica grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB;
- (11.2) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB; oraz
- (11.3) Różnica grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB.
- (12) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$ , która jest większa niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ , nie może być większa niż:
- (12.1) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla danego OREB;
- (12.2) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB; oraz
- (12.3) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB.
- (13) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$ , która jest większa niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ , nie może być większa niż:
- (13.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB;
- (13.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz
- (13.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB oraz wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (14) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$ , który jest większy niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ , nie może być większy niż:
- (14.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (14.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;

- (14.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (14.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (14.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (14.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (14.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (14.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (14.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (15) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^D$ , który jest większy niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^G$ , nie może być większy niż:
- (15.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
- (15.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (15.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (15.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;

- (15.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (15.6) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (15.7) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (15.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku generacji dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (15.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (16) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$ , który jest większy niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ , nie może być większy niż:
- (16.1) Dwukrotna wartość różnicy: (i) pomiędzy wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (16.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (16.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (16.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (16.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (16.6) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej

- przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (16.7) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (16.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (16.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (17) Grafiki mocy bilansującej  $mFRR^D$ , który jest większy niż 0 MW, dla  $JG_{M2}$  dla danego OREB, dla którego  $ZUB = D^P$ , nie może być większy niż:
- (17.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
- (17.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (17.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (17.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (17.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (17.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;



- (17.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (17.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{M2}$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (17.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_{M2}$  i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (18) Potencjał dostawy i potencjał odbioru w zgłoszeniu PP w ramach RBB dla  $JG_{M2}$  muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (18.1) Suma potencjałów dostawy dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny nie może być mniejsza niż suma potencjałów dostawy dla tych OREB z ostatniego przyjętego PP;
- (18.2) Suma potencjałów odbioru dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny nie może być mniejsza niż suma potencjałów odbioru dla tych OREB z ostatniego przyjętego PP.

### 8.6.7 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JGo

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JGo muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JGo, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JGo.
- (2) Grafiki obciążenia i ZUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JGo muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) Grafiki obciążenia i ZUB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(12);
- (2.2) Grafiki obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JGo z przeciwnym znakiem;
- (2.3) Grafiki obciążenia JGo, który jest mniejszy niż 0 MW, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JGo z przeciwnym znakiem, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;
- (2.4) Grafiki obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ :

- (a) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB; oraz
  - (b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGo, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
- (2.5) ZUB może być równy  $D$  dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:
- (a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB; oraz
    - (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB;
  - (b) Grafik obciążenia dla danego OREB:
    - (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JGo z przeciwnym znakiem dla danego OREB;
    - (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JGo z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGo, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
  - (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i następnego OREB; oraz
    - (ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGo, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5).
- (3) Grafik obciążenia JGo dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ :
- (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGo, z zastrzeżeniem pkt (4); oraz
  - (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGo.
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JGo grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ , nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (3.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

- (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JGo$  dla poprzedniego i danego OREB; oraz
- (4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JGo$  i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JGo$  dla danego OREB.
- (5) Grafiki obciążenia  $JGo$  musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JGo$ , o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego  $ZUB = N$ , jeżeli:
- (5.1) Dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ ; oraz
- (5.2) Dla danego OREB grafiki obciążenia jest nie większy niż moc minimalna  $JGo$  z przeciwnym znakiem.
- (6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JGo$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (6.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
- (6.2) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZUB = N$ ;
- (6.3) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZUB = N$ ;
- (6.4) Grafiki mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i  $RR$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;
- (6.5) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  jest niedyspozycyjny;
- (6.6) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy  $JGo$  dla danego typu rezerwy mocy;
- (6.7) Grafiki mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy  $JGo$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i  $RR$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JGo$  i grafiki obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);
- (6.9) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JGo$  i grafiki obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);

- (6.10) Grafik mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JGo przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JGo oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz
    - (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (6.11) Grafik mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
    - (ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JGo przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JGo oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ ;oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (7) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla JGo dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (7.1) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo dla danego OREB;
  - (7.2) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo dla poprzedniego OREB; oraz
  - (7.3) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB.
- (8) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla JGo dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGo i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB;
  - (8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGo i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

- (8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB oraz wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (9) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla JGo dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
- (9.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (9.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (9.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (9.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (9.6) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (9.7) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (9.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGo dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (9.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (10) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla JGo dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

- (10.1) Dwukrotna wartość różnicy: (i) pomiędzy oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla poprzedniego OREB;
- (10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGo dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGo i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.8 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>Z1</sub>

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG<sub>Z1</sub> muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG<sub>Z1</sub>, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG<sub>Z1</sub>.

- (2) Grafiki obciążenia, ZWP i grafiki obciążenia magazynu w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG<sub>Z1</sub> muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) Grafiki obciążenia, ZWP i grafiki obciążenia magazynu muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(13);
- (2.2) Grafiki obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ :
- (a) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>Z1</sub>; oraz
- (b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>Z1</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(4);
- (2.3) Grafiki obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 1$ :
- (a) Musi być równy mocy redukcji generacji określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej JG<sub>Z1</sub>. Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;
- (b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG<sub>Z1</sub>, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni dla danego OREB;
- (c) Musi spełniać warunek, o którym mowa w pkt (2.2.a), jeżeli:
- (i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB; lub
- (ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z  $ZWP = 1$ ; oraz
- (d) Musi w taki sam sposób jak dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ , uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>Z1</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(4), jeżeli dany OREB jest pierwszym OREB okresu z  $ZWP = 1$ ;
- (2.4) ZWP musi być równy:
- (a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG<sub>Z1</sub> przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;
- (b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG<sub>Z1</sub> przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;
- (2.5) W przypadku JG<sub>Z1</sub>, w skład której wchodzi MEE, grafiki obciążenia magazynu nie może być:
- (a) Większy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG<sub>Z1</sub> w kierunku generacji; oraz
- (b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG<sub>Z1</sub> w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

- (3) Grafik obciążenia  $JG_{Z1}$  dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ :
- (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $JG_{Z1}$ ; oraz
- (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_{Z1}$ , z zastrzeżeniem pkt (4).
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_{Z1}$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZWP = 0$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą sumie:
- (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{Z1}$  dla poprzedniego i danego OREB; oraz
- (4.2) Różnicy mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{Z1}$  dla danego i poprzedniego OREB.
- (5) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JG_{Z1}$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (5.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
- (5.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZWP = 1$ ;
- (5.3) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZWP = 1$ ;
- (5.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i RR musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;
- (5.5) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  jest niedyspozycyjny;
- (5.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_{Z1}$  dla danego typu rezerwy mocy;
- (5.7) Grafik mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_{Z1}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (5.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{Z1}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(7);
- (5.9) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_{Z1}$  i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$



- i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(9);
- (5.10) Grafiki mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
    - (ii) Minimalną wartością redukcji generacji danej  $JG_{Z1}$  dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{Z1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (5.11) Grafiki mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością redukcji generacji danej  $JG_{Z1}$  dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{Z1}$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ ;  
oraz
    - (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (6) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla  $JG_{Z1}$  dla danego OREB nie może być większa niż:
- (6.1) Grafiki obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (6.2) Grafiki obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (7) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla  $JG_{Z1}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (7.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{Z1}$  oraz grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (7.2) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{Z1}$  oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (8) Grafiki mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla  $JG_{Z1}$  dla danego OREB nie może być większy niż:
- (8.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;

- (8.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (8.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (8.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
  - (8.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB; oraz
  - (8.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (9) Grafiki mocy bilansującej  $mFRR^D$  dla  $JG_{Z1}$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
  - (9.2) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
  - (9.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
  - (9.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
  - (9.5) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB; oraz
  - (9.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_{Z1}$  dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.9 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla $JG_{Z2}$ i $JG_{Z3}$

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_z$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_z$ .

- (2) Grafiki obciążenia, ZUB i grafiki obciążenia magazynu w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub> muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) Grafiki obciążenia, ZUB i grafiki obciążenia magazynu muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(14);
  - (2.2) Grafiki obciążenia nie może być większy niż:
    - (a) Moc maksymalna dyspozycyjna JG<sub>Z</sub>; oraz
    - (b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>Z</sub>, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;
  - (2.3) Grafiki obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ :
    - (a) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>Z</sub> i danego OREB;
    - (b) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>Z</sub> dla danego OREB; oraz
    - (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>Z</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
  - (2.4) ZUB może być równy  $D$  dla danego OREB, jeżeli grafiki obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:
    - (a) Grafiki obciążenia dla poprzedniego OREB:
      - (i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>Z</sub> i danego OREB; oraz
      - (ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>Z</sub> dla poprzedniego OREB;
    - (b) Grafiki obciążenia dla danego OREB:
      - (i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG<sub>Z</sub> dla danego OREB; oraz
      - (ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>Z</sub>, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
    - (c) Grafiki obciążenia dla następnego OREB:
      - (i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG<sub>Z</sub> i następnego OREB;

- (ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JGz dla następnego OREB; oraz
  - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGz, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);
- (2.5) W przypadku JGz, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE, grafik obciążenia magazynu nie może być:
  - (a) Większy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JGz w kierunku generacji; oraz
  - (b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JGz w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.
- (3) Grafik obciążenia JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub> dla OREB, dla którego ZUB = D:
  - (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGz; oraz
  - (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGz, z zastrzeżeniem pkt (4).
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG<sub>Z2</sub> lub JG<sub>Z3</sub> grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = D, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodania, równą sumie:
  - (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGz dla poprzedniego i danego OREB; oraz
  - (4.2) Różnicy mocy minimalnej dyspozycyjnej JGz dla danego i poprzedniego OREB.
- (5) Grafik obciążenia JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub> musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB = N, jeżeli dla poprzedniego OREB ZUB = D.
- (6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub> muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (6.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);
  - (6.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = N;
  - (6.3) Grafik mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = N;

- (6.4) Grafiki mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;
- (6.5) Grafiki mocy bilansującej mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla mFRRd<sup>G</sup> lub mFRRd<sup>D</sup> jest niedyspozycyjny;
- (6.6) Grafiki mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JGz dla danego typu rezerwy mocy;
- (6.7) Grafiki mocy bilansującej FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JGz odpowiednio dla FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>;
- (6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JGz i grafiki obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);
- (6.9) Grafiki mocy bilansujących mFRRd<sup>G</sup> oraz mFRRd<sup>D</sup> muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JGz i grafiki obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR<sup>G</sup> i aFRR<sup>G</sup> oraz FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);
- (6.10) Grafiki mocy bilansującej RR<sup>G</sup> nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
    - (ii) Minimalną wartością redukcji generacji danej JGz dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JGz oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR<sup>G</sup>, aFRR<sup>G</sup> i mFRRd<sup>G</sup>;oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (6.11) Grafiki mocy bilansującej RR<sup>D</sup> nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością redukcji generacji danej JGz dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JGz oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>D</sup> i mFRRd<sup>D</sup>;oraz

- (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;
  - oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (7) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  dla danego OREB nie może być większa niż:
- (7.1) Grafik obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (7.2) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (8) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_Z$  i grafiku obciążenia dla danego OREB;
  - (8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_Z$  i sumy mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_Z$  oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz
  - (8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_Z$  i danego OREB i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (9) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  dla danego OREB nie może być większy niż:
- (9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
  - (9.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (9.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (9.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
  - (9.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB; oraz
  - (9.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (10) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_Z$  dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;

- (10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGz dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGz i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGz i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JGz dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla danego OREB;
- (10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGz dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGz i grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGz i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JGz dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla następnego OREB;
- (10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JGz dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JGz i grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGz i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR<sup>D</sup> i aFRR<sup>D</sup> dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.10 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG<sub>A</sub>

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG<sub>A</sub> muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG<sub>A</sub>, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG<sub>A</sub>.
- (2) Grafiki obciążenia, ZUB oraz kody węzłów odwzorowania i grafiki obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG<sub>A</sub> w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG<sub>A</sub> muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

- (2.1) Grafiki obciążenia, ZUB i grafiki obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną  $JG_A$  muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(15);
- (2.2) Kody węzłów odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną  $JG_A$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_A$ ;
- (2.3) Grafiki obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku generacji;
- (2.4) Grafiki obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;
- (2.5) Grafiki obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ :
- (a) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB;
  - (b) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB; oraz
  - (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_A$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6);
- (2.6) Suma grafik obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną  $JG_A$  musi być równa grafikowi obciążenia;
- (2.7) ZUB może być równy  $D$  dla danego OREB, jeżeli grafiki obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:
- (a) Grafiki obciążenia dla poprzedniego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB; oraz
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB;
  - (b) Grafiki obciążenia dla danego OREB:
    - (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB;
    - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku generacji dla danego OREB; oraz
    - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_A$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6);



- (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:
- (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i następnego OREB;
  - (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i następnego OREB; oraz
  - (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_A$ , zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6).
- (3) Grafik obciążenia  $JG_A$  dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ :
- (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego  $JG_A$ , z zastrzeżeniem pkt (4); oraz
  - (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego  $JG_A$ , z zastrzeżeniem pkt (5).
- (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_A$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ , nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (3.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:
- (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz
  - (4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla danego OREB.
- (5) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla  $JG_A$  grafik obciążenia dla OREB, dla którego  $ZUB = D$ , nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:
- (5.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz
  - (5.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku generacji dla danego OREB.
- (6) Grafik obciążenia  $JG_A$  musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego  $JG_A$ , o których mowa w pkt (3)-(5), również dla OREB, dla którego  $ZUB = N$ , jeżeli dla poprzedniego OREB  $ZUB = D$ .
- (7) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla  $JG_A$  muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (7.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);

- (7.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli  $ZUB = N$ ;
- (7.3) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB  $ZUB = N$ ;
- (7.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż  $mFRRd$  i  $RR$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy jest niedyspozycyjny;
- (7.5) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$  jest niedyspozycyjny;
- (7.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy  $JG_A$  dla danego typu rezerwy mocy;
- (7.7) Grafik mocy bilansującej  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy  $JG_A$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (7.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż  $mFRRd$  i  $RR$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_A$  i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(9);
- (7.9) Grafiki mocy bilansujących  $mFRRd^G$  oraz  $mFRRd^D$  muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność  $JG_A$  i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  oraz  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (10)-(11);
- (7.10) Grafik mocy bilansującej  $RR^G$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:
    - (i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_A$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, wartości  $ZUB$  i uwarunkowań technicznych danej  $JG_A$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$ ; oraz
    - (ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB;
- (7.11) Grafik mocy bilansującej  $RR^D$  nie może być większy niż:
- (a) Różnica pomiędzy:

- (i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz
  - (ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną  $JG_A$  przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej  $JG_A$  oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$  i  $mFRR^D$ ;  
oraz
  - (b) Średnia arytmetyczna różnicy, o której mowa w pkt (a), dla danego i poprzedniego OREB.
- (8) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla  $JG_A$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla danego OREB;
  - (8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz
  - (8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.
- (9) Suma grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla  $JG_A$  dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:
- (9.1) Suma grafiku obciążenia i oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla danego OREB;
  - (9.2) Suma grafiku obciążenia i mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB; oraz
  - (9.3) Suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB.
- (10) Grafik mocy bilansującej  $mFRR^D$  dla  $JG_A$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla poprzedniego OREB;
  - (10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
  - (10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB a (ii) sumą grafiku

- obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla danego OREB;
- (10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla następnego OREB;
- (10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną  $JG_A$  w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $aFRR^G$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.
- (11) Grafiki mocy bilansującej  $mFRR^D$  dla  $JG_A$  dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:
- (11.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla poprzedniego OREB;
- (11.2) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (11.3) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;
- (11.4) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla danego OREB;

- (11.5) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (11.6) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (11.7) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla następnego OREB;
- (11.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz
- (11.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej  $JG_A$  i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących  $FCR^D$  i  $aFRR^D$  dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

#### 8.6.11 Warunki poprawności grup zgłoszeń PP

- (1) Grafiki obciążenia i stany  $JG_{W1}$  w zgłoszeniach PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień muszą dodatkowo spełniać następujący warunek dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia: dla okresu składającego się z danego OREB i trzech bezpośrednio poprzedzających go OREB, liczba zakończonych w tym okresie uruchomień  $U^G$ ,  $U^C$  i  $U^Z$  dla  $JG_{W1}$  należących do danej grupy  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{W1}$  dla danej grupy  $JG_{W1}$ .

Zakończenie uruchomienia, o którym mowa powyżej, dla danej  $JG_{W1}$  i danego OREB jest określone przez stan  $U^G$ ,  $U^C$  albo  $U^Z$  i grafik obciążenia równy mocy minimalnej  $JG_{W1}$ .

- (2) Grafiki obciążenia, stany  $JG_{M1}$ , potencjały dostawy, potencjały odbioru i ZPDO w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN oraz RBB dla  $JG_{M1}$  danej ESP muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (2.1) Potencjał dostawy wyznaczony dla danej ESP jako suma potencjałów dostawy dla  $JG_{M1}$  danej ESP, potencjał odbioru wyznaczony dla danej ESP jako suma potencjałów odbioru dla  $JG_{M1}$  danej ESP oraz ZPDO wyznaczony dla danej ESP jako największa wartość ZPDO dla  $JG_{M1}$  danej ESP muszą wraz z tak wyznaczonymi dla danej ESP potencjałami dostawy, potencjałami odbioru i ZPDO dla wcześniejszych OREB spełniać warunki, o których mowa w pkt 8.6.5(2.5)-(2.7);

- (2.2) Liczba  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^G$ , nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{M1}$  w danej ESP do pracy w kierunku generacji;
- (2.3) Liczba  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^P$ , nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{M1}$  w danej ESP do pracy w kierunku poboru;
- (2.4) Liczba  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest dodatni, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych odstawień  $JG_{M1}$  w danej ESP z pracy w kierunku generacji;
- (2.5) Liczba  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest ujemny, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych odstawień  $JG_{M1}$  w danej ESP z pracy w kierunku poboru;
- (2.6) Jeżeli dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^G$  albo  $P^G$ , to dla pozostałych  $JG_{M1}$  danej ESP stan  $JG_{M1}$  nie może być równy  $U^P$  ani  $P^P$ ;
- (2.7) Jeżeli minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych  $JG_{M1}$  danej ESP jest dodatni i dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP nastąpiła zmiana stanu inna niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, to dla każdej  $JG_{M1}$  danej ESP okres składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których nie nastąpiła zmiana stanu inna niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, jest nie krótszy niż minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych  $JG_{M1}$  danej ESP;
- Zmianę stanu inną niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością w danym OREB, o której mowa powyżej, określa się jako jeden z poniższych przypadków:
- (i) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^G$  albo  $U^P$ ;
  - (ii) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest dodatni; albo
  - (iii) Dla danego OREB stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest ujemny.
- (3) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla  $JG_{M1}$  danej ESP muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (3.1) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  dla  $JG_{M1}$  danej ESP dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ , musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP dla poprzedniego, danego, następnego lub

- drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;
- (3.2) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{M1}$  danej ESP dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$ , musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest większy niż 0 MW;
- (3.3) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^D$  dla  $JG_{M1}$  danej ESP dla danego OREB, dla którego stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$ , musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  danej ESP dla co najmniej jednego OREB w okresie od trzeciego OREB poprzedzającego dany OREB do trzeciego OREB następującego po danym OREB:
- (a) Stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ ; oraz
- (b) Grafik mocy bilansującej  $mFRRd^G$  jest większy niż 0 MW.
- (4) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia, którego dotyczą te ograniczenia:
- (4.1) Dla każdego typu rezerwy mocy suma grafików mocy bilansującej dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy danego typu, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
- (4.2) Suma grafików mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy w górę dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
- (4.3) Suma grafików mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy w dół dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;
- (4.4) Suma grafików mocy bilansujących dla wszystkich typów rezerwy mocy dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół i w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG.
- (5) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla JG należących do danego DUB muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (5.1) W przypadku typu rezerwy mocy równego  $FCR^G$  lub  $FCR^D$ :
- (a) Jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej jest równy 1 dla danej JG należącej do danego DUB, to:

- (i) Grafik mocy bilansującej dla danej JG musi być dodatni i równy minimalnemu zakresowi odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  danej JG;
  - (ii) Dla każdej z pozostałych JG danego DUB kwalifikowanych do świadczenia odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  grafik mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nie może być większy niż jej minimalny zakres odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$ ;
  - (iii) Suma grafików mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  dla wszystkich JG danego DUB musi być większa niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB;
  - (iv) Suma grafików mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  dla pozostałych JG danego DUB musi być mniejsza niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB; oraz
  - (v) Dla pozostałych JG danego DUB kwalifikowanych do świadczenia odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  znacznik zakontraktowania mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy musi być równy 0;
- (b) Jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej jest równy 0 dla każdej JG danego DUB, to suma grafików mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  dla wszystkich JG danego DUB nie może być większa niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB;
- (5.2) W przypadku typu rezerwy mocy innego niż  $FCR^G$  i  $FCR^D$ : suma grafików mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy dla wszystkich JG danego DUB nie może być większa niż wielkość mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB.

#### 8.6.12 Weryfikacja zgłoszeń PP

- (1) Weryfikacja zgłoszeń PP w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, składa się z następujących etapów weryfikacji, przeprowadzanych zgodnie z poniższą kolejnością, w ramach których zgłoszenia mogą być odrzucone albo przyjęte, w tym przyjęte ze zmianami, do dalszych etapów weryfikacji:
- (1.1) Weryfikacja danych identyfikacyjnych;
  - (1.2) Podstawowa weryfikacja danych handlowo-technicznych PP:
    - (a) Dla pojedynczej JG;
    - (b) Dla grupy  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień;
    - (c) Dla grupy  $JG_{M1}$  danej ESP;
  - (1.3) Dodatkowa weryfikacja danych handlowo-technicznych PP:
    - (a) Dla pojedynczej JG;



- (b) Dla grupy JG<sub>M1</sub> danej ESP;
  - (c) Dla grupy JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących;
  - (d) Dla grupy JG należących do danego DUB.
- (2) Pojedyncza iteracja weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB składa się z etapów weryfikacji, o których mowa w pkt (1.1)-(1.2), przeprowadzanych zgodnie z podaną kolejnością tych etapów.
- (3) Dany etap weryfikacji zgłoszeń PP polega na sprawdzeniu spełnienia następujących warunków:
- (3.1) W przypadku weryfikacji danych identyfikacyjnych: warunków określonych w pkt 8.6.3(1), 8.6.4(1), 8.6.5(1), 8.6.6(1), 8.6.7(1), 8.6.8(1), 8.6.9(1) i 8.6.10(1);
  - (3.2) W przypadku podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP:
    - (a) Dla pojedynczej JG: warunków określonych w pkt 8.6.3(2), 8.6.4(2), 8.6.5(2), 8.6.6(2), 8.6.7(2), 8.6.8(2), 8.6.9(2), 8.6.10(2), oraz dodatkowo:
      - (i) W przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN: warunków określonych w pkt 8.6.3(12.1), 8.6.4(6.1), 8.6.5(15.1), 8.6.6(9.1), 8.6.7(6.1), 8.6.8(5.1), 8.6.9(6.1), 8.6.10(7.1);
      - (ii) W przypadku zgłoszeń PP w ramach RBB: warunków określonych w pkt 8.6.5(22) i 8.6.6(18);
    - (b) Dla grupy JG<sub>W1</sub> powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień: warunek określony w pkt 8.6.11(1);
    - (c) Dla grupy JG<sub>M1</sub> danej ESP: warunków określonych w pkt 8.6.11(2);
  - (3.3) W przypadku dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP:
    - (a) Dla pojedynczej JG: warunków określonych w pkt 8.6.3(12), 8.6.4(6), 8.6.5(15), 8.6.6(9), 8.6.7(6), 8.6.8(5), 8.6.9(6), 8.6.10(7) innych niż te, o których mowa w pkt (3.2.a.i);
    - (b) Dla grupy JG<sub>M1</sub> danej ESP: warunków określonych w pkt 8.6.11(3);
    - (c) Dla grupy JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących: warunków określonych w pkt 8.6.11(4);
    - (d) Dla grupy JG należących do danego DUB: warunków określonych w pkt 8.6.11(5).
- (4) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego są spełnione wszystkie warunki sprawdzane podczas weryfikacji zgłoszeń PP, jest przyjmowane bez zmian.
- (5) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego nie są spełnione warunki sprawdzane podczas weryfikacji danych identyfikacyjnych, jest odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.
- (6) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej

weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla pojedynczej JG, jest w przypadku zgłoszenia PP:

- (6.1) Dla JG<sub>W1</sub>, JG<sub>M1</sub> i JG<sub>Z1</sub>: odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;
- (6.2) Dla JG<sub>W2</sub>:
- (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.4(2.1)-(2.4) i 8.6.4(6.1) nie są spełnione;
  - (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:
    - (i) Warunki określone w pkt 8.6.4(2.1)-(2.4) i 8.6.4(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz
    - (ii) Warunki określone w pkt 8.6.4(2.5) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(2.5), przyjmuje się ZUB równy  $N$ ;
- (6.3) Dla JG<sub>M2</sub>:
- (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) nie są spełnione;
  - (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:
    - (i) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz
    - (ii) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10), przyjmuje się ZUB równy  $N$ ;
- (6.4) Dla JG<sub>0</sub>:
- (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.7(2.1)-(2.4) i 8.6.7(6.1) nie są spełnione;
  - (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:
    - (i) Warunki określone w pkt 8.6.7(2.1)-(2.4) i 8.6.7(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz
    - (ii) Warunki określone w pkt 8.6.7(2.5) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(2.5), przyjmuje się ZUB równy  $N$ ;

- (6.5) Dla JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>:
- (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.9(2.1)-(2.3), 8.6.9(2.5) i 8.6.9(6.1) nie są spełnione;
  - (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:
    - (i) Warunki określone w pkt 8.6.9(2.1)-(2.3), 8.6.9(2.5) i 8.6.9(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz
    - (ii) Warunki określone w pkt 8.6.9(2.4) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(2.4), przyjmuje się ZUB równy  $N$ ;
- (6.6) Dla JG<sub>A</sub>:
- (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.10(2.1)-(2.6) i 8.6.10(7.1) nie są spełnione;
  - (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:
    - (i) Warunki określone w pkt 8.6.10(2.1)-(2.6) i 8.6.10(7.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz
    - (ii) Warunki określone w pkt 8.6.10(2.7) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(2.7), przyjmuje się ZUB równy  $N$ .
- (7) Zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB dotyczące JG<sub>W1</sub> powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, dla których nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG<sub>W1</sub> powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, są odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.
- (8) Zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB dotyczące JG<sub>M1</sub> danej ESP, dla których nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG<sub>M1</sub> danej ESP, są odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.
- (9) Zgłoszenie PP w ramach RBN, dla którego dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla pojedynczej JG, jest przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:
- (9.1) W przypadku zgłoszenia PP dla JG<sub>W1</sub>:
- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy,

- do świadczenia którego  $JG_{w1}$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{w1}$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.3)-(12.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
  - (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRR<sup>D</sup> i RR, do świadczenia których  $JG_{w1}$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności aFRR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, FCR<sup>G</sup> do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.7)-(12.8);
  - (d) Jeżeli dana  $JG_{w1}$  jest kwalifikowana do świadczenia mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.9) związane z odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup>, to grafik mocy bilansującej odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.9);
  - (e) Jeżeli dana  $JG_{w1}$  jest kwalifikowana do świadczenia RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.3(12.10) lub 8.6.3(12.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.3(12.10) lub 8.6.3(12.11);
- (9.2) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{w2}$ :
- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{w2}$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
  - (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{w2}$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.3)-(6.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
  - (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRR<sup>D</sup> i RR, do świadczenia których  $JG_{w2}$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności aFRR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, FCR<sup>G</sup> do największych nieujemnych

- wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.7)-(6.8);
- (d) Jeżeli dana  $JG_{W2}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.9) związane z odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$ , to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.9);
  - (e) Jeżeli dana  $JG_{W2}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $RR^G$  lub  $RR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.4(6.10) lub 8.6.4(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $RR^G$  lub  $RR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.4(6.10) lub 8.6.4(6.11);
- (9.3) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{M1}$ :
- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
  - (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.3)-(15.11) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
  - (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.12), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż  $mFRR^D$  i  $RR$ , do świadczenia których  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności  $aFRR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $FCR^G$  do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.11)-(15.12);
  - (d) Jeżeli dana  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.13) związane z odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$ , to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.13);
  - (e) Jeżeli dana  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $mFRR^G$  i  $mFRR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.14), to dla danego OREB jest przyjmowany grafik mocy bilansującej  $mFRR^D$  równy 0 MW;

- (f) Jeżeli dana  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $RR^G$  lub  $RR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.5(15.15) lub 8.6.5(15.16), to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $RR^G$  lub  $RR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.5(15.15) lub 8.6.5(15.16);
- (9.4) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{M2}$ :
- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{M2}$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_{M2}$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.3)-(9.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy niż  $mFRR^D$  i  $RR$ , do świadczenia których  $JG_{M2}$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności  $aFRR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $FCR^G$  do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.7)-(9.8);
- (d) Jeżeli dana  $JG_{M2}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.9) związane z odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$ , to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.9);
- (e) Jeżeli dana  $JG_{M2}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $RR^G$  lub  $RR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.6(9.10) lub 8.6.6(9.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $RR^G$  lub  $RR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.6(9.10) lub 8.6.6(9.11);
- (9.5) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_0$ :
- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_0$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_0$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone

w pkt 8.6.7(6.3)-(6.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

- (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRR<sup>D</sup> i RR, do świadczenia których JG<sub>O</sub> jest kwalifikowana, w następującej kolejności aFRR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, FCR<sup>G</sup> do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.7)-(6.8);
- (d) Jeżeli dana JG<sub>O</sub> jest kwalifikowana do świadczenia mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.9) związane z odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup>, to grafik mocy bilansującej odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.9);
- (e) Jeżeli dana JG<sub>O</sub> jest kwalifikowana do świadczenia RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.7(6.10) lub 8.6.7(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.7(6.10) lub 8.6.7(6.11);

(9.6) W przypadku zgłoszenia PP dla JG<sub>Z1</sub>:

- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG<sub>Z1</sub> jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG<sub>Z1</sub> jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.3)-(5.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRR<sup>D</sup> i RR, do świadczenia których JG<sub>Z1</sub> jest kwalifikowana, w następującej kolejności aFRR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, FCR<sup>G</sup> do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.7)-(5.8);
- (d) Jeżeli dana JG<sub>Z1</sub> jest kwalifikowana do świadczenia mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.9) związane z odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup>, to grafik mocy bilansującej

odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.9);

- (e) Jeżeli dana  $JG_{Z1}$  jest kwalifikowana do świadczenia  $RR^G$  lub  $RR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.8(5.10) lub 8.6.8(5.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $RR^G$  lub  $RR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.8(5.10) lub 8.6.8(5.11);

(9.7) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$ :

- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_z$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_z$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.3)-(6.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż  $mFRR^D$  i  $RR$ , do świadczenia których  $JG_z$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności  $aFRR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $FCR^G$  do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.7)-(6.8);
- (d) Jeżeli dana  $JG_z$  jest kwalifikowana do świadczenia  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.9) związane z odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$ , to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $mFRR^G$  lub  $mFRR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.9);
- (e) Jeżeli dana  $JG_z$  jest kwalifikowana do świadczenia  $RR^G$  lub  $RR^D$  oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.9(6.10) lub 8.6.9(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio  $RR^G$  lub  $RR^D$  dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.9(6.10) lub 8.6.9(6.11);

(9.8) W przypadku zgłoszenia PP dla  $JG_A$ :

- (a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy,



- do świadczenia którego  $JG_A$  jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego  $JG_A$  jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.3)-(7.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;
- (c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRR<sup>D</sup> i RR, do świadczenia których  $JG_A$  jest kwalifikowana, w następującej kolejności aFRR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, FCR<sup>G</sup> do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.7)-(7.8);
- (d) Jeżeli dana  $JG_A$  jest kwalifikowana do świadczenia mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.9) związane z odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup>, to grafik mocy bilansującej odpowiednio mFRR<sup>G</sup> lub mFRR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.9);
- (e) Jeżeli dana  $JG_A$  jest kwalifikowana do świadczenia RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.10(7.10) lub 8.6.10(7.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR<sup>G</sup> lub RR<sup>D</sup> dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.10(7.10) lub 8.6.10(7.11).
- (10) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione wszystkie warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy  $JG_{M1}$  danej ESP, są przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:
- (10.1) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(3.1), to dla danego OREB i dla zgłoszeń PP dla  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których stan  $JG_{M1}$  dla danego OREB jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ , są przyjmowane grafiki mocy bilansującej mFRR<sup>D</sup> równe 0 MW;
- (10.2) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(3.2) i 8.6.11(3.3), to dla danego OREB i dla zgłoszeń PP dla  $JG_{M1}$  danej ESP, dla których stan  $JG_{M1}$  dla danego OREB jest równy  $R$ ,  $U^P$  albo  $P^P$ , są przyjmowane grafiki mocy bilansującej mFRR<sup>D</sup> równe 0 MW.
- (11) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych

handlowo-technicznych PP dla grupy JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących, są przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:

- (11.1) Jeżeli dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.1), to grafiki mocy bilansującej dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.1) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);
  - (11.2) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.2), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB dla typów rezerwy mocy w górę są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności  $RR^G$ ,  $mFRRd^G$ ,  $aFRR^G$ ,  $FCR^G$  i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.2) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);
  - (11.3) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.3), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB dla typów rezerwy mocy w dół są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności  $RR^D$ ,  $mFRRd^D$ ,  $aFRR^D$ ,  $FCR^D$  i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.3) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);
  - (11.4) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.4), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności  $RR^D$ ,  $RR^G$ ,  $mFRRd^D$ ,  $mFRRd^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $FCR^G$  i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.4) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7).
- (12) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące JG należących do danego DUB, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG należących do danego DUB, są przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:

- (12.1) Jeżeli dla danego OREB i typu rezerwy mocy  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(5.1.a), to dla poszczególnych zgłoszeń PP jest przyjmowany dla danego OREB i odpowiednio typu rezerwy mocy  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 0;
- (12.2) Jeżeli dla danego OREB i typu rezerwy mocy  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.1.b), to grafiki mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(5.1.b) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);
- (12.3) Jeżeli dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy innego niż  $FCR^G$  lub  $FCR^D$  nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.2), to grafiki mocy bilansującej dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.2).
- (13) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB zmienione na danym etapie weryfikacji w związku z niespełnieniem określonego warunku jest przetwarzane w danym etapie weryfikacji (w przypadku konieczności sprawdzenia spełnienia kolejnych warunków w ramach danego etapu weryfikacji) i w następnych etapach weryfikacji z uwzględnieniem zmian dokonanych w tym zgłoszeniu PP.
- (14) W przypadku gdy dla JG należącej do grupy JG, dla której w pkt 8.6.11 określono warunki poprawności grup zgłoszeń, nie dostarczono zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB lub takie zgłoszenie PP zostało odrzucone na wcześniejszym etapie weryfikacji, to na potrzeby weryfikacji danej grupy zgłoszeń PP są wykorzystywane dla danej JG:
- (14.1) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBN: dane z zerowego PP dla danej JG, o którym mowa w pkt (19);
- (14.2) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB: dane z PPZ dla danej JG, o którym mowa w pkt 10.6;
- (15) Jeżeli dla godziny  $h$  doby  $d-1$  chwila zamknięcia bramki na RBB ma miejsce po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej  $d$ , to zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i dla doby handlowej  $d-1$  dostarczone w okresie po zamknięciu bramki na RBB dla godziny  $h-1$  i do chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  łącznie jest weryfikowane:
- (15.1) W przypadku gdy w danym okresie zostało dostarczone zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej  $d$ : razem ze zgłoszeniem PP dla danej JG i doby handlowej  $d$ :
- (a) Warunki poprawności zgłoszeń PP dla dób handlowych  $d-1$  i  $d$  są sprawdzane łącznie względem danych z PPZ dla danej JG i dla OREB poprzedzających aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszenia PP dla doby handlowej  $d-1$ ;

- (b) Odrzucenie zgłoszenia PP dla doby handlowej  $d-1$  lub  $d$  skutkuje odrzuceniem obu zgłoszeń PP w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;
- (15.2) W przypadku gdy w danym okresie nie zostało dostarczone zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej  $d$ : względem danych z PPZ dla danej JG i doby handlowej  $d$  oraz danych z PPZ dla OREB poprzedzających aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszenia PP dla doby handlowej  $d-1$ ;
- Jeżeli zgłoszenie PP dla doby handlowej  $d-1$  skutkuje brakiem wykonalności PPZ dla doby handlowej  $d$ , to zgłoszenie PP dla doby handlowej  $d-1$  jest odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.
- (16) W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBN dla doby handlowej  $d$ , z zastrzeżeniem pkt (20), dla każdej JG jest wyznaczany przyjęty PP w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. Przyjęty PP jest równy:
- (16.1) Zgłoszonemu PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP bez zmian;
- (16.2) PP zmodyfikowanemu w wyniku weryfikacji zgłoszenia PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP ze zmianami;
- (16.3) Zerowemu PP, o którym mowa w pkt (19), w przypadku odrzucenia zgłoszenia PP w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia albo braku zgłoszenia PP.
- (17) W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB dla doby handlowej  $d$  dla każdej JG, dla której zostało dokonane zgłoszenie PP w ramach RBB, które nie zostało odrzucone, jest wyznaczany przyjęty PP w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. Przyjęty PP jest równy:
- (17.1) Zgłoszonemu PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP bez zmian;
- (17.2) PP zmodyfikowanemu w wyniku weryfikacji zgłoszenia PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP ze zmianami.
- (18) PP przyjęty dla danej JG w wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB nadpisuje ostatni przyjęty PP dla tej JG w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. W przypadku odrzucenia lub braku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG obowiązuje ostatni przyjęty PP dla danego OREB.
- (19) Zerowy PP dla danej JG zawiera dane handlowo-techniczne PP o następujących wartościach:
- (19.1) W przypadku każdej JG:
- (a) Grafik obciążenia równy 0 MW, z zastrzeżeniem pkt (19.7.a);
- (b) Grafik mocy bilansującej równy 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia;
- (c) Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 0 dla typu rezerwy mocy FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>, jeżeli JG jest kwalifikowana do świadczenia odpowiednio FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>;

- (19.2) Dodatkowo w przypadku  $JG_{W1}$ :
- (a) Stan JG równy  $R$ ;
  - (b) ZWP równy 0;
- (19.3) Dodatkowo w przypadku  $JG_{M1}$ :
- (a) Stan JG równy  $R$ ;
  - (b) ZWP równy 0;
  - (c) Niezależna zmiana stanu naładowania równa 0 MWh;
  - (d) Potencjał dostawy równy 0 MWh;
  - (e) Potencjał odbioru równy 0 MWh;
  - (f) ZPDO równy:
    - (i) 1 dla OREB będącego pierwszym OREB doby handlowej; albo
    - (ii) 0 dla OREB nie będącego pierwszym OREB doby handlowej;
- (19.4) Dodatkowo w przypadku  $JG_{Z1}$ :
- (a) ZWP równy 0;
- (19.5) Dodatkowo w przypadku  $JG_{W2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$ :
- (a) ZUB równy  $N$ ;
- (19.6) Dodatkowo w przypadku  $JG_{M2}$ :
- (a) ZUB równy  $N$ ;
  - (b) Potencjał dostawy równy 0 MWh;
  - (c) Potencjał odbioru równy 0 MWh;
- (19.7) Dodatkowo w przypadku  $JG_A$ :
- (a) Grafik obciążenia równy:
    - (i) 0 MW, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku generacji i moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku poboru są nieujemne;
    - (ii) Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku generacji, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku generacji jest ujemna; albo
    - (iii) Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_A$  w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_A$  w kierunku poboru jest ujemna;
  - (b) ZUB równy  $N$ ;
  - (c) Grafik obciążenia w lokalizacji jest równy grafikowi obciążenia  $JG_A$  równomiernie rozdzielonemu na lokalizacje, w których znajdują się

zasoby tworzące  $JG_A$ , przy uwzględnieniu dokładności z jaką określany jest grafik obciążenia w lokalizacji;

- (19.8) Dodatkowo w przypadku  $JG_Z$ , w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE:
- (a) Grafik obciążenia magazynu równy 0 MW.
- (20) Jeżeli w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB dla doby handlowej  $d-1$ , przed otwarciem bramki na RBB dla doby handlowej  $d$ , wystąpi brak wykonalności PP JG pomiędzy dobami handlowymi  $d-1$  i  $d$  oraz nie zostanie ona zapewniona w ramach zgłoszeń PP do chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$ , która jest najwcześniejszą godziną rozpoczynającą się nie wcześniej niż 2 godziny po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej  $d$  (tj. do godziny 18.05 doby  $d-1$  w przypadku otwarcia bramki na RBB dla doby handlowej  $d$  o godzinie 16.30 doby  $d-1$ ), to PP przyjęty w ramach RBN dla doby handlowej  $d$  jest równy zerowemu PP.
- (21) Jeżeli w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB dla doby handlowej  $d-1$ , o którym mowa w pkt (20), zachodzi brak wykonalności PP JG pomiędzy dobami handlowymi  $d-1$  i  $d$ , OSP w dokumencie o przyjęciu zgłoszenia PP w ramach RBB informuje OR o niezgodnościach w tym zgłoszeniu PP.

## 8.7 Zgłaszanie i weryfikacja ofert na energię bilansującą

### 8.7.1 Zawartość zgłoszeń OEB

- (1) Zgłoszenie OEB w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:
- (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
- (1.2) Dane handlowe OEB dla każdego OREB doby handlowej.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
- (2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie OEB;
- (2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;
- (2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;
- (2.4) Kody JB, w których są reprezentowane zasoby tworzące JG;
- (2.5) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OEB;
- (2.6) Numer porządkowy zgłoszenia;
- (2.7) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OEB.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określone dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:
- (3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowe OEB;
- (3.2) Dane handlowe OEB, określone odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4)-(8).

- (4) W zgłoszeniu OEB dla JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub> i JG<sub>o</sub> danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:
- (4.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (4.2) Oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (4.3) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:
    - (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
    - (b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
    - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę ( $OFC^G$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);
    - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół ( $OFC^D$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW).
- (5) W zgłoszeniu OEB dla JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub> danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:
- (5.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (5.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (5.3) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (5.4) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (5.5) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:
    - (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
    - (b) Oferowana moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
    - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji ( $OFCG^G$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);
    - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji ( $OFCG^D$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);
  - (5.6) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:

- (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
  - (b) Oferowana moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru (OFCL<sup>G</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW);
  - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru (OFCL<sup>D</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW).
- (6) W zgłoszeniu OEB dla JG<sub>Z1</sub> i JG<sub>Z2</sub> danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:
- (6.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (6.2) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:
    - (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
    - (b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
    - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę (OFC<sup>G</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);
    - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół (OFC<sup>D</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW).
- (7) W zgłoszeniu OEB dla JG<sub>Z3</sub> danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:
- (7.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (7.2) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:
    - (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
    - (b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
    - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę (OFC<sup>G</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);
    - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół (OFC<sup>D</sup>), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);



- (7.3) Dla każdej JB, w której są reprezentowane zasoby tworzące JG:
- (a) Kod JB;
  - (b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna);
- (7.4) Dla każdej lokalizacji, w której znajdują się zasoby tworzące JG:
- (a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;
  - (b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na lokalizacje, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna).
- (8) W zgłoszeniu OEB dla  $JG_A$  danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:
- (8.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);
- (8.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);
- (8.3) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:
- (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
  - (b) Oferowana moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji ( $OFCG^G$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku  $OFPG > 0$  MW);
  - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji ( $OFCG^D$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku  $OFPG > 0$  MW);
- (8.4) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:
- (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
  - (b) Oferowana moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru ( $OFCL^G$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku  $OFPL > 0$  MW);
  - (d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru ( $OFCL^D$ ), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku  $OFPL > 0$  MW);
- (8.5) Dla każdej JB, w której są reprezentowane zasoby tworzące JG:
- (a) Kod JB;

- (b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna);
- (8.6) Dla każdej lokalizacji, w której znajdują się zasoby tworzące JG:
  - (a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;
  - (b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na lokalizacje, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna).
- (9) Pasma o numerze 1 reprezentuje:
  - (9.1) W przypadku JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub> – moc JG<sub>w</sub> od wielkości 0 MW do mocy generacji równej mocy tego pasma;
  - (9.2) W przypadku JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub> i JG<sub>z3</sub> – moc JG<sub>z</sub> od wielkości estymaty do wielkości estymaty pomniejszonej o moc tego pasma;
  - (9.3) W przypadku JG<sub>o</sub> – moc JG<sub>o</sub> od wielkości 0 MW do mocy poboru równej mocy tego pasma z przeciwnym znakiem;
  - (9.4) W przypadku JG<sub>m1</sub>, JG<sub>m2</sub> i JG<sub>a</sub>:
    - (a) Dla kierunku generacji – moc JG od wielkości 0 MW do mocy generacji równej mocy tego pasma;
    - (b) Dla kierunku poboru – moc JG od wielkości 0 MW do mocy poboru równej mocy tego pasma z przeciwnym znakiem.

### 8.7.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OEB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OEB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OEB dokonanych dla danej JG.
- (2) Zasady weryfikacji zgłoszeń OEB różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:
  - (2.1) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>w1</sub>;
  - (2.2) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>w2</sub>;
  - (2.3) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>m1</sub>;
  - (2.4) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>m2</sub>;
  - (2.5) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>o</sub>;
  - (2.6) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>z1</sub>;
  - (2.7) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>z2</sub>;
  - (2.8) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>z3</sub>;
  - (2.9) Zgłoszenie OEB dla JG<sub>a</sub>;
- (3) Zasady weryfikacji zgłoszeń OEB różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.
- (4) W weryfikacji zgłoszenia OEB dla danej JG i doby handlowej  $d$  są wykorzystywane:

- (4.1) Parametry JG określone w umowie przesyłania:
- (a) Dla  $JG_{W1}$ ,  $JG_{W2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$ :
    - (i) Moc maksymalna kwalifikowana ( $P^{MaxKwal}$ );
    - (ii) Moc minimalna kwalifikowana ( $P^{MinKwal}$ );
  - (b) Dla  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$ :
    - (i) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku generacji ( $PG^{MaxKwal}$ );
    - (ii) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku poboru ( $PL^{MaxKwal}$ );
    - (iii) Moc minimalna kwalifikowana w kierunku generacji ( $PG^{MinKwal}$ );
    - (iv) Moc minimalna kwalifikowana w kierunku poboru ( $PL^{MinKwal}$ );
  - (c) Dla  $JG_A$ :
    - (i) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku generacji ( $PG^{MaxKwal}$ );
    - (ii) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku poboru ( $PL^{MaxKwal}$ );
- (4.2) Dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{W2}$  utworzonych z MWE cieplnych – wielkości graniczne pasm mocy, dla których są określone współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o których mowa w pkt 14.9.1(7.2);
- (4.3) W przypadku weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB – dane handlowe z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG dla poszczególnych OREB doby handlowej  $d$ .

### 8.7.3 Warunki poprawności zgłoszeń OEB

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu OEB w ramach RBN oraz RBB dla każdej JG muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG.
- (2) Kody JB w zgłoszeniu OEB w ramach RBN oraz RBB dla każdej JG muszą być zgodne z kodami JB, w których są reprezentowane zasoby tworzące JG.
- (3) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla każdej JG musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (3.1) Wielkości w zgłoszeniu OEB, odpowiednio do rodzaju JG, muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.7.1(4)-(8);
  - (3.2) Ceny ofertowe poszczególnych pasm OEB:
    - (a) W przypadku pasm z oferowaną mocą równą 0 MW: nie mogą być określone;
    - (b) W przypadku pasm z oferowaną mocą większą niż 0 MW: muszą być określone i spełniać następujące warunki:
      - (i) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny;
      - (ii) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny; oraz

- (iii) Muszą spełniać warunek: cena ofertowa aktywacji w górę dla danego pasma jest większa niż cena ofertowa aktywacji w dół dla tego pasma.
- (4) Dolny limit ceny i górny limit ceny są wyznaczone zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. Limity ceny dla doby handlowej  $d$  są przeliczane z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia  $d-2$ , a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.
- (5) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla każdej JG musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (5.1) Wielkości oferowanych mocy minimalnych, w tym oferowanych mocy minimalnych w kierunku generacji lub poboru, dla danego OREB nie mogą być większe od wielkości oferowanych mocy minimalnych dla danego OREB z ostatniej przyjętej OEB – nie dotyczy JG<sub>Z1</sub>, JG<sub>Z2</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub> oraz JG i OREB, dla których w ostatniej przyjętej OEB oferowana moc maksymalna, w kierunku odpowiednio generacji lub poboru w przypadku JG<sub>M</sub>, jest równa 0 MW;
- (5.2) Wielkości oferowanych mocy maksymalnych, w tym oferowanych mocy maksymalnych w kierunku generacji lub poboru, dla danego OREB nie mogą być mniejsze od wielkości oferowanych mocy maksymalnych dla danego OREB z ostatniej przyjętej OEB – nie dotyczy JG<sub>A</sub> i OREB, dla których w ostatniej przyjętej OEB oferowana moc maksymalna w kierunku generacji i poboru jest równa 0 MW;
- (5.3) Dla każdego pasma cena ofertowa aktywacji w górę nie może być mniejsza od cen ofertowych aktywacji w górę, określonych dla pasm ofertowych z ostatniej przyjętej OEB, których moce w całości bądź w części są objęte danym pasmem;
- (5.4) Dla każdego pasma cena ofertowa aktywacji w dół nie może być większa od cen ofertowych aktywacji w dół, określonych dla pasm ofertowych z ostatniej przyjętej OEB, których moce w całości bądź w części są objęte danym pasmem.
- (6) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG<sub>W1</sub> musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (6.1) Oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie muszą być równe  $P^{MinKwal}$ ;
- (6.2) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe  $P^{MaxKwal}$ ;
- (6.3) Dla każdego pasma mocy  $p$ , o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma  $k$  OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k-1$  jest mniejsza od granicznej mocy pasma  $p$ , to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k$  nie może być większa od granicznej mocy pasma  $p$ ;

- (6.4) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach OEB.
- (7) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla  $JG_{W1}$  dostarczone po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (7.1) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest większy niż 0 MW;
- (7.2) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest równy 0 MW.
- (8) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{W2}$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (8.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ) muszą spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxKwal} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} \geq P^{MinKwal}$ , albo
- (b)  $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$ ;
- (8.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie musi być równa  $P^{OfMin}$ ;
- (8.3) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa  $P^{OfMax}$ ;
- (8.4) Dla każdego pasma mocy  $p$ , o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma  $k$  OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k-1$  jest mniejsza od granicznej mocy pasma  $p$ , to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k$  nie może być większa od granicznej mocy pasma  $p$ ;
- (8.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach OEB.
- (9) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{M1}$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (9.1) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji muszą być równe  $PG^{MinKwal}$ ;
- (9.2) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru muszą być równe  $PL^{MinKwal}$ ;
- (9.3) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji muszą być równe  $PG^{MaxKwal}$ ;

- (9.4) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru muszą być równe  $PL^{MaxKwal}$ ;
- (9.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:
- (a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;
  - (b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz
  - (c) Wyższe w pierwszym paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla pierwszego pasma w kierunku poboru – w przypadku gdy  $PG^{MaxKwal} > 0$  i  $PL^{MaxKwal} > 0$ .
- (10) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla  $JG_{M1}$  dostarczone po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny  $h$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (10.1) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku generacji musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest większy niż 0 MW;
- (10.2) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku poboru musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest mniejszy niż 0 MW;
- (10.3) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku generacji musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest równy lub mniejszy niż 0 MW;
- (10.4) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku poboru musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny  $h$  grafik obciążenia dla danego OREB jest równy lub większy niż 0 MW.
- (11) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{M2}$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (11.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ) i oferowana moc minimalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ) muszą spełniać zależność:
- (a)  $PG^{MaxKwal} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} \geq PG^{MinKwal}$ , albo
  - (b)  $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$ ;

- (11.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ) i oferowana moc minimalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ) muszą spełniać zależność:
- $PL^{MaxKwal} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} \geq PL^{MinKwal}$ , albo
  - $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$ ;
- (11.3) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji musi być równa  $PG^{OfMin}$ ;
- (11.4) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru musi być równa  $PL^{OfMin}$ ;
- (11.5) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji musi być równa  $PG^{OfMax}$ ;
- (11.6) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru musi być równa  $PL^{OfMax}$ ;
- (11.7) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:
- Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji; oraz
  - Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru.
- (12) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JGo musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (12.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ) muszą spełniać zależność:
- $P^{MaxKwal} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} \geq P^{MinKwal}$ , albo
  - $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$ ;
- (12.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie musi być równa  $P^{OfMin}$ ;
- (12.3) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa  $P^{OfMax}$ ;
- (12.4) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.
- (13) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JGz1 musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (13.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe różnicy  $P^{MaxKwal}$  i  $P^{MinKwal}$ ;
- (13.2) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.
- (14) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JGz2 musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (14.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) nie może być większa niż różnica  $P^{MaxKwal}$  i  $P^{MinKwal}$ ;
- (14.2) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa  $P^{OfMax}$ ;

- (14.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.
- (15) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG<sub>Z3</sub> musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (15.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) nie może być większa niż różnica  $P^{MaxKwal}$  i  $P^{MinKwal}$ ,
- (15.2) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa  $P^{OfMax}$ ;
- (15.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach;
- (15.4) Kody węzła odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG<sub>Z3</sub> muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG<sub>Z3</sub>;
- (15.5) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na JB musi być równa:
- (a) 100%, jeżeli  $P^{OfMax} > 0$ ; albo
- (b) 0%, jeżeli  $P^{OfMax} = 0$ ;
- (15.6) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na lokalizacje musi być równa:
- (a) 100%, jeżeli  $P^{OfMax} > 0$ ; albo
- (b) 0%, jeżeli  $P^{OfMax} = 0$ .
- (16) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG<sub>A</sub> musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (16.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ) i oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ) muszą spełniać zależność:
- (a)  $PG^{MaxKwal} \geq PG^{OfMax} \geq -PL^{OfMax} \geq -PL^{MaxKwal}$ ,
- (16.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji musi być równa:
- (a) 0 MW, jeżeli  $PL^{OfMax} \geq 0$ ;
- (b)  $-PL^{OfMax}$ , jeżeli  $PL^{OfMax} < 0$ ;
- (16.3) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru musi być równa:
- (a) 0 MW, jeżeli  $PG^{OfMax} \geq 0$ ;
- (b)  $-PG^{OfMax}$ , jeżeli  $PG^{OfMax} < 0$ ;
- (16.4) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji musi być równa:
- (a)  $PG^{OfMax}$ , jeżeli  $PG^{OfMax} > 0$ ;
- (b) 0 MW, jeżeli  $PG^{OfMax} \leq 0$ ;
- (16.5) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru musi być równa:



- (a)  $PL^{OfMax}$ , jeżeli  $PL^{OfMax} > 0$ ;
  - (b) 0 MW, jeżeli  $PL^{OfMax} \leq 0$ ;
- (16.6) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:
- (a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;
  - (b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz
  - (c) Wyższe w drugim paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla drugiego pasma w kierunku poboru – w przypadku określenia więcej niż jednego pasma zarówno w kierunku generacji i poboru;
- (16.7) Kody węzła odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną  $JG_A$  muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_A$ ;
- (16.8) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na JB musi być równa:
- (a) 100%, jeżeli  $PG^{OfMax} > 0$  lub  $PL^{OfMax} > 0$ ; albo
  - (b) 0%, jeżeli  $PG^{OfMax} = 0$  i  $PL^{OfMax} = 0$ ;
- (16.9) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na lokalizacje musi być równa:
- (a) 100%, jeżeli  $PG^{OfMax} > 0$  lub  $PL^{OfMax} > 0$ ; albo
  - (b) 0%, jeżeli  $PG^{OfMax} = 0$  i  $PL^{OfMax} = 0$ .

#### 8.7.4 Zastępcze OEB

- (1) Definiowanie zastępczych OEB dotyczy  $JG_{W1}$ ,  $JG_{M1}$  i  $JG_{Z1}$ .
- (2) Wartości wielkości zawartych w zastępczych OEB są określane w umowie przesyłania.
- (3) Zastępcza OEB dla  $JG_{W1}$  musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:
  - (3.1) Oferowaną moc maksymalną ( $P^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
  - (3.2) Oferowaną moc minimalną ( $P^{OfMin}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
  - (3.3) Dla każdego z 10 pasm ofertowych:
    - (a) Numer pasma, określane jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
    - (b) Oferowaną moc w paśmie (OFP), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
    - (c) Cenę ofertową aktywacji w górę ( $OFC^G$ ), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

- (d) Cenę ofertową aktywacji w dół ( $OFC^D$ ), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).
- (4) Zastępcza OEB dla  $JG_{W1}$  musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:
- (4.1) Oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie muszą być równe  $P^{MinKwal}$ ;
  - (4.2) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe  $P^{MaxKwal}$ ;
  - (4.3) Dla każdego pasma mocy  $p$ , o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma  $k$  OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k-1$  jest mniejsza od granicznej mocy pasma  $p$ , to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do  $k$  nie może być większa od granicznej mocy pasma  $p$ ;
  - (4.4) Ceny ofertowe poszczególnych pasm:
    - (a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
    - (b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
  - (4.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach;
  - (4.6) Dla każdego pasma, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.
- (5) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną ( $P^{MaxKwal}$ ) a mocą minimalną kwalifikowaną ( $P^{MinKwal}$ )  $JG_{W1}$  nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach od drugiego do dziesiątego, to zastępcza OEB jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.
- (6) Zastępcza OEB dla  $JG_{M1}$  musi zawierać następujące dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:
- (6.1) Oferowaną moc maksymalną w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (6.2) Oferowaną moc maksymalną w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (6.3) Oferowaną moc minimalną w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (6.4) Oferowaną moc minimalną w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);
  - (6.5) Dla każdego z 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:
    - (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

- (b) Oferowaną moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
  - (c) Cenę ofertową aktywacji w górę w kierunku generacji (OFCG<sup>G</sup>), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);
  - (d) Cenę ofertową aktywacji w dół w kierunku generacji (OFCG<sup>D</sup>), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);
- (6.6) Dla każdego z 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:
- (a) Numer pasma, określane jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
  - (b) Oferowaną moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
  - (c) Cenę ofertową aktywacji w górę w kierunku poboru (OFCL<sup>G</sup>), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);
  - (d) Cenę ofertową aktywacji w dół w kierunku poboru (OFCL<sup>D</sup>), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).
- (7) Zastępcza OEB dla JG<sub>MI</sub> musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:
- (7.1) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji muszą być równe  $PG^{MinKwal}$ ,
  - (7.2) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru muszą być równe  $PL^{MinKwal}$ ,
  - (7.3) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji muszą być równe  $PG^{MaxKwal}$ ,
  - (7.4) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru muszą być równe  $PL^{MaxKwal}$ ,
  - (7.5) Ceny ofertowe poszczególnych pasm, których oferowane moce są dodatnie:
    - (a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
    - (b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
  - (7.6) Ceny ofertowe poszczególnych pasm, których oferowane moce są dodatnie, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:
    - (a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;
    - (b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz

- (c) Wyższe w pierwszym paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla pierwszego pasma w kierunku poboru – w przypadku gdy  $PG^{MaxKwal} > 0$  i  $PL^{MaxKwal} > 0$ ;
- (7.7) Dla każdego pasma, którego oferowana moc jest dodatnia, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.
- (8) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną w kierunku generacji ( $PG^{MaxKwal}$ ) a mocą minimalną kwalifikowaną w kierunku generacji ( $PG^{MinKwal}$ )  $JG_{MI}$  nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach w kierunku generacji, to zastępcza OEB, w zakresie pasm w kierunku generacji, jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.
- (9) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną w kierunku poboru ( $PL^{MaxKwal}$ ) a mocą minimalną kwalifikowaną w kierunku poboru ( $PL^{MinKwal}$ )  $JG_{MI}$  nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach w kierunku poboru, to zastępcza OEB, w zakresie pasm w kierunku poboru, jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.
- (10) Zastępcza OEB dla  $JG_{Z1}$  musi zawierać następujące dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:
- (10.1) Oferowaną moc maksymalną ( $P^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
- (10.2) Dla każdego z 10 pasm ofertowych:
- (a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;
- (b) Oferowaną moc w paśmie (OFP), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);
- (c) Cenę ofertową aktywacji w górę ( $OFC^G$ ), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);
- (d) Cenę ofertową aktywacji w dół ( $OFC^D$ ), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).
- (11) Zastępcza OEB dla  $JG_{Z1}$  musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:
- (11.1) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe różnicy  $P^{MaxKwal}$  i  $P^{MinKwal}$ ;
- (11.2) Ceny ofertowe poszczególnych pasm:
- (a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
- (b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);
- (11.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.

- (11.4) Dla każdego pasma, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.
- (12) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną ( $P^{\text{MaxKwal}}$ ) a mocą minimalną kwalifikowaną ( $P^{\text{MinKwal}}$ ) JG<sub>Z1</sub> nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy dla wszystkich pasm, to zastępcza OEB jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

### 8.7.5 Weryfikacja zgłoszeń OEB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OEB w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz poszczególne iteracje weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB polegają na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.7.3(1)-(3), 8.7.3(5) oraz odpowiednio do rodzaju JG:
- (1.1) Warunków określonych w pkt 8.7.3(6)-(7) w przypadku JG<sub>W1</sub>;
  - (1.2) Warunków określonych w pkt 8.7.3(8) w przypadku JG<sub>W2</sub>;
  - (1.3) Warunków określonych w pkt 8.7.3(9)-(10) w przypadku JG<sub>M1</sub>;
  - (1.4) Warunków określonych w pkt 8.7.3(11) w przypadku JG<sub>M2</sub>;
  - (1.5) Warunków określonych w pkt 8.7.3(12) w przypadku JG<sub>O</sub>;
  - (1.6) Warunków określonych w pkt 8.7.3(13) w przypadku JG<sub>Z1</sub>;
  - (1.7) Warunków określonych w pkt 8.7.3(14) w przypadku JG<sub>Z2</sub>;
  - (1.8) Warunków określonych w pkt 8.7.3(15) w przypadku JG<sub>Z3</sub>;
  - (1.9) Warunków określonych w pkt 8.7.3(16) w przypadku JG<sub>A</sub>.
- (2) W wyniku weryfikacji zgłoszeń OEB są wyznaczane przyjęte OEB dla JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) W ramach RBN, przyjęta OEB jest wyznaczana dla wszystkich JG;
  - (2.2) W ramach RBB, przyjęta OEB jest wyznaczana jako aktualizacja wcześniej przyjętej OEB wyłącznie dla tych JG, dla których zostało dokonane zgłoszenie OEB w ramach RBB i zostało zweryfikowane przez OSP z wynikiem pozytywnym.
- (3) Przyjęta OEB dla danej JG jest wyznaczana w następujący sposób:
- (3.1) Jeżeli zgłoszenie OEB spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OEB w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;
  - (3.2) Jeżeli zgłoszenie OEB nie spełnia warunków określonych w pkt 8.7.3(1), 8.7.3(2) i 8.7.3(3.1), to jest ono odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;
  - (3.3) Jeżeli zgłoszenie OEB spełnia warunki określone w pkt 8.7.3(1), 8.7.3(2) i 8.7.3(3.1), to jest ono:

- (a) Przyjmowane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia, dla których są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG; oraz
  - (b) Odrzucane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia, dla których nie są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG;
- (3.4) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OEB dla danego OREB albo braku zgłoszenia OEB w ramach RBN, przyjęta OEB dla danego OREB jest wyznaczana:
- (a) Dla JG<sub>w1</sub>, JG<sub>MI</sub> i JG<sub>Z1</sub> – na podstawie zastępczej OEB, tj. moce i ceny ofertowe w kolejnych pasmach są równe mocom i cenom ofertowym z zastępczej OEB.  

W przypadku gdy cena ofertowa dla danego pasma z zastępczej OEB nie spełnia warunku dla górnego lub dolnego limitu ceny, o którym mowa odpowiednio w pkt 8.7.4(4.4), 8.7.4(7.5) albo 8.7.4(11.2), wartość ceny ofertowej dla tego pasma jest korygowana w minimalnym niezbędnym zakresie w celu zapewnienia zróżnicowanych wartości cen ofertowych, ich monotoniczności w kolejnych pasmach oraz zgodności z górnym i dolnym limitem ceny;
  - (b) Dla pozostałych JG – jako zerowa OEB, tj. moc oferowana w przyjętej OEB jest równa 0 MW;
- (3.5) W przypadku braku zgłoszenia OEB w ramach RBB, obowiązuje przyjęta OEB w ramach RBN;
- (3.6) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OEB w ramach RBB dla danego OREB, przyjęta OEB dla danego OREB jest wyznaczana jako ostatnia przyjęta OEB odpowiednio w ramach RBN albo RBB.
- (4) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OEB występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-9}$  zł/MWh do  $9999 \cdot 10^{-9}$  zł/MWh, zgodnie z następującymi zasadami:
- (4.1) Ceny ofertowe aktywacji w górę i w dół dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane w taki sposób, aby ceny ofertowe aktywacji w górę były większe niż ceny ofertowe aktywacji w dół;
  - (4.2) Ceny ofertowe aktywacji w górę dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane na podstawie cen CWD dla danych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności rosnących cen CWD, lub stempla czasowego zgłoszenia OEB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego, w przypadku gdy ceny CWD są sobie równe;
  - (4.3) Ceny ofertowe aktywacji w dół dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane na podstawie cen CWO dla danych JG i danego OREB

wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności malejących cen CWO, lub stempla czasowego zgłoszenia OEB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego, w przypadku gdy ceny CWO są sobie równe;

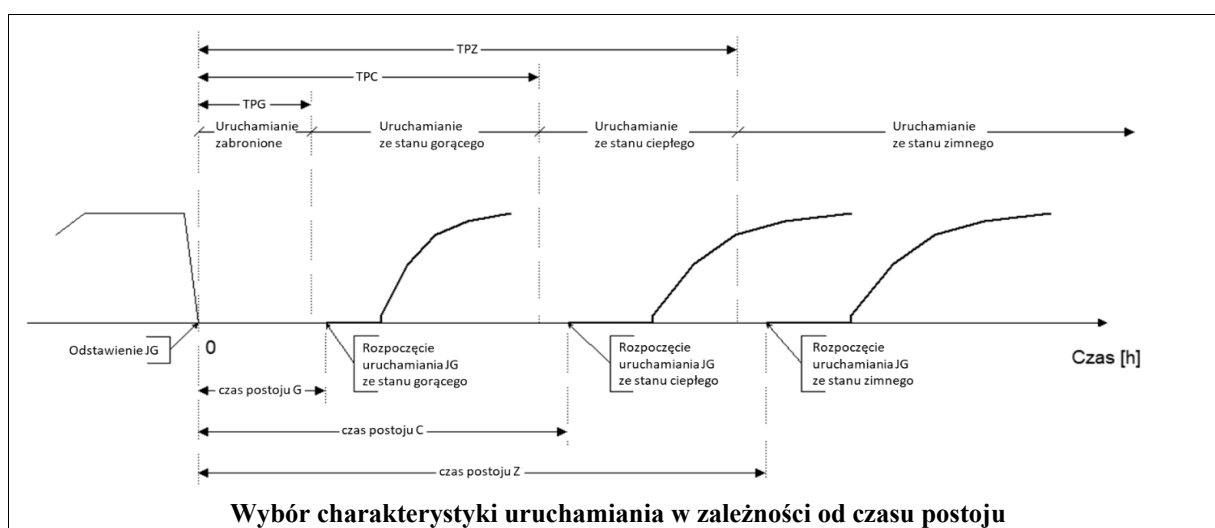
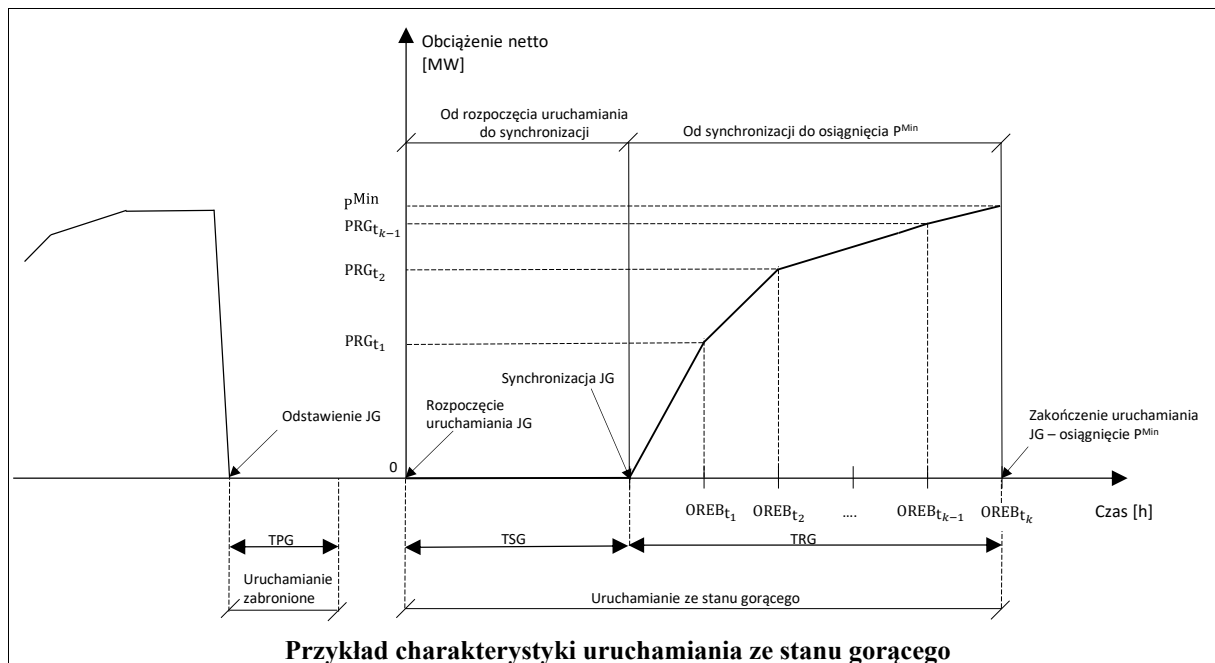
- (4.4) Jeżeli podczas różnicowania wartości cen ofertowych, o którym mowa w pkt (4.2) i (4.3), nie jest znana wartość cen CWO lub CWD dla danego OREB doby handlowej, to na potrzeby modyfikacji przyjętej OEB, zastosowanie mają ostatnie wyznaczone ceny, odpowiednio CWO lub CWD, dla danego OREB z doby handlowej  $d-1$  albo wcześniejszej.

## 8.8 Zgłaszanie i weryfikacja ofert technicznych

### 8.8.1 Zawartość zgłoszeń OT

- (1) Zgłoszenie OT dla danej JG<sub>w1</sub> i danej doby handlowej zawiera:
- (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
  - (1.2) Dane techniczne OT.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
- (2.1) Kod JG<sub>w1</sub>, której dotyczy zgłoszenie OT;
  - (2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG<sub>w1</sub>;
  - (2.3) Kod DUB, który posiada daną JG<sub>w1</sub>;
  - (2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OT;
  - (2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;
  - (2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OT.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują dane charakterystyk uruchamiania, podawane dla trzech rodzajów charakterystyk – charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego (G), charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego (C), charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego (Z):
- (3.1) Minimalny czas postoju JG<sub>w1</sub>, po którym może nastąpić uruchamianie dla każdego ze stanów (TPG, TPC, TPZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość dodatnia);
  - (3.2) Dane charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów:
    - (a) Czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji JG<sub>w1</sub> (TSG, TSC, TSZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość nieujemna);
    - (b) Czas od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG<sub>w1</sub> (TRG, TRC, TRZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość dodatnia);

- (c) Moce osiągnięte na koniec każdego OREB  $t$  składającego się na czas od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej  $JG_{W1}$  ( $PRG_t$ ,  $PRC_t$ ,  $PRZ_t$ ), określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartości dodatnie).
- (4) Zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania przedstawiono na rysunku 8.1.



**Rysunek 8.1. Ilustracja zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania.**

### 8.8.2 Warunki poprawności zgłoszeń OT

- (1) Zgłoszenie OT dla każdej  $JG_{W1}$  musi spełniać następujące warunki:
- (1.1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu OT muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną  $JG_{W1}$ , oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej  $JG_{W1}$ ;



- (1.2) Wielkości w zgłoszeniu OT muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.8.1(3);
- (1.3) Minimalne czasy postoju  $JG_{w1}$ , po których następuje uruchamianie (TPG, TPC, TPZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny rosnący:  $TPG < TPC < TPZ$ ;
- (1.4) Czasy od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji  $JG_{w1}$  (TSG, TSC, TSZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny niemalejący:  $TSG \leq TSC \leq TSZ$ ;
- (1.5) Czasy od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej  $JG_{w1}$  (TRG, TRC, TRZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny niemalejący:  $TRG \leq TRC \leq TRZ$ ;
- (1.6) Moce osiągane na koniec poszczególnych OREB składających się na TRG, TRC, TRZ muszą być rosnące dla kolejnych OREB w ramach odpowiednio TRG, TRC, TRZ;
- (1.7) Moce osiągane na koniec ostatniego OREB składającego się odpowiednio na TRG, TRC, TRZ muszą być równe mocy minimalnej  $JG_{w1}$ ;
- (1.8) Czasy, o których mowa w pkt 8.8.1(3), nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych czasów, określonych w umowie przesyłania, o więcej niż 50%.

### 8.8.3 Weryfikacja zgłoszeń OT

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OT, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.8.2.
- (2) Przyjęta OT dla danej  $JG_{w1}$  jest wyznaczana w następujący sposób:
  - (2.1) Jeżeli zgłoszenie OT spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.8.2, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OT dla danej doby handlowej;
  - (2.2) Jeżeli zgłoszenie OT nie spełnia warunków określonych w pkt 8.8.2, to jest ono odrzucane i jako przyjęta OT dla danej doby handlowej jest przyjmowana ostatnia przyjęta OT albo OT wyznaczona na podstawie parametrów JG z umowy przesyłania w przypadku braku ostatniej przyjętej OT lub wejścia w życie aktualizacji umowy przesyłania w zakresie OT od danej doby handlowej.

## 8.9 Zgłaszanie i weryfikacja ofert na moce bilansujące

### 8.9.1 Zawartość zgłoszeń OMB

- (1) Zgłoszenie OMB w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:
  - (1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;
  - (1.2) Dane handlowe OMB dla każdego OREB doby handlowej.
- (2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:
  - (2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie OMB;

- (2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;
  - (2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;
  - (2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OMB;
  - (2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;
  - (2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OMB.
- (3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określone dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:
- (3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowe;
  - (3.2) Dane handlowe OMB, określone odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4) i (5).
- (4) W zgłoszeniu OMB dla  $JG_{W1}$ ,  $JG_{W2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$  danymi handlowymi OMB dla danego OREB są dla każdego typu rezerwy mocy innego niż RR, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
- (4.1) Typ rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  albo  $mFRRd^D$ ;
  - (4.2) Oferowana moc maksymalna ( $P^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
  - (4.3) Oferowana moc minimalna ( $P^{OfMin}$ ), określana wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
  - (4.4) Cena ofertowa (OFC), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku  $P^{OfMax} > 0$  MW);
- (5) W zgłoszeniu OMB dla  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$  danymi handlowymi OMB dla danego OREB są dla każdego typu rezerwy mocy innego niż RR, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia w kierunku generacji lub poboru:
- (5.1) Typ rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  albo  $mFRRd^D$ ;
  - (5.2) W przypadku gdy  $JG_M$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:
    - (a) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
    - (b) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ), określana wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
  - (5.3) W przypadku gdy  $JG_M$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:
    - (a) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

- (b) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ), określana wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
- (5.4) Cena ofertowa (OFC), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku  $PG^{OfMax} > 0$  lub  $PL^{OfMax} > 0$  MW).

### 8.9.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OMB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OMB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OMB dokonanych dla danej JG.
- (2) Zasady weryfikacji zgłoszeń OMB różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:
- (2.1) Zgłoszenie OMB dla  $JG_{W1}$ ;
- (2.2) Zgłoszenie OMB dla  $JG_{W2}$ , zgłoszenie OMB dla  $JG_O$ , zgłoszenie OMB dla  $JG_{Z1}$ , zgłoszenie OMB dla  $JG_{Z2}$ , zgłoszenie OMB dla  $JG_{Z3}$  i zgłoszenie OMB dla  $JG_A$ ;
- (2.3) Zgłoszenie OMB dla  $JG_{M1}$  i zgłoszenie OMB dla  $JG_{M2}$ .
- (3) Zasady weryfikacji zgłoszeń OMB różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.
- (4) W weryfikacji zgłoszenia OMB dla danej JG i doby handlowej  $d$  są wykorzystywane następujące parametry JG dla każdego typu rezerwy mocy określone w umowie przesyłania:
- (4.1) Dla  $JG_{W1}$ ,  $JG_{W2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$ :
- (a) Maksymalny zakres rezerwy mocy ( $P^{MaxZR}$ );
- (b) Minimalny zakres rezerwy mocy ( $P^{MinZR}$ ) – wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (4.2) Dla  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$ :
- (a) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji ( $PG^{MaxZR}$ );
- (b) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru ( $PL^{MaxZR}$ );
- (c) Minimalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji ( $PG^{MinZR}$ ) – wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ ;
- (d) Minimalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru ( $PL^{MinZR}$ ) – wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ .

### 8.9.3 Warunki poprawności zgłoszeń OMB

- (1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu OMB w ramach RBN oraz RBB dla każdej JG muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG.

- (2) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla każdej JG musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (2.1) Wielkości w zgłoszeniu OMB, odpowiednio do rodzaju JG, muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.9.1(4) i 8.9.1(5);
- (2.2) Cena ofertowa dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w OMB:
- (a) Nie może być określona, jeżeli dla danego typu rezerwy mocy w OMB odpowiednio do rodzaju JG:
- (i)  $P^{OfMax} = 0$ ; albo
- (ii)  $PG^{OfMax} = 0$  i  $PL^{OfMax} = 0$ ;
- (b) Musi być określona i nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli dla danego typu rezerwy mocy w OMB odpowiednio do rodzaju JG:
- (i)  $P^{OfMax} > 0$ ; albo
- (ii)  $PG^{OfMax} > 0$  lub  $PL^{OfMax} > 0$ .
- (3) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{W1}$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (3.1) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - P^{OfMax}$  i  $P^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} = P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$ ;
- (3.2) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - P^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} = P^{OfMax}$ .
- (4) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{W2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
- (4.1) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - P^{OfMax}$  i  $P^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$ ; albo
- (b)  $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$ ;
- (4.2) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - P^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax}$ .
- (5) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$  musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

- (5.1) Jeżeli  $JG_M$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:
- (a) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - PG^{OfMax}$  i  $PG^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
    - (i)  $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} = PG^{MinZR}$ ; albo
    - (ii)  $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$ ;
  - (b) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - PG^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
    - (i)  $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax}$ ;
- (5.2) Jeżeli  $JG_M$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:
- (a) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - PL^{OfMax}$  i  $PL^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
    - (i)  $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} = PL^{MinZR}$ ; albo
    - (ii)  $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$ ;
  - (b) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - PL^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
    - (i)  $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax}$ .

#### 8.9.4 Zastępcze OMB

- (1) Definiowanie zastępczych OMB dotyczy  $JG_{W1}$ ,  $JG_{M1}$  i  $JG_{Z1}$ , które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego z następujących typów rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$ .
- (2) Wartości wielkości zawartych w zastępczych OMB są określane w umowie przesyłania.
- (3) Zastępcza OMB dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{Z1}$  musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
  - (3.1) Typ rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  albo  $mFRRd^D$ ;
  - (3.2) Oferowaną moc maksymalną ( $P^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
  - (3.3) Oferowaną moc minimalną ( $P^{OfMin}$ ), określaną wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
  - (3.4) Cenę ofertową (OFC), określaną w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).
- (4) Zastępcza OMB dla  $JG_{W1}$  musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

- (4.1) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - P^{OfMax}$  i  $P^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} = P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$ ;
- (4.2) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - P^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} = P^{OfMax}$ ;
- (4.3) Cena ofertowa (OFC) nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4).
- (5) Zastępcza OMB dla JG<sub>Z1</sub> musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
- (5.1) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - P^{OfMax}$  i  $P^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$ ; albo
- (b)  $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$ ;
- (5.2) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - P^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (a)  $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax}$ ;
- (5.3) Cena ofertowa (OFC):
- (a) Nie może być określona, jeżeli  $P^{OfMax} = 0$  dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB;
- (b) Musi być określona i nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli  $P^{OfMax} > 0$  dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB.
- (6) Zastępcza OMB dla JG<sub>M1</sub> musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
- (6.1) Typ rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  albo  $mFRRd^D$ ;
- (6.2) W przypadku gdy JG<sub>M1</sub> jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:
- (a) Oferowaną moc maksymalną w kierunku generacji ( $PG^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
- (b) Oferowaną moc minimalną w kierunku generacji ( $PG^{OfMin}$ ), określaną wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
- (6.3) W przypadku gdy JG<sub>M1</sub> jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:
- (a) Oferowaną moc maksymalną w kierunku poboru ( $PL^{OfMax}$ ), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

- (b) Oferowaną moc minimalną w kierunku poboru ( $PL^{OfMin}$ ), określaną wyłącznie w przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);
- (6.4) Cenę ofertową (OFC), określaną w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).
- (7) Zastępcza OMB dla  $JG_{M1}$  musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:
- (7.1) Jeżeli  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:
- (a) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - PG^{OfMax}$  i  $PG^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (i)  $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} = PG^{MinZR}$ ; albo
- (ii)  $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$ ;
- (b) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - PG^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (i)  $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax}$ ;
- (7.2) Jeżeli  $JG_{M1}$  jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:
- (a) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D - PL^{OfMax}$  i  $PL^{OfMin}$  odpowiednio dla  $FCR^G$  i  $FCR^D$  muszą spełniać zależność:
- (i)  $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} = PL^{MinZR}$ ; albo
- (ii)  $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$ ;
- (b) W przypadku  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D - PL^{OfMax}$  odpowiednio dla  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  musi spełniać zależność:
- (i)  $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax}$ ;
- (7.3) Cena ofertowa (OFC):
- (a) Nie może być określona, jeżeli  $PG^{OfMax} = 0$  i  $PL^{OfMax} = 0$  dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB;
- (b) Musi być określona i nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli  $PG^{OfMax} > 0$  lub  $PL^{OfMax} > 0$  dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB.

### 8.9.5 Weryfikacja zgłoszeń OMB

- (1) Weryfikacja zgłoszeń OMB w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz poszczególne iteracje weryfikacji zgłoszeń OMB w ramach RBB polegają na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.9.3(1)-(2) oraz odpowiednio do rodzaju JG:
- (1.1) Warunków określonych w pkt 8.9.3(3) w przypadku  $JG_{W1}$ ;

- (1.2) Warunków określonych w pkt 8.9.3(4) w przypadku JG<sub>w2</sub>, JG<sub>o</sub>, JG<sub>Z1</sub>, JG<sub>Z2</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub>;
- (1.3) Warunków określonych w pkt 8.9.3(5) w przypadku JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub>.
- (2) W wyniku weryfikacji zgłoszeń OMB są wyznaczane przyjęte OMB dla JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:
  - (2.1) W ramach RBN, przyjęta OMB jest wyznaczana dla wszystkich JG, które są kwalifikowane do świadczenia rezerwy mocy typu FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRR<sup>D</sup> lub mFRR<sup>D</sup>;
  - (2.2) W ramach RBB, przyjęta OMB jest wyznaczana jako aktualizacja wcześniej przyjętej OMB wyłącznie dla tych JG, dla których zostało dokonane zgłoszenie OMB w ramach RBB i zostało zweryfikowane przez OSP z wynikiem pozytywnym.
- (3) Przyjęta OMB dla danej JG, jest wyznaczana w następujący sposób:
  - (3.1) Jeżeli zgłoszenie OMB spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OMB w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia i wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy;
  - (3.2) Jeżeli zgłoszenie OMB nie spełnia warunków określonych w pkt 8.9.3(1) i 8.9.3(2.1), to jest ono odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia i wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy;
  - (3.3) Jeżeli zgłoszenie OMB spełnia warunki określone w pkt 8.9.3(1) i 8.9.3(2.1), to jest ono:
    - (a) Przyjmowane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia i typów rezerwy mocy, dla których są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG; oraz
    - (b) Odrzucane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia i typów rezerwy mocy, dla których nie są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG;
  - (3.4) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy albo braku zgłoszenia OMB w ramach RBN, przyjęta OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest wyznaczana:
    - (a) Dla JG<sub>w1</sub>, JG<sub>M1</sub> i JG<sub>Z1</sub> – na podstawie zastępczej OMB, tj. moce i ceny ofertowe są równe mocom i cenom ofertowym dla danego typu rezerwy mocy z zastępczej OMB.

W przypadku gdy cena ofertowa danego typu rezerwy mocy z zastępczej OMB nie spełnia warunku dla górnego limitu ceny, o którym mowa odpowiednio w pkt 8.9.4(4.3), 8.9.4(5.3.b) albo 8.9.4(7.3.b), wartość ceny ofertowej jest równa wartości górnego limitu ceny;
    - (b) Dla pozostałych JG – jako zerowa OMB, tj. moc oferowana w przyjętej OMB jest równa 0 MW;



- (3.5) W przypadku braku zgłoszenia OMB w ramach RBB, obowiązuje przyjęta OMB w ramach RBN;
- (3.6) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OMB w ramach RBB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy, przyjęta OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest wyznaczana jako ostatnia przyjęta OMB, odpowiednio w ramach RBN lub RBB.
- (4) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OMB dla typów rezerwy mocy w górę występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh do  $9999 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh, na podstawie priorytetu rezerwy mocy, a w przypadku tego samego typu rezerwy mocy – średnich cen CWD dla poszczególnych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności rosnących średnich cen CWD lub stempla czasowego zgłoszenia OMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego w przypadku, gdy średnie ceny CWD są sobie równe.
- (5) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OMB dla typów rezerwy mocy w dół występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh do  $9999 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh, na podstawie priorytetu rezerwy mocy, a w przypadku tego samego typu rezerwy mocy – średnich cen CWO dla poszczególnych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności malejących średnich cen CWO lub stempla czasowego zgłoszenia OMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego w przypadku, gdy średnie ceny CWO są sobie równe.
- (6) Jeżeli podczas różnicowania wartości cen ofertowych, o którym mowa w pkt (4) i (5), nie jest znana wartość cen CWO lub CWD dla danego OREB doby handlowej, to na potrzeby modyfikacji przyjętej OMB, zastosowanie mają ostatnie wyznaczone ceny, odpowiednio CWO lub CWD, dla danego OREB z doby handlowej  $d-1$  albo wcześniejszej.

## 9 ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

### 9.1 Zgłaszanie danych dotyczących alokacji ZPW

#### 9.1.1 Zasady ogólne

- (1) Zgłoszenie przez UWM dokumentu ZGWM jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekroju handlowym określonych w tym zgłoszeniu.
- (2) Dokument ZGWM składany przez UWM dla danej doby handlowej musi zawierać zgłoszenia GWMz reprezentujące wszystkie USE<sub>WM</sub> tego UWM, które mają być realizowane w tej dobie handlowej.
- (3) Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWMz jest godzina. GWMz zawiera dane handlowe USE<sub>WM</sub> dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:
  - (3.1) Doba handlowa trwa 24 godziny, z zastrzeżeniem pkt (3.4);
  - (3.2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie;
  - (3.3) Ostatnia godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do 24.00 włącznie;
  - (3.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy trwa 25 godzin.
- (4) Dokumentem ZGWM dotyczącym danej doby handlowej, muszą być nadawane przez OR unikalne numery wersji (numer porządkowy zgłoszenia GWM), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń GWMz dla tej doby handlowej. Kolejnym dokumentem ZGWM dotyczącym danej doby handlowej powinny być przyporządkowywane narastające numery porządkowe zgłoszenia GWM. Dostarczony do OSP dokument ZGWM niespełniający powyższego warunku, tj. o numerze porządkowym zgłoszenia GWM równym lub mniejszym od nadanych dokumentom ZGWM dotyczącym tej samej doby handlowej i przyjętym przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.
- (5) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWM poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:
  - (5.1) Przyjęcie do uzgodnienia ZGWM (PGWM);
  - (5.2) Nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGWM (OGWM);
  - (5.3) Informacja o niezgodności ZGWM (IGWM);
  - (5.4) Uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej (UGWM).
- (6) Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB<sub>WMP</sub> należącej do danego UWM, jako POB, przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE.

### 9.1.2 Tryb i harmonogram zgłaszania GWM

- (1) Dla każdej doby handlowej  $d$ , dla której uruchomiono proces rezerwowy, OSP przyjmuje dokumenty ZGWM, które wynikają z alokacji ZPW w ramach procesu rezerwowego.

Dokumenty ZGWM otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (stemplem czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

- (2) Przekazywanie dokumentów ZGWM w ramach procesu rezerwowego dla doby handlowej  $d$  rozpoczyna się o godzinie 11.30 doby  $d-1$  i trwa do godziny 14.30 doby  $d-1$  włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 15.30 doby  $d-1$  jest możliwa realizacja cyklu korekt przekazywania ZGWM dla doby handlowej  $d$ .

OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w celu realizacji USE<sub>WM</sub>. Przekazywane dokumenty ZGWM muszą zawierać grafiki dla poszczególnych przekrojów handlowych. Alokowane ZPW są identyfikowane przez unikalny identyfikator ZPW (CAI).

- (3) W procesie przetwarzania dokumentów ZGWM jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWM.
- (4) Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM przedstawiono w tabeli 9.1.

**Tabela 9.1 Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w ramach procesu rezerwowego.**

Termin/okres	Działania OR	Działania OSP
Godzina 11.30 doby $d-1$ .		Rozpoczęcie przyjmowania ZGWM na dobę handlową $d$ .
Od godziny 11.30 do godziny 14.30 doby $d-1$ .	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM i PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Od godziny 14.30 do godziny 15.30 doby $d-1$ (cykl korekt).		Uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.
	Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.	Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.
Godzina 15.30 doby $d-1$ .		Zakończenie przyjmowania ZGWM na dobę handlową $d$ .
Od godziny 15.30 doby $d-1$ .	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty.

- (5) W celu realizacji wymiany międzysystemowej, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWM, UWM działając jako POB jest zobowiązany zgłosić na RBN dla swojej JB<sub>WMP</sub> umowy sprzedaży energii odpowiadające USE<sub>WM</sub>.

### 9.1.3 Zgłaszanie GWM

- (1) Dokument ZGWM zawiera dane dotyczące każdej USE<sub>WM</sub> zgłaszanej przez danego UWM do realizacji w okresie, którego ten dokument dotyczy. USE<sub>WM</sub> są zgłaszane w formie odrębnych GWM<sub>Z</sub> dla każdej zgłaszanej USE<sub>WM</sub>, niezależnie dla kierunku eksport i kierunku import.
- (2) Każdy GWM<sub>Z</sub> przekazany w dokumencie ZGWM musi w szczególności zawierać:
- (2.1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną USE<sub>WM</sub>;
  - (2.2) Dane identyfikacyjne PH danego UWM dla USE<sub>WM</sub>;
  - (2.3) Dane identyfikacyjne zagranicznych systemów przesyłowych, których operatorzy wspólnie z OSP realizują USE<sub>WM</sub>;
  - (2.4) Unikalny identyfikator ZPW (CAI);
  - (2.5) Ilości energii dla każdej godziny objętej wymianą międzysystemową na danym przekroju handlowym w ramach USE<sub>WM</sub>, określane w MWh z dokładnością do 1 MWh.
- (3) W przypadku, gdy UWM zgłasza do realizacji w tym samym okresie więcej niż jedną USE<sub>WM</sub> z tym samym PH, to w ramach dokumentu ZGWM przekazuje odrębne GWM<sub>Z</sub> dla każdego unikalnego identyfikatora ZPW (CAI).

### 9.1.4 Weryfikacja zgłoszonych GWM

- (1) Zgłoszone przez uczestników wymiany międzysystemowej GWM<sub>Z</sub> podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM<sub>Z</sub> są wyznaczone odpowiadające im GWM<sub>w</sub>.
- (2) W ramach weryfikacji GWM<sub>Z</sub> jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:
- (2.1) UWM, będącemu POB, są świadczone usługi przesyłania określone w umowie przesyłania, tj. na podstawie pkt 6.4(3)-(4) nie doszło do wstrzymania lub ograniczenia temu UWM, będącemu POB, świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania;
  - (2.2) Jedna ze stron transakcji, tj. UWM lub PH, jest właścicielem alokowanych ZPW dotyczących określonego w zgłoszeniu okresu, przekroju handlowego oraz kierunku;
  - (2.3) Dla każdej godziny UWM albo PH posiada alokowane ZPW umożliwiające realizację wszystkich USE<sub>WM</sub> zgłoszonych w formie GWM<sub>Z</sub>.
- (3) Jeżeli zgłoszenie GWM<sub>Z</sub> danego UWM nie spełnia wymagań określonych w pkt (2.1) i (2.2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM<sub>w</sub> są przyjmowane ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWM.

- (4) Jeżeli zgłoszenie GWM<sub>Z</sub> danego UWM spełnia wymagania określone w pkt (2.1) i (2.2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM<sub>w</sub> są przyjmowane ilości energii określone w GWM<sub>Z</sub> tego UWM, przy czym jeżeli GWM<sub>w</sub> nie spełniają wymagania określonego w pkt (2.3), to OSP informuje UWM o niezgodnościach ZGWM poprzez wysłanie odpowiedniego dokumentu IGWM.

### 9.1.5 Uzgadnianie zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych

- (1) OSP uzgadnia poszczególne GWM<sub>w</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.
- (2) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla każdego GWM<sub>w</sub> wyznacza odpowiadające im GWM<sub>U</sub>. GWM<sub>U</sub> określają ilości USE<sub>WM</sub> przyjęte do realizacji w poszczególnych godzinach doby handlowej.
- (3) W przypadku zgodności pomiędzy GWM<sub>w</sub> a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie ilości energii oraz alokowanych ZPW niezbędnych do realizacji tej wymiany, OSP tworzy GWM<sub>U</sub> przyjmując w nich jako uzgodnione ilości energii dla każdej godziny równe ilościom energii zawartym w GWM<sub>w</sub>.
- (4) W przypadku niezgodności pomiędzy GWM<sub>w</sub> a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach ZGWM poprzez wysłanie do UWM odpowiedzi w formie dokumentu IGWM. Dokument IGWM jest w szczególności wysyłany do UWM w przypadku, gdy jedna strona transakcji (UWM albo PH) nie dokona zgłoszenia grafiku wymiany międzysystemowej do odpowiedniego operatora systemu przesyłowego.
- (5) GWM<sub>w</sub>, dla których OSP zidentyfikował niezgodności, mogą zostać skorygowane przez UWM poprzez ponowne przekazanie ZGWM oraz ponowne uzgodnienie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach cyklu korekt:

Cykl korekt przekazywania ZGWM dla doby handlowej  $d$  rozpoczyna się bezpośrednio po zakończeniu przyjmowania ZGWM i trwa do godziny 15.30 doby  $d-1$  włącznie.

- (6) Cykl korekt przekazywania ZGWM jest realizowany w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie przetwarzania ZGWM, lecz nie występują więcej niż 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekt.

W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji ZGWM i informuje UWM, w zakresie określonym w WDB, o przyjęciu, odrzuceniu albo niezgodnościach ZGWM.

- (7) W wyniku dokonywania uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach cyklu korekt, o którym mowa w pkt (6), OSP po każdej poprawnej iteracji cyklu korekt wysyła do UWM: (i) ostateczny UGWM – w przypadku zgodności pomiędzy wszystkimi GWM<sub>w</sub> oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych systemów przesyłowych, albo (ii) wstępny UGWM – w przypadku braku zgodności pomiędzy jednym lub więcej GWM<sub>w</sub> oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych

systemów przesyłowych. We wstępnym UGWM poszczególni UWM są informowani o statusie uzgodnień ich grafików, w szczególności:

- (7.1) Zgłoszonych GWM<sub>w</sub>, które zostały już uzgodnione zgodnie z pkt (3);
  - (7.2) Zgłoszonych GWM<sub>w</sub>, które nie są zgodne z grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego;
  - (7.3) Zgłoszonych GWM<sub>w</sub>, dla których nie zostały zgłoszone odpowiadające im grafiki wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.
- (8) Jeżeli po zakończeniu cyklu korekt i odpowiadających im uzgodnień międzyoperatorskich nadal istnieją niezgodności pomiędzy GWM<sub>w</sub> oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, operatorzy systemów przesyłowych przyjmują jako uzgodnione, ilości energii dla poszczególnych godzin w GWM<sub>U</sub> wyznaczone jako mniejsza z ilości energii określonych w:
- (8.1) GWM<sub>w</sub>; oraz
  - (8.2) Grafiku wymiany międzysystemowej zgłoszonym przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.
- Jeżeli nie zostało dokonane odpowiadające GWM<sub>w</sub> zgłoszenie grafiku wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, o którym mowa w pkt (8.2), to jako wartość tego grafiku przyjmuje się ilość energii równą zero.
- (9) Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają alokowane ZPW, to ilości te są zmniejszane proporcjonalnie do wartości nie powodującej przekroczenia alokowanych ZPW. Podczas zmniejszania część ułamkowa godzinowych GWM<sub>U</sub> jest zaokrąglana w dół do najbliższej wartości całkowitej.
- (10) GWM<sub>U</sub> określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach USE<sub>WM</sub>.
- (11) Informacje o GWM<sub>U</sub> są przesyłane poszczególnym UWM w postaci dokumentu UGWM.

## 9.2 Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

### 9.2.1 Zasady ogólne

- (1) Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez NEMO albo CCP NEMO jest realizowane poprzez OR danego NEMO albo CCP NEMO, jako POB<sub>GE</sub> zgodnie z pkt 3.1.1(4.2), w dwóch, następujących po sobie etapach:
  - (1.1) Dostarczenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – poprzez zgłoszenie dokumentu ZWMC;
  - (1.2) Dostarczenie grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego – poprzez zgłoszenie dokumentu ZGMC.

- (2) Zgłoszenie dokumentu ZWMC oznacza dostarczenie do OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych uzyskanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego.
- (3) Zgłoszenia dokumentu ZWMC dokonuje każdy POB<sub>GE</sub> pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO (dalej w niniejszym pkt 9.2 określany również jako POB<sub>GE</sub>). OSP do procesu weryfikacji WMC przyjmuje wyłącznie jeden ze zgłoszonych dokumentów ZWMC zgodnie z zasadami określonymi w umowie MNA OA.
- (4) Po zakończeniu etapu zgłoszeń WMC, każdy POB<sub>GE</sub> dokonuje zgłoszenia grafików realizowanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC) dotyczących tego POB<sub>GE</sub> poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGMC.
- (5) Zgłoszenie dokumentu ZGMC jest niezbędne do realizacji wymiany energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego w ilości i przedziale czasowym określonym w tym zgłoszeniu.
- (6) Dokument ZGMC składany przez POB<sub>GE</sub> dla danej doby handlowej  $d$  musi być zgodny z wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącymi polskiego obszaru rynkowego.
- (7) Podstawowym okresem dla zgłaszania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego jest godzina. Zgłoszenia zawierają dane handlowe dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:
  - (7.1) Doba handlowa trwa 24 godziny, z zastrzeżeniem pkt (7.4);
  - (7.2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 1.00 włącznie;
  - (7.3) Ostatnia 24 godzina handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie;
  - (7.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 25 godzin.
- (8) Dokumentom ZWMC i ZGMC dostarczonym w ramach procesu jednolitego łączenia rynków i dotyczącym danej doby handlowej  $d$ , muszą być nadawane przez OR unikalne numery wersji (numer porządkowy zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń dla tej doby handlowej  $d$ . Kolejnym zgłoszeniom dotyczącym danej doby handlowej  $d$  powinny być przyporządkowywane narastające numery porządkowe zgłoszeń. Dostarczony do OSP dokument ZWMC lub ZGMC niespełniający powyższego warunku, tj. o numerze porządkowym zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanych dokumentom dotyczącym tej samej doby handlowej  $d$  i przyjętym przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego.
- (9) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu lub potwierdzeniu ZWMC poprzez wysłanie odpowiedzi do wszystkich POB<sub>GE</sub>, w formie następujących dokumentów:
  - (9.1) Przyjęcie ZWMC – dokument PWMC;

- (9.2) Nieprzyjęcie ZWMC – dokument OWMC;
- (9.3) Potwierdzenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – dokument POWMC.
- (10) Każdy z POB<sub>GE</sub> informuje OSP o akceptacji albo odrzuceniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych biorących udział w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego w formie dokumentu AWMC.
- (11) OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC, poprzez wysłanie dokumentu odpowiedzi PAWMC do wszystkich POB<sub>GE</sub>.
- (12) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu oraz wynikach uzgodnień ZGMC poprzez wysłanie odpowiedzi do POB<sub>GE</sub>, w formie następujących dokumentów:
  - (12.1) Przyjęcie do uzgodnienia ZGMC – dokument PGMC;
  - (12.2) Nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGMC – dokument OGMC;
  - (12.3) Informacja o niezgodności ZGMC – dokument IGMCI;
  - (12.4) Uzgodnienie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – dokument UGMC.
- (13) Wymiana danych pomiędzy POB<sub>GE</sub> oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB<sub>GE</sub> należącej do POB<sub>GE</sub>, przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE.

### **9.2.2 Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) Dla każdej doby handlowej  $d$  OSP przyjmuje dokumenty ZWMC w dobie  $d-1$  w celu realizacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

Dokumenty ZWMC otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (stemplem czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

- (2) Harmonogram przekazywania dokumentów ZWMC dla doby handlowej  $d$  jest określony w regulaminie stanowiącym część MNA OA opublikowanym na stronie internetowej OSP.

### **9.2.3 Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) Dokument ZWMC dla każdej godziny doby handlowej  $d$  musi zawierać:
  - (1.1) Pozycję polskiego obszaru rynkowego rozumianą jako saldo polskiego obszaru rynkowego wyznaczone wyłącznie w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;



- (1.2) Pozycję dla każdego  $POB_{GE}$  rozumianą jako różnicę pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego  $POB_{GE}$  w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczoną dla podstawowego okresu handlowego;
  - (1.3) Przepływy handlowe dla wszystkich przekrojów handlowych KSE, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
  - (1.4) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy poszczególnymi  $POB_{GE}$  działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy  $POB_{GE}$  działającymi w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
- (2) Dla danych przekazanych w dokumencie ZWMC wymagane jest określenie:
    - (2.1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego;
    - (2.2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego;
    - (2.3) Danych jednoznacznie identyfikujących  $POB_{GE}$ , NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz danych identyfikujących te obszary rynkowe.
  - (3) Ilości energii dla poszczególnych godzin przekazane w dokumencie ZWMC są określane w MWh z dokładnością do 0,1 MWh.

#### **9.2.4 Weryfikacja zgłoszonych WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) OSP dokonuje weryfikacji danych zawartych w zgłoszeniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego.
- (2) W ramach weryfikacji jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:
  - (2.1) Poprawność danych identyfikacyjnych użytych w zgłoszeniu;
  - (2.2) Suma przepływów handlowych zgłoszonych dla danego  $POB_{GE}$  jest równa pozycji tego  $POB_{GE}$ ;
  - (2.3) Suma pozycji wszystkich  $POB_{GE}$  jest równa zgłoszonej pozycji polskiego obszaru rynkowego;
  - (2.4) Przepływy handlowe na wszystkich przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego sumują się do zgłoszonej w ZWMC pozycji polskiego obszaru rynkowego oraz nie przekraczają udostępnionych zdolności wymiany międzysystemowej na tych przekrojach;

- (2.5) Pozycja polskiego obszaru rynkowego w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego nie przekracza ograniczeń alokacji;
- (2.6) Przepływ dla danego przekroju handlowego odpowiada sumie przepływów handlowych dla tego przekroju zgłoszonych pomiędzy POB<sub>GE</sub> a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora zagranicznego systemu przesyłowego.
- (3) Jeżeli zgłoszenie ZWMC nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt (2), OSP odrzuca zgłoszenie ZWMC, o czym informuje POB<sub>GE</sub> poprzez wysłanie dokumentu OWMC.
- (4) Jeżeli zgłoszenie ZWMC spełnia wymagania określone w pkt (2), OSP potwierdza poprawność dokumentu ZWMC poprzez wysłanie do POB<sub>GE</sub> dokumentu PWMC.
- (5) OSP przesyła do każdego POB<sub>GE</sub> dokument POWMC zawierający przyjęte wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego. Przyjęte WMC służą do weryfikacji zgłoszonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego.
- (6) POB<sub>GE</sub> po otrzymaniu od podmiotu pełniącego funkcję operatora jednolitego łączenia rynków dnia następnego informacji o zaakceptowaniu albo odrzuceniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego przekazuje informację do OSP. Przekazanie powyższej informacji dla doby handlowej  $d$  realizowane jest w dobie  $d-1$ , zgodnie z regulaminem stanowiącym część MNA OA opublikowanym na stronie internetowej OSP, poprzez wysłanie do OSP dokumentu AWMC.
- (7) OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC poprzez wysłanie do POB<sub>GE</sub> dokumentu odpowiedzi PAWMC.

### 9.2.5 Tryb i harmonogram zgłaszania GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

- (1) Dla każdej doby handlowej  $d$  OSP przyjmuje dokumenty ZGMC w dobie  $d-1$  w celu realizacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego.  
Dokumenty ZGMC otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (stemplem czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.
- (2) Harmonogram przekazywania dokumentów ZGMC dla doby handlowej  $d$  jest określony w regulaminie stanowiącym część MNA OA opublikowanym na stronie internetowej OSP.
- (3) W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego niezależnie od przekazania dokumentów ZGMC każdy POB<sub>GE</sub> działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej JB<sub>GE</sub> USE odpowiadające pozycji POB<sub>GE</sub>.

### 9.2.6 Zgłaszanie GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

- (1) Dokument ZGMC danego POB<sub>GE</sub> dla każdej godziny doby handlowej  $d$  musi zawierać:
  - (1.1) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy danym POB<sub>GE</sub> a pozostałymi POB<sub>GE</sub> działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy danym POB<sub>GE</sub> działającym w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
  - (1.2) Pozycję POB<sub>GE</sub> rozumianą jako różnicę pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego POB<sub>GE</sub> w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczoną dla podstawowego okresu handlowego.
- (2) Dla danych przekazanych w dokumencie ZGMC wymagane jest określenie:
  - (2.1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego;
  - (2.2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego;
  - (2.3) Danych jednoznacznie identyfikujących POB<sub>GE</sub>, NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz danych identyfikujących te obszary rynkowe.
- (3) Ilości energii dla poszczególnych godzin przekazane w dokumencie ZGMC są określane w MWh z dokładnością do 0,1 MWh.

### 9.2.7 Weryfikacja zgłoszonych GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

- (1) Zgłoszone przez POB<sub>GE</sub> dla doby handlowej  $d$  GMC<sub>Z</sub> podlegają weryfikacji przez OSP. W wyniku weryfikacji dla GMC<sub>Z</sub> wyznaczane są odpowiadające im GMC<sub>w</sub>.
- (2) W ramach weryfikacji GMC<sub>Z</sub> sprawdzana jest:
  - (2.1) Poprawność danych identyfikacyjnych;
  - (2.2) Zgodność zgłoszonych danych z odpowiadającymi im przyjętymi wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego przekazanymi POB<sub>GE</sub> dokumentem POWMC.
- (3) Jeżeli zgłoszenie GMC<sub>Z</sub> danego POB<sub>GE</sub> nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt (2), OSP odrzuca zgłoszenie GMC<sub>Z</sub>, o czym informuje POB<sub>GE</sub> poprzez wysłanie dokumentu OGMC.
- (4) Jeżeli zgłoszenie GMC<sub>Z</sub> dostarczone przez POB<sub>GE</sub> spełnia wymagania określone w pkt (2), OSP przyjmuje to zgłoszenie i tworzy GMC<sub>w</sub> przyjmując w nich godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w GMC<sub>Z</sub>. O fakcie tym OSP informuje POB<sub>GE</sub> poprzez wysłanie dokumentu PGMC. Do uzgodnień międzyoperatorskich,

w zakresie przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego, są przyjmowane przepływy handlowe przyjęte w GMC<sub>w</sub>.

- (5) W przypadku braku poprawnego zgłoszenia zgodnie z pkt (2), OSP tworzy GMC<sub>w</sub> przyjmując w nich godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w POWMC. O tym fakcie OSP informuje POB<sub>GE</sub> poprzez wysłanie po zakończeniu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych wstępnego dokumentu UGMC zawierającego informacje o przyjętych GMC<sub>u</sub>.
- (6) Dokumenty ZGMC dostarczone do OSP po odesłaniu dokumentu PGMC nie podlegają uwzględnieniu w procesie uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Oznacza to, że takie dokumenty ZGMC są odrzucane przez OSP, o czym POB<sub>GE</sub> jest informowany dokumentem OGMC.

### **9.2.8 Uzgadnianie zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, dla każdego przekroju handlowego.
- (2) Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami, zależnych od zakresu danych dostępnych poszczególnym operatorom. Uzgadnianie międzyoperatorskie GMC<sub>w</sub> odbywa się dla: (i) przepływów handlowych pomiędzy POB<sub>GE</sub> a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych albo (ii) przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.
- (3) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla GMC<sub>w</sub> wyznacza odpowiadające im GMC<sub>u</sub>. GMC<sub>u</sub> określają ilości energii dla przyjętych do realizacji przepływów handlowych w poszczególnych godzinach doby handlowej.
- (4) W przypadku zgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC<sub>w</sub> a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie kierunku oraz ilości dostaw energii, OSP tworzy GMC<sub>u</sub> przyjmując w nich jako uzgodnione ilości energii dla poszczególnych godzin równe ilościom energii zawartym w GMC<sub>w</sub>. Tworzenie GMC<sub>u</sub> i przyjęcie uzgodnionych ilości energii realizowane jest niezależnie dla każdego przekroju handlowego.
- (5) W przypadku stwierdzenia niezgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC<sub>w</sub> a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach poprzez wysłanie do POB<sub>GE</sub> dokumentu odpowiedzi IGMC. OSP przesyła do POB<sub>GE</sub>

dokument wstępny UGMC zawierający informacje o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych oraz wynikających z nich pozycjach POB<sub>GE</sub>.

- (6) W przypadku gdy po zamknięciu okresu zgłoszeń ZGMC dla przekrojów handlowych objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego występują różnice w wartościach przepływów handlowych otrzymanych przez OSP oraz operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to OSP w celu fizycznej realizacji dostaw energii elektrycznej na przekroju handlowym przyjmuje GMC<sub>U</sub> poprzez dostosowanie przepływów handlowych pomiędzy POB<sub>GE</sub> a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora zagranicznego systemu przesyłowego do wielkości wynikających z uzgodnień międzyoperatorских.
- (7) Jeżeli dostosowanie GMC<sub>U</sub>, o którym mowa w pkt (6), zostało uznane przez OSP za niezasadne, tj. wielkości GMC<sub>Z</sub> przekazane przez POB<sub>GE</sub> i następnie wyznaczone wielkości GMC<sub>W</sub> były wielkościami poprawnymi, to OSP dokonuje korekty pozycji każdego POB<sub>GE</sub> zgodnie z procedurą korygowania rozliczeń na RB.
- (8) OSP informuje POB<sub>GE</sub> o przyjętych do realizacji GMC<sub>U</sub> za pomocą dokumentu ostatecznego UGMC.
- (9) Odesłanie ostatecznego UGMC oznacza zakończenie procesu uzgodnień zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego na dobę handlową *d*.

### **9.2.9 Zgłaszanie GCE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) Każdy POB<sub>GE</sub> przekazuje do OSP informację zawierającą dla każdego podstawowego okresu handlowego:
  - (1.1) Cenę polskiego obszaru rynkowego będącą wynikiem procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;
  - (1.2) Ceny w obszarach rynkowych uczestniczących w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego.
- (2) Informacja, o której mowa w pkt (1), dotycząca doby handlowej *d* jest przekazywana za pomocą dokumentu GCE zgodnie z harmonogramem określonym w regulaminie stanowiącym część MNA OA lub w inny sposób uzgodniony pomiędzy OSP a POB<sub>GE</sub>.
- (3) Ceny dostarczone w dokumencie GCE są określane w EUR/MWh z dokładnością do 0,01 EUR/MWh.

### **9.2.10 Zgłaszanie GWE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego**

- (1) Każdy POB<sub>GE</sub> przekazuje do OSP informację zawierającą wielkości wolumenu obrotu dla każdego podstawowego okresu handlowego.
- (2) Informacja, o której mowa w pkt (1), dotycząca doby handlowej *d* jest przekazywana za pomocą dokumentu GWE zgodnie z harmonogramem określonym w regulaminie stanowiącym część MNA OA lub w inny sposób uzgodniony pomiędzy OSP a POB<sub>GE</sub>.

- (3) Wolumen obrotu przekazywany w dokumencie GWE każdy  $POB_{GE}$  dla każdego podstawowego okresu handlowego doby handlowej  $d$  wyznacza jako większą z wartości wolumenu transakcji sprzedaży i zakupu zawartych w wyniku skojarzenia przez danego  $POB_{GE}$  ofert kupna i sprzedaży zgłoszonych w ramach bramki, o której mowa w art. 47 rozporządzenia 2015/1222.
- (4) Wielkości wolumenu obrotu dostarczone w dokumencie GWE są określane w MWh z dokładnością do 0,1 MWh.

### 9.3 Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

#### 9.3.1 Zasady ogólne

- (1) Przyjmowanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest realizowane przez OSP i dotyczy wyników z tego procesu.
- (2) Przyjęcie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oznacza:
  - (2.1) Pozyskanie przez OSP z platformy SIDC wyników alokacji zdolności przesyłowych uzyskanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego polskiego obszaru rynkowego;
  - (2.2) Weryfikację przez OSP wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oraz utworzenie na ich podstawie grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCB);
  - (2.3) Uzgodnienie grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych mających bezpośrednie połączenia z systemem elektroenergetycznym Polski.
- (3) OSP informuje o przyjęciu wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego po zakończeniu uzgadniania grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego poprzez wysłanie dokumentu uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (UGMCB), zgodnie z pkt (4).
- (4) Informacja o przyjęciu wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest przekazywana przez OSP do NEMO albo CCP NEMO działającego jako  $POB_{GE}$  pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO (dalej w niniejszym pkt 9.3 określany również jako  $POB_{GE}$ ) zgodnie z pkt 3.1.1(4.2).
- (5) W procesie przyjmowania wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu europejskiego podstawowym okresem handlowym jest godzina. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:
  - (5.1) Doba handlowa trwa 24 godziny, z zastrzeżeniem pkt (5.4);
  - (5.2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 1.00 włącznie;
  - (5.3) Ostatnia 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie;

- (5.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 25 godzin.
- (6) W procesie przyjmowania wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu krajowego podstawowym okresem handlowym jest 15 minut, co odpowiada ORN. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich okresów 15 minutowych doby handlowej, przy czym:
- (6.1) Doba handlowa składa się z 96 okresów 15 minutowych, z zastrzeżeniem pkt (6.4);
- (6.2) Pierwszy okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 0.15 włącznie;
- (6.3) Ostatni okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 i trwa do godziny 24.00 włącznie;
- (6.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 92 okresy 15 minutowe, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 100 okresów 15 minutowych.

### 9.3.2 Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

- (1) Dla każdej doby handlowej  $d$  pozyskanie przez OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego polskiego obszaru rynkowego rozpoczyna się po godzinie 22.00 doby  $d-1$  i trwa do godziny 22.15 doby  $d$ .
- (2) Przyjęcie wyników alokacji dotyczące godziny  $h$  doby handlowej jest realizowane przez OSP niezwłocznie po rozpoczęciu godziny  $h-1$ .
- (3) Przyjmowanie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest realizowane iteracyjnie. Iteracje są wykonywane przez OSP dla każdego podstawowego okresu handlowego jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego w miarę możliwości technicznych.
- (4) Na czas trwania planowanych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, alokacja zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest zawieszana przez OSP na platformie SIDC. W przypadku awarii systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, alokacja i tym samym przyjmowanie wyników alokacji dla połączeń granicznych polskiego obszaru rynkowego w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego nie jest realizowane do momentu usunięcia awarii.
- (5) W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, niezależnie od odebrania przez OSP wyników alokacji, każdy POB<sub>GE</sub> jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej JB<sub>GE</sub> USE odpowiadające pozycji POB<sub>GE</sub> wynikającej z procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

### 9.3.3 Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

- (1) OSP pozyskuje wyniki alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego bezpośrednio z platformy SIDC.
- (2) Pozyskanie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest niezbędne do zrealizowania wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekrojach handlowych określonych w tych wynikach.
- (3) OSP dokonuje weryfikacji pozyskanych wyników. W ramach weryfikacji OSP sprawdza czy:
  - (3.1) Przepływy na przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, nie przekraczają zdolności oferowanych oraz nie przekraczają ograniczeń alokacji;
  - (3.2) Podmioty, takie jak spedytor, NEMO lub CCP NEMO, występujące w wynikach dla polskiego obszaru rynkowego zostały zdefiniowane i wskazane w MNA OA do uczestnictwa w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego.
- (4) W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, tj. niespełnienia któregoś z warunków określonych w pkt (3), OSP ma prawo wstrzymać alokację zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego na platformie SIDC do momentu potwierdzenia rozwiązania zaistniałych problemów.

### 9.3.4 Uzgadnianie wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych

- (1) OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin doby handlowej, dla każdego przekroju handlowego na podstawie utworzonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCB) w procesie przyjmowania i weryfikacji wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.
- (2) Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami. Uzgadnianie międzyoperatorские odbywa się dla:
  - (2.1) Przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych; albo
  - (2.2) Przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.
- (3) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP wyznacza uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCBU) w postaci godzinowych pozycji  $POB_{GE}$  oraz przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.
- (4) Pozycja  $POB_{GE}$  jest wyznaczana jako suma:



- (4.1) Różnicy pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez dany POB<sub>GE</sub> w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczona dla podstawowego okresu handlowego na podstawie przyjętych wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego; oraz
- (4.2) Pozycji wskazanego zgodnie z pkt 3.8.2(8) spedytora wynikającej z uzgodnionych grafików GMCB<sub>U</sub>.
- (5) Informacje, o których mowa w pkt (3), OSP przekazuje do OR danego POB<sub>GE</sub> za pomocą WIRE lub udostępnia za pomocą PREU w dokumencie UGMCB.
- (6) Przyjęcie wyników alokacji dotyczące godzin począwszy od godziny  $h$  doby handlowej  $d$  jest realizowane przez OSP niezwłocznie po rozpoczęciu godziny  $h-1$ .
- (7) Przyjęte w godzinie  $h-1$  wyniki OSP przysyła do OR POB<sub>GE</sub> w dokumencie UGMCB wstępnym.
- (8) UGMCB wstępny, dotyczący godziny  $h$  doby handlowej  $d$ , jest odsyłany zgodnie z harmonogramem przyjmowania danych i po zakończeniu uzgodnień dla godziny  $h$  na wszystkich przekrojach handlowych objętych procesem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.
- (9) UGMCB wstępny, dotyczący godziny  $h$  doby handlowej  $d$ , zawiera dane dla tej godziny oraz dane z już uzgodnionymi wielkościami dla pozostałych godzin doby handlowej  $d$ .
- (10) W dobie  $d+1$  OSP wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych realizuje uzgodnienia przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych. Działania w dobie  $d+1$  dotyczą wyłącznie przekrojów handlowych, dla których uzgodnienia w dobie  $d$  zostały zrealizowane zgodnie z pkt (2.2).
- (11) UGMCB ostateczny jest odsyłany po zakończeniu procesu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, realizowanego w dobie  $d+1$ .

## 10 BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

### 10.1 Zasady ogólne

- (1) OSP w ramach procesu dobowego planowania koordynacyjnego wykorzystania zasobów KSE, o którym mowa w IRiESP, pozyskuje usługi bilansujące w celu pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE, przy uwzględnieniu występujących ograniczeń systemowych.
- (2) Usługi bilansujące w zakresie mocy bilansujących OSP pozyskuje w ramach:
  - (2.1) Rynku mocy bilansujących (RMB); oraz
  - (2.2) Zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG).
- (3) Usługi bilansujące w zakresie energii bilansującej OSP pozyskuje w ramach:
  - (3.1) ZPG; oraz
  - (3.2) Platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (platforma RR), o której mowa w art. 19 rozporządzenia 2017/2195.
- (4) Zasady funkcjonowania RMB, ZPG oraz udziału w platformie RR zapewniają równe traktowanie DUB, w tym zgłaszanych przez nich na RB danych handlowo-technicznych: OPMB, OZPG (OEB, OT, OMB) i PP.
- (5) OSP prowadząc ruch sieciowy, o którym mowa w IRiESP, uwzględnia wyniki procesu kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie (platforma IN), o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195.

### 10.2 Rynek mocy bilansujących

- (1) RMB stanowi mechanizm nabywania mocy bilansujących przez OSP w trybie podstawowym, mający na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących, zgodnie z pkt 7.
- (2) Moce bilansujące w ramach RMB są nabywane niezależnie dla poszczególnych ONMB<sup>P</sup>, na podstawie przyjętych OPMB, zgłaszanych dla DUB, bez informacji, które JG należące do DUB będą świadczyły moce bilansujące.
- (3) Proces nabywania mocy bilansujących w ramach RMB jest prowadzony jednocześnie dla wszystkich ONMB<sup>P</sup> składających się na daną dobę handlową.
- (4) RMB dla doby handlowej  $d$  jest prowadzony w dobie  $d-1$ , zgodnie z następującą procedurą:
  - (4.1) OSP do godz. 7.30 doby  $d-1$  publikuje informacje o wielkościach mocy bilansujących do nabycia w ramach RMB dla poszczególnych ONMB<sup>P</sup>:
    - (a)  $ZMB^{FCRG}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $FCR^G$ ;
    - (b)  $ZMB^{FCRD}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $FCR^D$ ;
    - (c)  $ZMB^{aFRRG}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $aFRR^G$ ;

- (d)  $ZMB^{aFRRD}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $aFRR^D$ ;
  - (e)  $ZMB^{FRRG}$  – zapotrzebowanie na moce bilansujące  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  ponad  $ZMB^{aFRRG}$ ;
  - (f)  $ZMB^{FRRD}$  – zapotrzebowanie na moce bilansujące  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$  ponad  $ZMB^{aFRRD}$ ;
  - (g)  $ZMB^{RRG}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $RR^G$ ;
  - (h)  $ZMB^{RRD}$  – zapotrzebowanie na moc bilansującą  $RR^D$ ;
- (4.2) OR dokonują zgłoszeń OPMB w okresie otwarcia bramki na RMB dla doby handlowej  $d$ , zdefiniowanym w pkt 8.3.1(1), biorąc pod uwagę ograniczenia w świadczeniu usług bilansujących, o których mowa w pkt 8.6.2(11);
- (4.3) OSP na podstawie przyjętych OPMB, dla poszczególnych  $ONMB^P$  doby handlowej  $d$ , dokonuje wyboru oferowanych mocy bilansujących w celu pokrycia, przy najniższych kosztach, zapotrzebowań na moce bilansujące, o których mowa w pkt (4.1);
- (4.4) OSP do godz. 10.00 doby  $d-1$  przekazuje OR, którzy zgłosili OPMB przyjęte na RMB, wyniki RMB. Wyniki RMB są przekazywane za pomocą WIRE lub udostępniane za pomocą PREU dokumentem informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie podstawowym (INMBP). INMBP zawiera wielkości mocy bilansujących poszczególnych typów rezerwy mocy nabytych od danego DUB w ramach RMB, dla poszczególnych  $ONMB^P$  doby handlowej  $d$ .
- (5) Zapotrzebowanie na moc bilansującą danego typu rezerwy mocy może być pokryte z oferowanych rezerw mocy tego samego typu, z zastrzeżeniem przypadku, o którym mowa w pkt (6).
- (6) W przypadku, gdy dla danego  $ONMB^P$  w przyjętej OPMB dla danego oferowanego typu rezerwy mocy:  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$ ,  $mFRRd^G$  albo  $FCR^D$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^D$  podana została opcjonalna cena ofertowa pozyskania mocy jako  $RR$ , to zaoferowana moc może być nabyta jako moc bilansująca  $RR$ , jeżeli nie została wykorzystana do pokrycia właściwego dla tego typu rezerwy mocy zapotrzebowania na moc bilansującą dla danego  $ONMB^P$ .
- (7) Oferowane moce bilansujące z przyjętych OPMB, dla poszczególnych  $ONMB^P$ , w wyniku RMB mogą: nie zostać nabyte, zostać nabyte częściowo z dokładnością do 1 MW albo zostać nabyte w całości.
- (8) W przypadku wydłużenia okresu otwarcia bramki na RMB, o którym mowa w pkt 8.3.1(9), lub wydłużenia procesu wyboru oferowanych mocy bilansujących, OSP informuje o zmianie godziny przekazania wyników, o której mowa w pkt (4.4), poprzez wysłanie komunikatu do OR z nowym terminem przekazania wyników RMB. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

- (9) Moce bilansujące nabyte w ramach RMB od danego DUB muszą być zgłoszone na RBN w rozbiu na JG tego DUB, jako grafiki mocy bilansujących w zgłoszeniach PP dla JG, na zasadach określonych w pkt 8.6. W przypadku FCR<sup>G</sup> i FCR<sup>D</sup>, zgodnie z pkt 8.6.1(17), jest możliwe zgłoszenie grafików mocy bilansujących w wielkości większej niż wynika to z wielkości mocy bilansujących nabytych w ramach RMB, przy czym nadmiarowe moce w ramach ZPG są traktowane jak nabyte, bez wynagrodzenia z tego tytułu.

### 10.3 Zintegrowany proces grafikowania

- (1) ZPG, w zależności od rodzaju JG i horyzontu planowania, dokonuje doboru do pracy i rozdziału obciążeń JG albo wyłącznie rozdziału obciążeń JG, oraz wyboru oferowanych mocy bilansujących JG i ich wykorzystania, w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne dla JG, w celu pokrycia, przy najniższych kosztach, zapotrzebowania na moc w obszarze RB wraz z zapewnieniem wymaganych rezerw mocy, przy uwzględnieniu ograniczeń w pracy JG oraz w pracy sieci.
- (2) Punktami odniesienia w planowaniu pracy JG w ramach danej iteracji ZPG są grafiki obciążenia i grafiki mocy bilansujących JG z PPZ, o których mowa w pkt 10.6.
- (3) ZPG stanowi mechanizm nabywania mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd przez OSP w trybie uzupełniającym dla poszczególnych ONMB<sup>U</sup> odpowiadających OREB, mający na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących, ze względu na:
- (3.1) Brak pokrycia zapotrzebowania na moce bilansujące w ramach RMB;
- (3.2) Konieczność odtworzenia mocy bilansujących, tj. nabycia dodatkowych mocy bilansujących z powodu niedostępności wcześniej nabytych mocy bilansujących albo ich wykorzystania w przypadku mFRRd;
- (3.3) Zmianę zapotrzebowania na moce bilansujące.
- (4) Moce bilansujące RR, w przypadkach o których mowa w pkt (3.1)-(3.3), są odtwarzane w ramach ZPG zgodnie z bieżącymi potrzebami KSE, ale nie jako nabyte moce bilansujące RR.
- (5) ZPG jest procesem iteracyjnym. W procesie planowania pracy KSE iteracje ZPG są realizowane równoległe z rozdzielczością planowania równą OREB (OREB = 15 minut) oraz z rozdzielczością planowania równą OPCR (OPCR = 5 minut).
- (6) Pierwsza iteracja ZPG dla doby handlowej  $d$  z rozdzielczością planowania równą OREB:
- (6.1) Jest realizowana do godz. 16.30 doby  $d-1$ ;
- (6.2) Horyzontem planowania obejmuje całą dobę handlową  $d$ ;
- (6.3) Jest realizowana na podstawie zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych dla JG na RBN dla doby handlowej  $d$ ; oraz
- (6.4) Uwzględnia aktualny wynik ZPG dla końca doby handlowej  $d-1$ .
- (7) Na podstawie wyników pierwszej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla doby handlowej  $d$  OSP przygotowuje plan koordynacyjny dobowy (PKD) dla doby handlowej  $d$ .

- (8) Druga iteracja ZPG dla doby handlowej  $d$  z rozdzielczością planowania równą OREB:
- (8.1) Jest realizowana po godzinie 18.05 doby  $d-1$ ;
  - (8.2) Horyzont planowania obejmuje pozostały okres doby handlowej  $d-1$  i całą dobę handlową  $d$ ;
  - (8.3) Jest realizowana na podstawie zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych dla JG na RBN i ewentualnie zaktualizowanych oraz przyjętych w ramach RBB odpowiednio dla OREB dób handlowych  $d-1$  i  $d$  objętych horyzontem planowania;
  - (8.4) Uwzględnia aktualny wynik ZPG dla doby handlowej  $d-1$ .
- (9) Kolejne iteracje ZPG dla doby handlowej  $d$ , z rozdzielczością planowania równą OREB, są planowo realizowane co godzinę, po zamknięciu bramki na RBB dla godziny  $h$ , z horyzontem planowania od godziny  $h$  do końca doby handlowej  $d$ , przy uwzględnieniu aktualizacji zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych w ramach bramki RBB dla godziny  $h$  lub bramki RBB dla godzin wcześniejszych oraz przy uwzględnieniu aktualnego wyniku ZPG dla godzin poprzedzających horyzont planowania.
- (10) Na podstawie wyników drugiej oraz kolejnych iteracji ZPG dla doby handlowej  $d$ , z rozdzielczością planowania równą OREB, OSP przygotowuje pierwszą oraz kolejne wersje bieżącego planu koordynacyjnego dobowego dnia bieżącego (BPKD-DB) dla doby handlowej  $d$  i doby handlowej  $d-1$ , jeśli jest objęta horyzontem planowania ZPG.
- (11) Iteracje ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR są prowadzone co najmniej raz na 15 minut, dotyczą wyłącznie rozdziału obciążeń JG z horyzontem planowania bliskim czasu rzeczywistego, przy uwzględnieniu aktualnego wyniku ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB i wyniku poprzedniej iteracji ZPG z rozdzielczością równą OPCR dla OPCR poprzedzających horyzont planowania.
- (12) Wynik iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR stanowi podstawę do przygotowania bieżącego planu koordynacyjnego dobowego czasu rzeczywistego (BPKD-CR), który jest udostępniany najpóźniej na 2,5 minuty przed rozpoczęciem pierwszego OPCR, którego dotyczy.
- (13) Horyzont planowania ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR jest zmienny i nie dłuższy niż 2 godziny.
- (14) W zależności od bieżących potrzeb związanych z sytuacją w KSE lub procesem optymalizacji w ramach ZPG, OSP może pominąć określone iteracje ZPG lub zainicjować wykonanie dodatkowych iteracji ZPG, w tym iteracji ZPG z krótszym horyzontem planowania.
- (15) Podstawowymi danymi wejściowymi ZPG są:
- (15.1) Przyjęte OEB, OT i OMB dla JG;
  - (15.2) Ceny CDO wyznaczone zgodnie z pkt 14.2.4, z zastrzeżeniem, że ceny CDO w ZPG z doborem JG do pracy nie uwzględniają korekt, o których mowa w pkt 14.2.4(3)-(6);
  - (15.3) PPZ JG;

- (15.4) Parametry techniczne JG oraz parametry MEE i ESP związanych z JG<sub>M</sub>;
  - (15.5) Dyspozycyjność JG oraz dyspozycyjność układów regulacji JG;
  - (15.6) Ograniczenia w świadczeniu usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci oraz ograniczenia dotyczące rozproszenia geograficznego mocy bilansujących;
  - (15.7) Prognozowane zapotrzebowanie na moc w KSE i wymagane rezerwy mocy zgodnie z bieżącymi potrzebami w KSE, w tym wymagane wielkości mocy bilansujących;
  - (15.8) Planowana generacja zasobów nieświadczących usług bilansujących, tj. zasobów, które nie wchodzą w skład JG;
  - (15.9) Prognozowana generacja JG<sub>Z</sub>;
  - (15.10) Planowane saldo wymiany międzysystemowej;
  - (15.11) Aktualny wynik ZPG z poprzednich iteracji.
- (16) ZPG zapewnia spełnienie następujących typów ograniczeń systemowych:
- (16.1) Ograniczenia wynikające z konieczności pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE oraz zapewnienia wymaganych rezerw mocy w KSE;
  - (16.2) Ograniczenia wynikające z wymagań ze strony JG bądź grupy JG określone w umowie przesyłania z DUB (ograniczenia elektrowniane);  
Ograniczenia elektrowniane w zakresie minimalnej liczby JG<sub>W1</sub> w pracy w danej grupie JG<sub>W1</sub> są uwzględniane w ZPG w zakresie w jakim zostały odwzorowane w PPZ dla tych JG<sub>W1</sub>;
  - (16.3) Ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).
- (17) Dane wyjściowe ZPG podstawowo zawierają następujące dane dla poszczególnych JG:
- (17.1) PPS JG;
  - (17.2) Wielkości mocy bilansujących nabytych na JG w ramach trybu uzupełniającego;
  - (17.3) Wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d);
  - (17.4) Korekta grafiku obciążenia związana z nabytymi mocami bilansującymi, o której mowa w pkt 10.6.1(2.4).
- (18) Wielkości, o których mowa w pkt (17.1), dla danej JG są przekazywane za pomocą SOWE lub LFC, w zależności od rodzaju JG, zgodnie z wymaganiem w zakresie systemów jakie musi posiadać DUB dla JG, określonym w załączniku nr 2 do WDB.
- (19) Wielkości, o których mowa w pkt (17.2)-(17.4), dla danej JG są przekazywane OR za pomocą WIRE lub udostępniane za pomocą PREU dokumentem informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie uzupełniającym (INMBU).
- (20) Wyniki ZPG podlegają rozliczeniu na RB w okresach równych OREB.

- (21) ZPG z rozdzielczością równą OREB jest realizowany z wykorzystaniem:
  - (21.1) Algorytmu doboru jednostek grafikowych do świadczenia usług bilansujących (ADJ);
  - (21.2) Algorytmu nabywania mocy bilansujących (ANM).
- (22) ZPG z rozdzielczością równą OPCR jest realizowany z wykorzystaniem algorytmu rozdziału obciążeń (ARO).
- (23) Szczegółowe zasady działania algorytmów, o których mowa w pkt (21) i (22), zawiera załącznik nr 1 do WDB.
- (24) ZPG w ramach pozyskiwania energii bilansującej obejmuje wykorzystanie mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd i RR, przy czym zasady regulacji częstotliwości KSE w ramach wykorzystania FCR, aFRR i mFRRd określa IRiESP.
- (25) W przypadku gdy OSP wprowadzi operatywną korektę PPS danej JG<sub>M1</sub>, w stosunku do PPS tej JG<sub>M1</sub> wyznaczonego przy wykorzystaniu algorytmów ZPG, o których mowa w pkt (21) i (22), skutkującą dla kolejnych OREB brakiem wykonalności PPS tej JG<sub>M1</sub> lub innych JG<sub>M1</sub>, które wraz z daną JG<sub>M1</sub> tworzą ESP, to praca tych JG<sub>M1</sub> jest prowadzona przez OSP poza algorytmami ZPG.

## 10.4 Platforma RR

- (1) OSP uczestniczy w wymianie energii bilansującej z rezerw zastępczych na platformie RR na zasadach i zgodnie z harmonogramem wymiany danych określonymi w ramach wdrażania RR.
- (2) Na potrzeby wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych na platformie RR, OSP przekazuje następujące dane:
  - (2.1) Zagregowaną ofertę na energię bilansującą z rezerw zastępczych (ZOEB<sup>RR</sup>), wyznaczaną zgodnie z pkt (4)-(12);
  - (2.2) Zapotrzebowanie na energię bilansującą do pokrycia na platformie RR (ZEB<sup>RR</sup>), wyznaczone zgodnie z pkt (13)-(14);
  - (2.3) Zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej, wyznaczone zgodnie z art. 37 rozporządzenia 2017/2195 oraz opcjonalnie zakres dla pożądanego przepływu, o którym mowa w art. 3 ust. 1 lit. b ram wdrażania RR.
- (3) OSP informację dotyczącą aktywacji OEB danej JG w wyniku aktywacji ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR:
  - (3.1) Przekazuje OR za pomocą WIRE lub udostępnia za pomocą PREU dokumentem informacja o aktywowanej energii bilansującej na platformie RR (IAEBRR);
  - (3.2) Uwzględnia w planie BPKD-CR, w tym w PPS danej JG.
- (4) OSP wyznacza ZOEB<sup>RR</sup> dla okresów rozliczeniowych na platformie RR odpowiadających OREB.

- (5) OSP wyznacza ZOEB<sup>RR</sup> w wyniku przekształcenia przyjętych OEB dla poszczególnych JG, zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195, przy uwzględnieniu maksymalnych zakresów RR poszczególnych JG, określonych zgodnie z procesem kwalifikacji, o którym mowa w załączniku nr 2 do WDB, i zawartych w umowie przesyłania z DUB.
- (6) Zasady przekształcania OEB w ZOEB<sup>RR</sup> zapewniają równe traktowanie DUB oraz umożliwiają maksymalną dopuszczalną wymianę energii bilansującej z RR na platformie RR przy zachowaniu neutralności finansowej OSP i bezpieczeństwa pracy KSE.
- (7) Przekształceniu podlegają moce z przyjętych OEB, które spełniają następujące warunki:
- (7.1) Są dostępne ze względu na zakres oferowanej mocy dyspozycyjnej JG względem grafiku obciążenia JG;
- (7.2) Są dostępne ze względu na nabyte moce bilansujące FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRR<sup>G</sup> i mFRR<sup>D</sup>;
- (7.3) Są dostępne ze względu na maksymalny zakres rezerwy RR;
- (7.4) Są dostępne ze względu na wartość ZWP albo ZUB odpowiednio do rodzaju JG;
- (7.5) Są dostępne ze względu na uwarunkowania techniczne JG, w szczególności w przypadku JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> uwzględniany jest stan danej JG;
- (7.6) Są dostępne ze względu na warunki pracy sieci;
- (7.7) Mogą być aktywowane w ramach ZPG przy uwzględnieniu, że wymiana energii bilansującej aktywowanej na platformie RR pomiędzy operatorami systemów przesyłowych elektroenergetycznych jest realizowana zgodnie z czasem rampowania w obszarze synchronicznym określonym na podstawie art. 136 rozporządzenia 2017/1485;
- (7.8) W przypadku JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub> – są dostępne ze względu na potencjał dostawy lub potencjał odbioru;
- (7.9) W przypadku JG<sub>Z</sub> – są dostępne ze względu na prognozę generacji JG;
- (7.10) Cena ofertowa mocy, określona w pkt (11) i wyrażona w EUR/MWh zgodnie z pkt (12), jest zgodna z limitami cen obowiązującymi na platformie RR.
- (8) ZOEB<sup>RR</sup> dla danego OREB składa się z następujących części:
- (8.1) Przyrostowej – pasma mocy odpowiadające dostawie energii bilansującej z JG w ramach platformy RR, z uwzględnieniem planowanych punktów pracy JG w planie BPKD-CR w OPCR poprzedzających dany OREB oraz planowanych punktów pracy w OPCR następujących po danym OREB;
- (8.2) Redukcyjnej – pasma mocy odpowiadające odbiorowi energii bilansującej przez JG w ramach platformy RR, z uwzględnieniem planowanych punktów pracy JG w planie BPKD-CR w OPCR poprzedzających dany OREB oraz planowanych punktów pracy w OPCR następujących po danym OREB.



- (9) Z pasm mocy, o których mowa w pkt (8), są usuwane:
- (9.1) Moce o najwyższej cenie ofertowej w części przyrostowej ZOEB<sup>RR</sup>, w ilości wymaganej do skompensowania wymuszonej energii bilansującej w dół ze względu na ograniczenia systemowe;
  - (9.2) Moce o najniższej cenie ofertowej w części redukcyjnej ZOEB<sup>RR</sup>, w ilości wymaganej do skompensowania wymuszonej energii bilansującej w górę ze względu na ograniczenia systemowe.
- (10) Wielkości pasm mocy, o których mowa w pkt (8), po uwzględnieniu postanowień pkt (9), są zaokrąglane w dół zgodnie z dokładnością stosowaną na platformie RR.
- (11) Cena danego pasma mocy ZOEB<sup>RR</sup> jest sumą:
- (11.1) W przypadku części przyrostowej ZOEB<sup>RR</sup>:
    - (a) Ceny aktywacji w górę odpowiedniego pasma OEB w planie BPKD-CR aktualnym w chwili wyznaczania ZOEB<sup>RR</sup>;
    - (b) Prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej, wyznaczonej dla prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej z uwzględnieniem całkowitego wykorzystania danego pasma ZOEB<sup>RR</sup> oraz pasm przyrostowych ZOEB<sup>RR</sup> o niższych cenach;
  - (11.2) W przypadku części redukcyjnej ZOEB<sup>RR</sup>:
    - (a) Ceny aktywacji w dół odpowiedniego pasma OEB w planie BPKD-CR aktualnym w chwili wyznaczania ZOEB<sup>RR</sup>;
    - (b) Prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej, wyznaczonej dla prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej z uwzględnieniem całkowitego wykorzystania danego pasma ZOEB<sup>RR</sup> oraz pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> o wyższych cenach.
- (12) Cena ofertowa mocy w ZOEB<sup>RR</sup> dotyczącej OREB doby handlowej  $d$  jest określana w EUR/MWh z dokładnością do 0,01 EUR/MWh i jest przeliczana z zł/MWh na EUR/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia  $d-1$ , a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.
- (13) OSP wyznacza ZEB<sup>RR</sup> na podstawie zapotrzebowania na energię bilansującą w planie BPKD-CR, przy uwzględnieniu ograniczeń w możliwości pokrycia tego zapotrzebowania poprzez platformę RR ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości procesu planowania w ramach ZPG oraz technicznej wykonalności planu BPKD-CR.
- (14) Ograniczenia, o których mowa w pkt (13), obejmują:
- (14.1) Brak możliwości zmiany stanu JG – w przypadku JG<sub>w1</sub> i JG<sub>M1</sub>;
  - (14.2) Ograniczenia w zakresie możliwości zmiany obciążenia JG biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne JG, a także nominowane zakresy rezerwy mocy dla FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> oraz planowane obciążenia JG.

## 10.5 Platforma IN

- (1) OSP uczestniczy w procesie kompensowania niebilansowań na platformie IN na zasadach określonych w ramach wdrażania IN.
- (2) Proces kompensowania niebilansowań ogranicza aktywację aFRR poprzez wymianę w czasie rzeczywistym energii niebilansowania pomiędzy obszarami LFC, których niebilansowanie ma przeciwny znak oraz dostępne są międzyobszarowe zdolności przesyłowe.
- (3) Wynik procesu kompensowania niebilansowań na platformie IN, zgodnie z pkt (2), wpływa na ilość energii bilansującej aktywowanej z aFRR, co w konsekwencji wpływa na całkowitą ilość aktywowanej energii bilansującej oraz cenę rozliczeniową tej energii na RB.

## 10.6 Programy pracy JG w planowaniu pracy KSE

### 10.6.1 Rodzaje PP i ich zawartość

- (1) Na potrzeby planowania pracy KSE dla danej JG i doby handlowej są wyznaczane:
  - (1.1) Program pracy deklarowany (PPD);
  - (1.2) Program pracy zweryfikowany (PPZ);
  - (1.3) Program pracy skorygowany (PPS).
- (2) PPD i PPZ dla JG i doby handlowej zawiera dla każdego OREB i OPCR:
  - (2.1) Grafiki obciążenia;
  - (2.2) Odpowiednio do rodzaju JG:
    - (a) Stan JG lub ZWP; albo
    - (b) ZUB;
  - (2.3) Dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego dana JG jest kwalifikowana do świadczenia, z zastrzeżeniem, że w przypadku danych dotyczących OPCR program pracy nie zawiera danych dla  $RR^G$  i  $RR^D$ :
    - (a) Grafiki mocy bilansującej;
    - (b) Nabytą moc bilansującą, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy;
    - (c) Nabytą moc bilansującą, w zakresie której JG została zwolniona przez OSP ze świadczenia tej mocy;
    - (d) Nabytą moc bilansującą, która stała się niedostępna i została odtworzona na innych JG;
  - (2.4) Korektę grafiku obciążenia związaną z nabytymi mocami bilansującymi (KGO), określoną jako:
    - (a) Zmiana grafiku obciążenia ( $\Delta GO^{KGO}$ );

- (b) Grafik obciążenia po korekcie ( $GO^{KGO}$ );
  - (c) Stan JG po korekcie ( $S^{KGO}$ ) – wyłącznie w przypadku  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$ .
- (3) PPD i PPZ dla  $JG_M$  oraz  $JG_Z$ , w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE, i doby handlowej zawiera dodatkowo, w stosunku do danych, o których mowa w pkt (2), dla każdego OREB:
- (3.1) W przypadku  $JG_{M1}$ :
    - (a) Niezależną zmianę stanu naładowania;
    - (b) Potencjał dostawy;
    - (c) Potencjał odbioru;
    - (d) ZPDO;
  - (3.2) W przypadku  $JG_{M2}$ :
    - (a) Potencjał dostawy;
    - (b) Potencjał odbioru;
  - (3.3) W przypadku  $JG_Z$ , w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE:
    - (a) Grafik obciążenia magazynu.
- (4) PPS dla JG i doby handlowej zawiera dla każdego OREB i OPCR:
- (4.1) Grafik obciążenia;
  - (4.2) Odpowiednio do rodzaju JG:
    - (a) Stan JG lub ZWP; albo
    - (b) ZUB;
  - (4.3) Nominowany zakres rezerwy mocy JG dla każdego typu rezerwy mocy innego niż  $RR^G$  i  $RR^D$ , w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia.

### 10.6.2 Wyznaczanie i aktualizacja PPD

- (1) PPD dla danej JG i doby handlowej jest wyznaczany po zakończeniu weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBN dla danej doby handlowej w następujący sposób:
- (1.1) Dla każdego OREB danej doby handlowej:
    - (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.3.a) i 10.6.1(3), są przyjmowane w PPD w wartościach jak w PP przyjętym w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;
    - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) oraz 10.6.1(2.4.a), są równe 0 MW;
    - (c)  $GO^{KGO}$  jest równy grafikowi obciążenia z PP przyjętego w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;
    - (d) W przypadku  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$ :  $S^{KGO}$  jest równy stanowi JG z PP przyjętego w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;

- (1.2) Dla każdego OPCR danej doby handlowej:
- (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.3) i 10.6.1(2.4.c), odpowiadają wielkościom tych danych wyznaczonym zgodnie z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR;
  - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.4.a)-(2.4.b), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych wyznaczonych zgodnie z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR i poprzedniego OREB z uwzględnieniem ich liniowej zmiany, przy czym dodatkowo dla JG<sub>w1</sub> i JG<sub>M1</sub>:
    - (i) Grafik obciążenia jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego stan JG jest równy  $R$ ;
    - (ii)  $GO^{KGO}$  jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego  $S^{KGO}$  jest równy  $R$ ;
    - (iii)  $\Delta GO^{KGO}$  jest równa grafikowi obciążenia z przeciwnym znakiem dla każdego OPCR danego OREB, dla którego  $S^{KGO}$  jest równy  $R$ .
- (2) PPD dla danej JG i doby handlowej  $d$  jest aktualizowany w następujących przypadkach i zakresie, według następujących zasad:
- (2.1) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej  $d$ :
- (a) Dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP:
    - (i) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(3), są przyjmowane w PPD w wartościach jak w przyjętym PP;
    - (ii) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (i), zgodnie z zasadami określonymi w pkt (3)-(6);
  - (b) Dla każdego OPCR aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.4), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (a) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);
- (2.2) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej  $d-1$ , o którym mowa w pkt 8.6.12(15.2):
- (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1) i 10.6.1(2.2), dla OREB i OPCR doby handlowej  $d$  są przyjmowane w PPD w wartościach jak w PPZ;
  - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB doby handlowej  $d$  są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (a), w sposób analogiczny jak w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB z aktywnym okresem zgłoszenia obejmującym całą dobę handlową  $d$  zgodnie z zasadami określonymi w pkt (3)-(6);

- (c) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OPCR doby handlowej  $d$  są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (b) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);
- (2.3) W przypadku gdy w wyniku wyznaczenia przyjętej OEB w ramach RBN dla danej JG i doby handlowej  $d+1$ , jeżeli daną JG jest JG<sub>W2</sub>, JG<sub>M2</sub>, JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z2</sub>, JG<sub>Z3</sub> albo JG<sub>A</sub>, dla ostatniego OREB doby handlowej  $d$  nie są spełnione odpowiednio do rodzaju JG warunki określone w pkt 8.6.4(2.5.c.i), 8.6.6(2.9.c.ii), 8.6.6(2.10.c.ii), 8.6.7(2.5.c.i), 8.6.9(2.4.c.i) albo 8.6.10(2.7.c.i)- (2.7.c.ii), to:
- (a) Dla tego OREB i OPCR należących do tego OREB ZUB przyjmuje wartość  $N$ ;
- (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB doby handlowej  $d$  są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (a), w sposób analogiczny jak w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB zgodnie z zasadami określonymi w pkt (4);
- (c) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OPCR doby handlowej  $d$  są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (b) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);
- (2.4) W przypadku pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG:
- (a) Dla każdego OREB doby handlowej  $d$ :
- (i) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) i 10.6.1(2.4), są aktualizowane na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości są przekazywane OR dokumentem INMBU, o którym mowa w pkt 10.3(19);
- (ii) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a) dla danego typu rezerwy mocy, są równe sumie grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PP przyjętego w ramach RBN i wielkości mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie uzupełniającym na danej JG dla danego OREB pomniejszonej o wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d), zaktualizowane zgodnie z pkt (i);
- (b) Dla każdego OPCR doby handlowej  $d$  dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3) i 10.6.1(2.4), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (a) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2).
- (3) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG<sub>W1</sub> i doby handlowej, PPD dla tej JG<sub>W1</sub> i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w następujący sposób:
- (3.1)  $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu JG<sub>W1</sub> dla każdego OREB, dla którego:
- (a)  $\Delta GO^{KGO} = 0$  MW i stan JG<sub>W1</sub> uległ zmianie w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP;

- (b)  $\Delta GO^{KGO} > 0$  MW i grafik obciążenia jest:
    - (i) Większy niż  $GO^{KGO}$ ; albo
    - (ii) Mniejszy niż  $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$ ;  
albo
  - (c)  $\Delta GO^{KGO} < 0$  MW i grafik obciążenia jest:
    - (i) Mniejszy niż  $GO^{KGO}$  ; albo
    - (ii) Większy niż  $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$ ;
- (3.2) Jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i  $S^{KGO}$  zaktualizowanymi zgodnie z pkt (3.1) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.3(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP  $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu  $JG_{W1}$ ;
- (3.3) W przypadku  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i  $S^{KGO}$  tych  $JG_{W1}$  zaktualizowanymi zgodnie z pkt (3.1)-(3.2) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.3(2) i 8.6.11(1) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dla każdej z tych  $JG_{W1}$   $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu  $JG_{W1}$ ;
- (3.4)  $\Delta GO^{KGO}$  jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 10.6.3(7) z uwzględnieniem  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (3.1)-(3.3);
- (3.5)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (3.4).
- (4) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  lub  $JG_A$  oraz doby handlowej, PPD dla tej  $JG$  i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w sposób następujący:
- (4.1)  $\Delta GO^{KGO}$  jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju  $JG$  w pkt 10.6.3(8) i 10.6.3(10)-(14);
  - (4.2)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (4.1).
- (5) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej  $JG_{M1}$  i doby handlowej, PPD dla tej  $JG_{M1}$  i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w sposób następujący:
- (5.1)  $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu  $JG_{M1}$  dla każdego OREB, dla którego:
    - (a)  $\Delta GO^{KGO} = 0$  MW i stan  $JG_{M1}$  dla danego OREB uległ zmianie w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP;

- (b)  $\Delta GO^{KGO} > 0$  MW i grafik obciążenia jest:
    - (i) Większy niż  $GO^{KGO}$ ; albo
    - (ii) Mniejszy niż  $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$ ;  
albo
  - (c)  $\Delta GO^{KGO} < 0$  MW i grafik obciążenia jest:
    - (i) Mniejszy niż  $GO^{KGO}$  ; albo
    - (ii) Większy niż  $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$ ;
- (5.2) Jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i  $S^{KGO}$  zaktualizowanymi zgodnie z pkt (5.1) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.5(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP  $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu  $JG_{M1}$ ;
- (5.3) W przypadku  $JG_{M1}$  reprezentujących MWE danej ESP, jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i  $S^{KGO}$  tych  $JG_{M1}$  zaktualizowanymi zgodnie z pkt (5.1)-(5.2) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.5(2) i 8.6.11(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dla każdej z tych  $JG_{M1}$   $S^{KGO}$  przyjmuje wartość stanu  $JG_{M1}$ ;
- (5.4)  $\Delta GO^{KGO}$  jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 10.6.3(9) z uwzględnieniem  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (5.1)-(5.3);
- (5.5)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (5.4).
- (6) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej  $d-1$ , o którym mowa w pkt 8.6.12(15), PPD dla danej JG i doby handlowej  $d$  są aktualizowane w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), po aktualizacji PPD dla danej JG i doby handlowej  $d-1$  i z uwzględnieniem zaktualizowanego PPD dla danej JG i doby handlowej  $d-1$ , zgodnie z pkt (2).

### 10.6.3 Wyznaczanie i aktualizacja PPZ

- (1) PPZ dla danej JG jest wyznaczany na podstawie PPD dla tej JG oraz zmiany dyspozycyjności JG, która ze względu na czas jej wystąpienia nie jest uwzględniona w przyjętym PP tej JG i w konsekwencji nie jest uwzględniona w PPD tej JG.
- (2) PPZ dla danego OREB i OPCR jest aktualizowany w przypadku zmiany PPD oraz w przypadku zmiany dyspozycyjności JG.
- (3) PPZ dla JG uwzględnia zmianę dyspozycyjności JG zgłoszoną:
  - (3.1) Na potrzeby ZPG z rozdzielczością OREB – najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla pierwszej godziny horyzontu planowania danej iteracji ZPG obejmującej OREB, dla którego zostało dokonane zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG;

- (3.2) Na potrzeby ZPG z rozdzielczością OPCR – po chwili zamknięcia bramki na RBB, o której mowa w pkt (3.1), najpóźniej na 10 minut przed rozpoczęciem OPCR, dla którego zostało dokonane zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG;
- (4) Zmiany dyspozycyjności JG, o których mowa w pkt (3), zgłoszone później niż zostało to wskazane w pkt (3.1) i (3.2), zostaną uwzględnione w kolejnych iteracjach ZPG, przed rozpoczęciem których nastąpiło zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG w zakresie OREB i OPCR objętych horyzontem planowania;  
W przypadku uruchomienia dodatkowej iteracji ZPG zmiana dyspozycyjności JG zostanie uwzględniona, jeżeli dotyczy okresu objętego horyzontem planowania tej iteracji ZPG.
- (5) W przypadku zmiany PPD, PPZ jest aktualizowany w następującym zakresie i według następujących zasad:
- (5.1) Jeżeli zmiana PPD nie wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:
- (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.4) i 10.6.1(3), w zakresie w jakim zostały one zmienione w PPD, są przyjmowane w PPZ w wartościach jak w PPD;
  - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a), są początkowo w PPZ przyjmowane w wartościach jak w PPD, a następnie są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPZ, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju JG w pkt (7)-(14);
- (5.2) Jeżeli zmiana PPD wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:
- (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) i 10.6.1(2.4), są przyjmowane w PPZ w wartościach jak w PPD;
  - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a), są początkowo w PPZ przyjmowane w wartościach jak w PPD, a następnie są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPZ, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju JG w pkt (7)-(14).
- (6) W przypadku zmiany dyspozycyjności, PPZ jest aktualizowany w zakresie i według zasad odpowiednio do rodzaju JG określonych w pkt (7)-(14), z uwzględnieniem warunków poprawności zgłoszeń PP opisanych w pkt 8.6.3-8.6.11. Warunki te określone dla OREB są odpowiednio stosowane dla OPCR przy aktualizacji danych PPZ.
- (7) PPZ dla  $JG_{w1}$  odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (7.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego:
- (a) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{w1}$  wynikająca ze zgłoszenia niedyspozycyjności jest równa 0 MW oraz stan  $JG_{w1}$  jest różny od R; lub
  - (b) Zgłoszono ubytek ujemny oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW i  $ZWP = 1$ ;



oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, z wyjątkiem OREB lub OPCR, o których mowa w następnym zdaniu, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), równe odpowiednio:  $\Delta GO^{KGO} = 0$  MW,  $GO^{KGO} = 0$  MW i  $S^{KGO} = R$ ;

W przypadku gdy w zgłoszeniu niedyspozycyjności  $JG_{W1}$ , o którym mowa w pkt (a), określono poprawnie, zgodnie ze standardem SOWE, powrót do pracy według dodatkowej charakterystyki uruchamiania  $U^D$  spełniającej warunki, o których mowa w pkt 8.6.3(2.2.d) i 8.6.3(2.10.b)-(2.10.c), oraz dla ostatniego OREB okresu powrotu do pracy grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna  $JG_{W1}$ , to: (i) dla OREB lub OPCR należących do okresu powrotu do pracy przyjmuje się grafik obciążenia równy mocy generacji określonej w zgłoszeniu niedyspozycyjności, stan  $JG_{W1}$  równy  $U^D$ , ZWP równy 0, dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz  $\Delta GO^{KGO}$  równą 0 MW,  $GO^{KGO}$  odpowiadający obciążeniu zgodnie z charakterystyką uruchamiania  $U^D$  i  $S^{KGO}$  równy  $U^D$ , oraz (ii) dla OREB lub OPCR następujących po okresie powrotu do pracy dane PPZ są aktualizowane zgodnie z pkt (7.2);

(7.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (7.1):

- (a) Stan  $JG_{W1}$  i ZWP nie ulegają zmianie;
- (b) Grafik obciążenia:
  - (i) Nie ulega zmianie, jeżeli stan  $JG_{W1}$  jest różny od  $P$ ;
  - (ii) Przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która wraz ze zaktualizowanym grafikiem obciążenia dla poprzedniego odpowiednio OREB lub OPCR spełnia:
    - Warunki określone w pkt 8.6.3(2.2.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i ZWP = 0;
    - Warunki określone w pkt 8.6.3(2.3.b)-(2.3.d) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i ZWP = 1;
    - Warunki określone w pkt 8.6.3(2.4) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i ZWP = 2;
- (c)  $S^{KGO}$  ulega zmianie wyłącznie w następującym przypadku: jeżeli dla danego OREB lub OPCR moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{W1}$  wynikająca ze zgłoszenia niedyspozycyjności jest równa 0 MW oraz  $S^{KGO}$  jest różny od  $R$ , to dla danego OREB lub OPCR oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których wyznaczono PPZ, przyjmuje się  $S^{KGO}$  równy stanowi  $JG_{W1}$ ;

- (d)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{w1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów  $JG_{w1}$  równych  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{w1}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;
- (e)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{w1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów  $JG_{w1}$  równych  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{w1}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;
- (f)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);
- (g) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.1), w stosunku do wartości ZWP

zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1), wartości stanów  $JG_{w1}$  równych wartościom  $S^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (7.1) lub pkt (c) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (f).

(8) PPZ dla  $JG_{w2}$  odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(8.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{w2}$  jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest większy niż 0 MW, oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), równe 0 MW;

(8.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (8.1):

(a) Grafik obciążenia:

(i) Nie ulega zmianie, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa 0 MW;

(ii) Przyjmuje dodatnią wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.4(2.2)-(2.3), w przeciwnym przypadku;

(b) ZUB przyjmuje wartość:

(i)  $D$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (8.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.4(2.5.a)-(2.5.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(ii)  $N$ , w przeciwnym przypadku;

(c)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{w2}$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{w2}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (d)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{W2}$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W2}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (e)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);
- (f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.2), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (8.1) lub pkt (e).
- (9) PPZ dla  $JG_{M1}$  odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (9.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego:
- (a) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku generacji jest równa 0 MW oraz stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  albo  $U^G$ ;
- (b) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M1}$  w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$  albo  $U^P$ ;
- (c) Zgłoszono ubytek ujemny w kierunku generacji oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW, stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 1$ ; lub
- (d) Zgłoszono ubytek ujemny w kierunku poboru oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW, stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 1$ ;
- oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP

oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), równe odpowiednio:  
 $\Delta GO^{KGO} = 0$  MW,  $GO^{KGO} = 0$  MW i  $S^{KGO} = R$ ;

(9.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (9.1):

(a) Wartości stanu  $JG_{MI}$  i ZWP nie ulegają zmianie;

(b) Grafiki obciążenia:

(i) Nie ulega zmianie, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $R$ ;

(ii) Przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która wraz ze zaktualizowanym grafikiem obciążenia dla poprzedniego odpowiednio OREB lub OPCR spełnia:

- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 0$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 0$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.3.b)-(2.3.e) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 1$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.3.b), 8.6.5(2.3.c), 8.6.5(2.3.f) i 8.6.5(2.3.g) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 1$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.4.a) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^G$  i  $ZWP = 2$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.4.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $P^P$  i  $ZWP = 2$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.d), jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $U^G$ ;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.e), jeżeli stan  $JG_{MI}$  jest równy  $U^P$ ;

(c)  $S^{KGO}$  ulega zmianie wyłącznie w następującym przypadku: jeżeli dla danego OREB lub OPCR: (i) moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{MI}$  w kierunku generacji jest równa 0 MW oraz  $S^{KGO}$  jest równy  $P^G$  albo  $U^G$ , albo (ii) moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{MI}$  w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz  $S^{KGO}$  jest równy  $P^P$  albo  $U^P$ , to dla danego OREB lub OPCR oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR, przyjmuje się  $S^{KGO}$  równy stanowi  $JG_{MI}$ ;

- (d)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{M1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów  $JG_{M1}$  równych  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;
- (e)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{M1}$  bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów  $JG_{M1}$  równych  $S^{KGO}$  zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;

- (f)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);
- (g) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.3), w stosunku do wartości ZWP zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1), wartości stanów  $JG_{M1}$  równych wartościom  $S^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (9.1) lub pkt (c) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (9.1) lub pkt (f).

W przypadku  $JG_{M1}$  danej ESP grafiki mocy bilansujących są aktualizowane najpierw zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.3), a następnie zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(10.1)-(10.2), przy uwzględnieniu wartości ZWP, wartości stanów  $JG_{M1}$  oraz grafików obciążenia poszczególnych  $JG_{M1}$  danej ESP wyznaczonych jak w pierwszym zdaniu oraz wartości stempla czasowego dla zgłoszeń PP przyjętych w ramach RBN dla poszczególnych  $JG_{M1}$  danej ESP dla doby handlowej zawierającej dany OREB lub OPCR.

- (10) PPZ dla  $JG_{M2}$  odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(10.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego:

- (a) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku generacji jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest większy niż 0 MW; albo
- (b) Moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_{M2}$  w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;

oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), równe 0 MW;

(10.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (10.1):

(a) Grafik obciążenia:

- (i) Nie ulega zmianie, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa 0 MW;
- (ii) Przyjmuje dodatnią wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.6(2.2) i 8.6.6(2.4), jeżeli jego dotychczasowa wartość była większa niż 0 MW;
- (iii) Przyjmuje ujemną wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.6(2.3) i 8.6.6(2.5), jeżeli jego dotychczasowa wartość była mniejsza niż 0 MW;

- (b) ZUB przyjmuje wartość:
- (i)  $D^G$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D^G$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (10.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.6(2.9.a)-(2.9.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;
  - (ii)  $D^P$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D^P$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (10.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.6(2.10.a)-(2.10.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;
  - (iii)  $N$ , w przeciwnym przypadku;
- (c)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{M2}$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
    - Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
    - Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;oraz
  - (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (d)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_{M2}$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:



- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (e)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);
  - (f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.4), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (10.1) lub pkt (e).
- (11) PPZ dla JGo odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (11.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego moc maksymalna dyspozycyjna JGo jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW, oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), równe 0 MW;
  - (11.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (11.1):
    - (a) Grafik obciążenia:
      - (i) Nie ulega zmianie, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa 0 MW;
      - (ii) Przyjmuje ujemną wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.7(2.2)-(2.3), w przeciwnym przypadku;
    - (b) ZUB przyjmuje wartość:
      - (i)  $D$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (11.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.7(2.5.a)-(2.5.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;
      - (ii)  $N$ , w przeciwnym przypadku;
    - (c)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

- (i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JGo przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JGo, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (d)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JGo przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JGo, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;
- (e)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);
- (f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.5), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (11.1) lub pkt (e).

- (12) PPZ dla JG<sub>Z1</sub> odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (12.1) Wartość ZWP nie ulega zmianie;
- (12.2) Grafiki obciążenia przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która wraz ze zaktualizowanym grafikiem obciążenia dla poprzedniego odpowiednio OREB lub OPCR spełnia:
- (a) Warunki określone w pkt 8.6.8(2.2) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli ZWP = 0;
- (b) Warunki określone w pkt 8.6.8(2.3.b)-(2.3.d) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli ZWP = 1;
- (12.3)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (a) Maksymalnej wartości redukcji generacji danej JG<sub>Z1</sub> dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG<sub>Z1</sub>, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
- (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- (ii) Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla danego OREB lub OPCR;
- (12.4)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (a) Minimalnej wartości redukcji generacji danej JG<sub>Z1</sub> dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu uwarunkowań technicznych danej JG<sub>Z1</sub>, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
- (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- (ii) Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz

- (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla danego OREB lub OPCR;
- (12.5)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (12.3) lub (12.4);
- (12.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.6), w stosunku do wartości ZWP oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (12.5).
- (13) PPZ dla JG<sub>Z2</sub> lub JG<sub>Z3</sub> odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (13.1) Grafik obciążenia przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.9(2.2);
- (13.2) ZUB przyjmuje wartość:
- (a)  $D$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (13.1) spełniają warunki określone w pkt 8.6.9(2.4.a)-(2.4.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;
- (b)  $N$ , w przeciwnym przypadku;
- (13.3)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (a) Maksymalnej wartości redukcji generacji danej JGz dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.1) i (13.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JGz, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
- (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- (ii) Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla danego OREB lub OPCR;
- (13.4)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (a) Minimalnej wartości redukcji generacji danej JGz dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.1) i (13.2) i uwarunkowań technicznych danej JGz, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
  - (ii) Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz
- (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla danego OREB lub OPCR;
- (13.5)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (13.3) lub (13.4);
- (13.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.7), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.2) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (13.5).
- (14) PPZ dla  $JG_A$  odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:
- (14.1) Grafik obciążenia przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.10(2.3)-(2.4);
  - (14.2) ZUB przyjmuje wartość:
    - (a)  $D$ , jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa  $D$  i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (14.1) spełniają warunki określone w pkt 8.6.10(2.7.a)-(2.7.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;
    - (b)  $N$ , w przeciwnym przypadku;
- (14.3)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:
- (a) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_A$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.1) i (14.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji i uwarunkowań technicznych danej  $JG_A$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:
    - (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i nieujemnej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
    - (ii) Większa z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
- oraz

- (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla danego OREB lub OPCR;
- (14.4)  $\Delta GO^{KGO}$ , w przypadku gdy  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:
- (a) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB możliwej do osiągnięcia przez daną  $JG_A$  przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.1) i (14.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej  $JG_A$ , a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:
    - (i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i niedodatniej wartości  $\Delta GO^{KGO}$  z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
    - (ii) Mniejsza z wartości  $GO^{KGO}$  z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;oraz
  - (b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla danego OREB lub OPCR;
- (14.5)  $GO^{KGO}$  jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i  $\Delta GO^{KGO}$  zaktualizowanej zgodnie z pkt (14.3) lub (14.4);
- (14.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.8), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.2) oraz grafików obciążenia równych  $GO^{KGO}$  zaktualizowanym zgodnie z pkt (14.5).

#### 10.6.4 Wyznaczanie i aktualizacja PPS

- (1) PPS dla danej JG i doby handlowej jest wyznaczany po uzyskaniu wyników pierwszej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla danej doby handlowej w następujący sposób:
- (1.1) Dla każdego OREB danej doby handlowej dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są wyznaczone na podstawie wyników ZPG i ich wartości są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego PKD dla danej doby handlowej;
  - (1.2) Dla każdego OPCR danej doby handlowej:
    - (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4.1), są wyznaczone na podstawie wielkości tych danych z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR i poprzedniego OREB z uwzględnieniem ich liniowej zmiany, przy czym dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  grafik obciążenia jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego stan JG jest równy R;

- (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4.2) i 10.6.1(4.3), odpowiadają wielkościom tych danych z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR.
- (2) PPS dla danej JG i doby handlowej jest aktualizowany w następujących przypadkach i zakresie, według następujących zasad:
- (2.1) W przypadku uzyskania wyników kolejnej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla danej doby handlowej:
    - (a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OREB danej doby handlowej objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego BPKD-DB;
    - (b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OPCR danej doby handlowej objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie danych, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);
  - (2.2) W przypadku uzyskania wyników iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR dla danej doby handlowej: dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OPCR objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(4.1), są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego BPKD-CR.

## 11 PRZETWARZANIE DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ

### 11.1 Wymagania techniczne

- (1) Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu, właściwy dla sieci, w której zlokalizowane jest miejsce dostarczania energii elektrycznej (MD), z uwzględnieniem zasad wynikających z przepisów prawa powszechnie obowiązującego, w szczególności z rozporządzenia pomiarowego. OSP określa te wymagania w IRiESP.
- (2) Układy pomiarowo-rozliczeniowe wykorzystywane do rozliczeń usług bilansujących, niezależnie od postanowień pkt (1), muszą być wyposażone w licznik zdalnego odczytu rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB i umożliwiającą pozyskiwanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu właściwego operatora systemu, z uwzględnieniem, że:
  - (2.1) Dla MWE lub MEE układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane w PPE, które dotyczą MD związanych z torami wyprowadzenia mocy danego MWE lub MEE oraz MD, w których energia elektryczna jest pobierana na potrzeby jej magazynowania;
  - (2.2) Dla SO układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane w PPE, które stanowią kompletny układ zasilania SO, tzn. obejmują wszystkie jego MD.
- (3) Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do wymiany danych pomiędzy OSP a podmiotami realizującymi funkcję udostępniania oraz pozyskiwania danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych określa OSP w IRiESP.

### 11.2 Zasady ogólne

- (1) Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych jest energia rzeczywista (ER) dla JB i JG.
- (2) ER wynika z:
  - (2.1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG<sub>W1</sub>, JG<sub>W2</sub>, JG<sub>M1</sub>, JG<sub>M2</sub>, JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z1</sub>, JG<sub>Z2</sub>, JG<sub>Z3</sub>, JG<sub>A</sub>, JB<sub>Z</sub>, JB<sub>OS</sub>;
  - (2.2) Ilości energii elektrycznej w uzgodnionych grafikach wymiany międzysystemowej (GWM<sub>U</sub>) danego POB, który jest równocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej – dla JB<sub>WMP</sub>;
  - (2.3) Ilości energii elektrycznej odpowiadającej pozycji danego POB<sub>GE</sub> wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków tego POB<sub>GE</sub> – dla JB<sub>GE</sub>;
  - (2.4) Ilości energii elektrycznej w GWM<sub>U</sub> wszystkich JB<sub>WMP</sub>, ilości energii elektrycznej wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków wszystkich JB<sub>GE</sub> i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JB<sub>WMO</sub>.



- (3) W przypadku ER wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB:
  - (3.1) ER w MD jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowych z FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej;
  - (3.2) ER w MB jest wyznaczana przez OSP na podstawie ER w MD oraz algorytmów wyznaczania ER;
  - (3.3) ER dla JG lub JB jest wyznaczana przez OSP na podstawie ER w MB oraz algorytmów agregacji;
  - (3.4) Algorytmy wyznaczania energii elektrycznej i algorytmy agregacji, o których mowa w pkt (3.1)-(3.3), są określone w umowach przesyłania zawartych pomiędzy POB i OSP oraz DUB i OSP.
- (4) Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o której mowa w pkt (3), są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz URB.
- (5) Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o której mowa w pkt (3), są określone dla FRP. Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe są nazywane FRP podstawowymi (FRPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są nazywane FRP rezerwowymi (FRPR).
- (6) W przypadku ER wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB:
  - (6.1) ER dla JB lub JG jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji;
  - (6.2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez OSDp na podstawie danych odpowiadających ilości energii elektrycznej pobranej i oddanej w PPE lub PPW oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MB;
  - (6.3) Algorytmy agregacji, o których mowa w pkt (6.1), są określone w umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP;
  - (6.4) Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt (6.2) są określone w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PPE lub PPW składające się na MB).
- (7) Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FRP jest uzależniony od położenia MB:
  - (7.1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB, innych niż reprezentujące dostawy energii elektrycznej JWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB, o których mowa w pkt 3.2(3.2)-(3.3), sposób pozyskiwania danych pomiarowych jest określony w IRiESP;

- (7.2) Dla MB znajdujących się:
- (a) W podstawowym obszarze RB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej JWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej; oraz
  - (b) W rozszerzonym obszarze RB, innych niż wskazane w pkt (7.1);
- pozyskiwanie danych pomiarowych przez OSP jest realizowane dla FRPP i FRPR poprzez WIRE operatorów rynku wskazanych przez URB, do których należą FRP;
- (7.3) Dla MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB, dane pomiarowo-rozliczeniowe są pozyskiwane w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej przez wszystkie zasoby URD reprezentowane w tym MB. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są pozyskiwane przez OSP poprzez WIRE OSDp albo operatora rynku JBos należącej do tego OSDp jako POBosd.
- (8) W przypadku, o którym mowa w pkt (7.2) dane pomiarowe dla FRPP oraz FRPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych OR.
- (9) Na RB obowiązują jednolite standardy identyfikowania FRP i  $_{FD}MB$  oraz jednolite schematy gromadzenia i przetwarzania danych w systemach komputerowych, w tym formaty i typy danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- (9.1) FRP są identyfikowane przez kod FRP. Zasady kodowania FRP określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej;
  - (9.2)  $_{FD}MB$  są identyfikowane przez kod  $_{FD}MB$ . Zasady kodowania  $_{FD}MB$  określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej;
  - (9.3) Kody FRP i  $_{FD}MB$  obowiązujące OSP, OSD, OR, POB i DUB są określone w umowach przesyłania;
  - (9.4) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe o przepływach energii elektrycznej są pozyskiwane i rejestrowane dla okresów zgodnych z OREB i ORN z dokładnością do 0,001 MWh;
  - (9.5) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z właściwości systemów informatycznych;
  - (9.6) Wyniki obliczeń są rejestrowane dla okresów zgodnych z OREB i ORN z dokładnością do 0,001 MWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrąglenia;
  - (9.7) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są rejestrowane wraz ze statusem danej pomiarowej. Określone są następujące statusy danych pomiarowych na RB:
    - (a) Status 0 oznacza daną poprawną;
    - (b) Status 1 oznacza daną niepoprawną;

- (9.8) Jako poprawną daną pomiarową lub pomiarowo-rozliczeniową traktuje się daną, która określa prawidłową wartość zarejestrowanej wielkości fizycznej. Z zastrzeżeniem pkt (9.9), jako daną niepoprawną traktuje się pozostałe dane;
- (9.9) W przypadku gdy w procesie wyznaczania ER nie jest możliwe określenie wartości odpowiedniej danej, OSP nadaje jej status 2 (brak danej).
- (10) Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania ER jest system pomiarowo-rozliczeniowy OSP (SPR).
- (11) Opis funkcjonalny SPR w zakresie powiązań z systemem zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, lokalnymi systemami pomiarowo-rozliczeniowymi (LSPR) i systemami OSDp zamieszczony jest w IRiESP.
- (12) Wymiana danych pomiarowych pomiędzy LSPR a SPR oraz danych pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy systemem OSDp a SPR jest realizowana poprzez WIRE.
- (13) Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR oraz danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemu OSDp jest określony w umowach przesyłania.
- (14) Przetwarzanie danych pomiarowych i danych pomiarowo-rozliczeniowych na RB jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:
- (14.1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby handlowej  $d$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $d+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyznaczonych wielkości ER;
- (14.2) Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby handlowej  $d$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $d+4$  jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń;
- (14.3) Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby handlowej  $d$  są wyznaczone przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących;
- (15) Dane pomiarowe z FRP i dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $FDMB$  pozyskiwane do SPR każdorazowo nadpisują dane pozyskane uprzednio.

## 11.3 Konfigurowanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

### 11.3.1 Procedura konfigurowania danych pomiarowych

- (1) Każdy FRP zdefiniowany w SPR jest identyfikowany przez kod FRP.
- (2) Kody FRP zdefiniowane w SPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OR z wykorzystaniem WIRE.
- (3) Proces wymiany kodów FRP odbywa się w razie konieczności zmiany lub wprowadzenia nowych kodów FRP. Kody FRP są udostępniane i pozyskiwane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

- (4) Pozyskanie przez OSP kodów FRP polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w LSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FRP przesłanej przez OR. Lista kodów FRP podlega zatwierdzeniu przez OSP.
- (5) Udostępnienie przez OSP kodów FRP z SPR polega na wysłaniu listy kodów FRP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OR.

### 11.3.2 Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych

- (1) Każde  $_{FD}MB$  zdefiniowane w SPR jest identyfikowane przez kod  $_{FD}MB$ .
- (2) Kody  $_{FD}MB$  zdefiniowane w SPR są wymieniane pomiędzy OSP a OSDp z wykorzystaniem WIRE.
- (3) Proces wymiany kodów  $_{FD}MB$  odbywa się w razie konieczności aktualizacji lub wprowadzenia nowych kodów  $_{FD}MB$ . Kody  $_{FD}MB$  są udostępniane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.
- (4) Pozyskanie przez OSDp kodów  $_{FD}MB$  polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w SPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów  $_{FD}MB$  przesłanej przez OSP.

## 11.4 Pozyskiwanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

### 11.4.1 Procedura pozyskiwania danych pomiarowych dla $_{FZ}MB$

- (1) Dla każdego FRP zlokalizowanego w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB w SPR jest określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.
- (2) Dane pomiarowe z FRP zlokalizowanych w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB są pozyskiwane przez OSP dla FRPP i FRPR.
- (3) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie  $d+1$ :
  - (3.1) Proces pozyskania danych pomiarowych z LSPR do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR i realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00;
  - (3.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR w trybie automatycznym jest realizowany w godzinach od 6.00 do 8.00;
  - (3.3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych jest realizowana faza sprawdzenia kompletności danych pozyskanych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP. Procesowi sprawdzania podlegają dane pomiarowe dla każdego FRP dla każdego okresu zgodnego z OREB i ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (3.4) Dla każdego FRP pozyskanego z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, dla którego dane pomiarowe są niekompletne, proces

- pozyskania jest powtarzany w trybie ręcznym. Ręczny tryb pozyskiwania danych do SPR jest realizowany w godzinach od 8.00 do 10.00;
- (3.5) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.
- (4) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od  $d+2$  do  $d+4$ :
- (4.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach  $d+2$  i  $d+3$  oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dobie  $d+4$ ;
- (4.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie  $d+3$ ;
- (4.3) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.
- (5) Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego. Korekta ER dotycząca poszczególnych dób handlowych miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$  oraz  $m+4$ :
- (5.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;
- (5.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;
- (5.3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.
- (6) Pozyskanie danych do SPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OR jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następniej.

#### **11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $FD_{MB}$ innych niż $MB_{PEO}$**

- (1) Dla każdego  $FD_{MB}$  zlokalizowanego w obszarze sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB jest określany sposób pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych odpowiadających ilości energii elektrycznej w PPE lub PPW.

- (2) Dane pochodzące z PPE lub PPW zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej w poszczególnych  $_{FD}MB$ .
- (3) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie  $d+1$ .
  - (3.1) Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 10.00;
  - (3.2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- (4) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od  $d+2$  do  $d+4$ .
  - (4.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach  $d+2$  i  $d+3$  oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dobie  $d+4$ ;
  - (4.2) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- (5) Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
  - (5.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;
  - (5.2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- (6) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  w trybie korekty wyznaczania ER są pozyskiwane dla poszczególnych dób handlowych w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Długość okresu korygowania wynosi 15 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca  $m$  są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$ ,  $m+8$  oraz  $m+15$ .
- (7) Pozyskanie danych do SPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych błędów lub braków danych pomiarowo-rozliczeniowych. OSDp jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnnej.

### 11.4.3 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $FD_{MB}$ typu $MB_{PEO}$

- (1) Dane dla PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej przyłączonych do sieci OSDp są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej w poszczególnych  $MB_{PEO}$ :
  - (1.1) Jako ilość energii elektrycznej oddanej należy rozumieć energię elektryczną wprowadzoną do sieci OSDp po sumarycznym zbilansowaniu, o którym mowa w art. 4 ust. 2b ustawy o odnawialnych źródłach energii, którego wynik oznaczony w tym przepisie jako  $E_{b(t)}$  jest ujemny, zachowując zgodność przekazanych danych z danymi przekazanymi sprzedawcom;
  - (1.2) Jako ilość energii elektrycznej pobranej należy wskazać zero ze statusem danej poprawnej.
- (2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $MB_{PEO}$  dla doby handlowej  $d$  są pozyskiwane w trybie wstępnym od doby  $d+1$  do doby  $d+4$ .

Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do SPR jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 10.00 w dobie  $d+1$ , w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach  $d+2$  i  $d+3$  oraz w godzinach od 0.00 do 8.00. w dobie  $d+4$ .
- (3) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $MB_{PEO}$  dla poszczególnych dób miesiąca  $m$  są pozyskiwane w trybie podstawowym od 5. do 10. dnia miesiąca  $m+1$ :
  - (3.1) Proces pozyskania danych do SPR jest inicjowany przez OSP poprzez wysłanie każdego dnia, w okresie od 5. do 9. dnia miesiąca  $m+1$ , zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca  $m$ . W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następniej;
  - (3.2) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $MB_{PEO}$ .
- (4) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $MB_{PEO}$  dla poszczególnych dób miesiąca  $m$  mogą zostać skorygowane w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  i  $m+12$ :
  - (4.1) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu  $m+2$  i  $m+4$  w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$ ;
  - (4.2) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu  $m+12$  jest inicjowany przez OSP, poprzez wysłanie 5. dnia miesiąca  $m+12$ , zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca  $m$ . W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następniej;

- (4.3) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu  $m+12$  jest inicjowany przez OSP, poprzez wysłanie w okresie od 6. do 9. dnia miesiąca  $m+12$ , zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla poszczególnych dób miesiąca  $m$  wskazanych przez OSDp we wniosku przekazanym do OSP pocztą elektroniczną (e-mail), na adres poczty elektronicznej: *dane.pe@pse.pl*, na podstawie zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych.
- W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następczej;
- (4.4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB<sub>PEO</sub>.
- (5) Dane pomiarowo-rozliczeniowe przekazywane dla MB<sub>PEO</sub> dotyczą dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 30 czerwca 2025 r.

## 11.5 Wyznaczanie energii rzeczywistej

### 11.5.1 Procedura wyznaczania ER dla MD, MB

- (1) Dla każdego MD, rozumianego jako zbiór FRP oraz algorytm wyznaczania energii elektrycznej na podstawie pomiarów w tych FRP, oraz MB jest wyznaczana ER dla każdego okresu zgodnego z OREB i ORN.
- (2) Przy wyznaczaniu ER dla MD i MB są wykorzystywane algorytmy wyznaczania energii elektrycznej oraz procedury substytucji danych pomiarowych dla FRP i substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB.
- (3) ER jest wyznaczana:
- (3.1) Dla każdego MB wchodzącego w skład JG dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
- (3.2) Dla każdego MB wchodzącego w skład JB dla każdego ORN doby handlowej  $d$ .
- (4) ER jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.

### 11.5.2 Procedura wyznaczania ER dla JG

- (1) Sposób wyznaczania ER określony w pkt (2) dotyczy wszystkich rodzajów JG.
- (2) ER dla JG jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB, reprezentujących dostawę energii elektrycznej zasobów tworzących JG:

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZMB_j} ER_{ijt} \quad (11.1)$$



gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $ER_{ijt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB  $i$ , które wchodzi w skład JG  $j$ , dla OREB  $t$  [MWh]  
 $ZMB_j$  – Zbiór MB tworzących JG  $j$

### 11.5.3 Procedura wyznaczania ER dla JB

- (1) ER dla JB $_z$  jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów tworzących JB $_z$ :

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZMB_j} ER_{ijt} \quad (11.2)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB $_z j$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $ER_{ijt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB  $i$ , które wchodzi w skład JB $_z j$ , dla ORN  $t$  [MWh]  
 $ZMB_j$  – Zbiór MB tworzących JB $_z j$

- (2) ER dla JB $_{WMP}$  jest równa sumie  $GWM_U$  danego POB, który jest jednocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej:

$$ER_{jt} = SGWM_{ujt} \cdot \Delta t \quad (11.3)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB $_{WMP} j$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $SGWM_{ujt}$  – Sumaryczny  $GWM_U$  uczestnika wymiany międzysystemowej będącego POB, który posiada JB $_{WMP} j$ , dla ORN  $t$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania ORN [h]

- (3) ER dla JB $_{GE}$  jest równa:

- (3.1) W przypadku JB $_{GE}$ , którą posiada POB $_{GE}$  pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO – pozycji POB $_{GE}$  wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków POB $_{GE}$ :

$$ER_{jt} = (GMCu_{jt}^I - GMCu_{jt}^E + GMCBu_{jt}^I - GMCBu_{jt}^E) \cdot \Delta t \quad (11.4)$$

- (3.2) W przypadku pozostałych JB $_{GE}$ :

$$ER_{jt} = 0 \quad (11.5)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla  $JB_{GE} j$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $GMCu_{jt}^I$  – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku importu dla  $POB_{GE}$ , który posiada  $JB_{GE} j$ , dla ORN  $t$  [MW]  
 $GMCu_{jt}^E$  – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku eksportu dla  $POB_{GE}$ , który posiada  $JB_{GE} j$ , dla ORN  $t$  [MW]  
 $GMCBu_{jt}^I$  – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku importu dla  $POB_{GE}$ , który posiada  $JB_{GE} j$ , dla ORN  $t$  [MW]  
 $GMCBu_{jt}^E$  – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku eksportu dla  $POB_{GE}$ , który posiada  $JB_{GE} j$ , dla ORN  $t$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania ORN [h]

(4) ER dla  $JB_{WMO}$  jest równa różnicy pomiędzy:

- (4.1) Sumą pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB tworzących  $JB_{WMO}$ ; oraz  
(4.2) Sumą:  
(a) Energii rzeczywistej wyznaczonej dla wszystkich  $JB_{WMP}$  oraz  $JB_{GE}$ ; i  
(b) Salda wymiany energii elektrycznej wynikającej z aktywacji energii bilansującej na platformie RR;

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZMB_j} ER_{ijt} - \left( \sum_{i \in ZJB} ER_{it} + WEB_t^{PRR} \right) \quad (11.6)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla  $JB_{WMO} j$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $ER_{ijt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB  $i$ , które wchodzi w skład  $JB_{WMO} j$ , dla ORN  $t$  [MWh]  
 $ER_{it}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla  $JB_{WMP}$  albo  $JB_{GE} i$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $WEB_t^{PRR}$  – Saldo wymiany energii elektrycznej wynikające z aktywacji energii bilansującej na platformie RR, dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [MWh]  
 $ZMB_j$  – Zbiór MB tworzących  $JB_{WMO} j$   
 $ZJB$  – Zbiór wszystkich  $JB_{WMP}$  i  $JB_{GE}$

(5) ER dla  $JB_{OS}$ , którą posiada  $POB_{OSP}$ , jest równa sumie ER wszystkich JB innych niż dana  $JB_{OS}$ :

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZJB \setminus \{j\}} ER_{it} \quad (11.7)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla  $JB_{OS j}$ , którą posiada  $POB_{OSP}$ , dla  $ORN t$  [MWh]
- $ER_{it}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla  $JB i$  innej niż  $JB_{OS j}$  dla  $ORN t$  [MWh]
- $ZJB$  – Zbiór wszystkich  $JB$
- (6)  $ER$  dla  $JB_{OS}$ , którą posiada  $POB_{OSD}$ , jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP, danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $FDMB$  oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla  $MD$  i algorytmów agregacji dla  $MB$ , z uwzględnieniem następujących składowych:
- (6.1) Ilości energii elektrycznej wymienianej przez tego  $POB_{OSD}$  z siecią  $OSP$ , wyznaczonej przez  $OSP$  na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla  $MD$  i algorytmów agregacji dla  $MB$  zlokalizowanych w podstawowym obszarze  $RB$ ;
- (6.2) Ilości energii elektrycznej wymienianej przez tego  $POB_{OSD}$  z sieciami innych  $POB_{OSD}$ , wyznaczonej przez  $OSP$  na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla  $MD$  i algorytmów agregacji dla  $MB$  zlokalizowanych w rozszerzonym obszarze  $RB$ , oraz ilości energii elektrycznej wyznaczonej przez odpowiednich  $OSDp$  dla poszczególnych  $FDMB$  ( $MB_{OSD}$ ) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych  $MB$  przez tych  $OSDp$ ;
- (6.3) Ilości dostaw energii elektrycznej  $POB$  działających w obszarze rozszerzonym  $RB$  i zlokalizowanych na obszarze sieci  $OSDp/OSDn$  tego  $POB_{OSD}$ , wyznaczonej przez  $OSP$  na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla  $MD$  i algorytmów agregacji dla  $MB$ ;
- (6.4) Ilości dostaw energii elektrycznej do  $URD$  zlokalizowanych w obszarze sieci  $OSDp/OSDn$  tego  $POB_{OSD}$ , wyznaczonej przez  $OSDp$  dla poszczególnych  $FDMB$  ( $MB_o$  i  $MB_w$ ) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych  $MB$  przez  $OSDp$ ;

Szczegółowe zasady wyznaczania wielkości wymienionych w pkt (6.1)-(6.3) oraz specyfikacja  $FDMB$ , o których mowa w pkt (6.4) są określone w umowie przesyłania.

#### 11.5.4 Harmonogram procesu wyznaczania $ER$ dla $MD$ , $MB$ , $JG$ oraz $JB$

- (1) Proces wyznaczania  $ER$  dla  $MD$ ,  $MB$ ,  $JG$  oraz  $JB$  jest realizowany dla doby handlowej  $d$  w trybie wstępnym wyznaczania  $ER$  w dobie  $d+1$  w godzinach od 10.00 do 12.00:
- (1.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego  $MD$ ,  $MB$ ,  $JG$  oraz  $JB$  dla każdego  $OREB$  lub  $ORN$  doby handlowej  $d$ ;
- (1.2) Po wyznaczeniu  $ER$  dla  $MD$ ,  $MB$ ,  $JG$  oraz  $JB$  są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w  $MD$ ,  $MB$ ,  $JG$  oraz  $JB$ .
- (2) Proces wyznaczania  $ER$  dla  $MD$ ,  $MB$ ,  $JG$  oraz  $JB$  jest realizowany dla doby handlowej  $d$  w trybie podstawowym wyznaczania  $ER$  w dobie  $d+4$  w godzinach od 8.00 do 10.00:

- (2.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB, JG oraz JB dla każdego OREB lub ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (2.2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB, JG oraz JB są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD, MB, JG oraz JB;
  - (2.3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.
- (3) Proces wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB jest realizowany dla doby handlowej  $d$  w trybie korygowania ER od 1. do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego:
- (3.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB, JG oraz JB dla każdego OREB lub ORN doby handlowej  $d$  w przypadku pozyskania przez OSP zmodyfikowanych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych;
  - (3.2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB, JG oraz JB są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD, MB, JG oraz JB;
  - (3.3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.
- (4) W przypadku braku danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych niezbędnych do wyznaczenia ER dla danego MD, MB, JG oraz JB, wielkość ER jest wyznaczana przy wykorzystaniu procedur substytucji danych rozliczeniowych obowiązujących dla MD, MB, JG oraz JB.

## **11.6 Substytucja danych pomiarowych, pomiarowo-rozliczeniowych i energii rzeczywistej**

### **11.6.1 Zasady ogólne**

- (1) W procesie pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych mogą wystąpić zdarzenia awaryjne, uniemożliwiające pozyskanie kompletnych i poprawnych danych w wymaganych terminach.
- (2) W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych jest realizowana substytucja danych dla każdego etapu ich przetwarzania.
- (3) Substytucja danych odbywa się według następującej procedury:
  - (3.1) W pierwszej kolejności jest dokonywana substytucja danych pomiarowych dla FRP;
  - (3.2) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych na poziomie FRP, jest dokonywana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD oraz MB;
  - (3.3) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych dla MD oraz MB, jest dokonywana substytucja ER dla JG lub JB.

### **11.6.2 Substytucja danych pomiarowych FRP**

- (1) W przypadkach gdy:

- (1.1) Brak jest poprawnych danych pomiarowych o przepływach energii elektrycznej w FRP pochodzących z FRPP;
- (1.2) Lokalizacja FRPR pokrywa się z lokalizacją FRPP;
- to energia elektryczna w FRP jest wyznaczana na podstawie FRPR:

$$E_{it}^{FRP} = E_{it}^{FRPR} \quad (11.8)$$

gdzie:

- $E_{it}^{FRP}$  – Ilość energii elektrycznej dla OREB lub ORN  $t$  w FRP  $i$  [MWh]
- $E_{it}^{FRPR}$  – Ilość energii elektrycznej dla OREB lub ORN  $t$  w FRP  $i$  zmierzona przez FRPR [MWh]

- (2) Substytucja danych pomiarowych dla FRP następuje w procesie obliczeniowym algorytmów wyznaczania energii elektrycznej.

### 11.6.3 Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB

- (1) W przypadku gdy:
- (1.1) ER w MD jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FRP oraz podstawowego algorytmu wyznaczania energii elektrycznej (AWEP) lub rezerwowego algorytmu wyznaczania energii elektrycznej (AWER); oraz
- (1.2) Nie jest możliwe wykonanie substytucji danych pomiarowych dla FRP uwzględnionych w AWEP;
- to ER dla MD jest wyznaczana na podstawie AWER oraz pomiarów w FRP uwzględnianych w AWER:

$$ER_{it} = ER_{it}^{AWER} \quad (11.9)$$

gdzie:

- $ER_{it}$  – Energia rzeczywista wyznaczona dla MD  $i$  dla OREB lub ORN  $t$  [MWh]
- $ER_{it}^{AWER}$  – Energia rzeczywista dla MD  $i$  wyznaczona na podstawie pomiarów w FRP oraz AWER dla OREB lub ORN  $t$  [MWh]

- (2) Dla MB zlokalizowanych w obszarze rozszerzonym RB, które dotyczą linii 110 kV stanowiących połączenia pomiędzy sieciami OSDp oraz miejsc w sieci na poziomie SN i nN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej na potrzeby związane z wykonywaną działalnością gospodarczą odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przez OSP lub OSDp, w przypadku braku danych pomiarowych dla FRP, na podstawie których jest wyznaczana ER, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii elektrycznej.
- (3) Dla MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, w przypadku braku danych odpowiadających ilości energii elektrycznej pobranej lub oddanej we wszystkich PPE wchodzących w skład danego MB, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii elektrycznej z wyłączeniem  $AFD_{MB}$ , gdzie stosuje się substytucję ER dla JG.

### 11.6.4 Substytucja ER dla JG

- (1) W przypadku, gdy nie jest możliwe wyznaczenie ER dla JG na podstawie danych pomiarowych w FRP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $AFD_{MB}$  oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej, do wyznaczenia ER dla tej JG, niezależnie od rodzaju JG, przyjmuje się:

$$ER_{jt} = ES_{jt} \quad (11.10)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $ES_{jt}$  – Energia skorygowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

### 11.6.5 Substytucja ER dla JB

- (1) W przypadku, gdy nie jest możliwe wyznaczenie ER dla JB na podstawie danych pomiarowych w FRP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $FD_{MB}$  oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej lub na podstawie  $GWM_U$ , do wyznaczenia ER dla tej JB przyjmuje się:

- (1.1) Dla  $JB_Z$  i  $JB_{OS}$ :

$$ER_{jt} = PB_{jt} \quad (11.11)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $PB_{jt}$  – Pozycja bilansowa JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]

- (1.2) Dla  $JB_{WMP}$ ,  $JB_{WMO}$  i  $JB_{GE}$ :

$$ER_{jt} = 0 \quad (11.12)$$

gdzie:

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]

## 11.7 Udostępnianie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

### 11.7.1 Procedura udostępniania danych pomiarowych

- (1) Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FRP zgromadzone w SPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.
- (2) Dane pomiarowe z FRP zgromadzone w SPR są udostępniane poprzez WIRE.
- (3) Dane pomiarowe z FRP zdefiniowanych w SPR mogą być udostępniane OR w zakresie JG lub JB, dla których realizują funkcje operatorskie. Udostępnieniu podlegają dane pomiarowe pochodzące z FRP, w oparciu o które wyznaczana jest ER dla danej JG lub JB.

- (4) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej  $d$  są udostępniane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobach  $d+1$  i  $d+2$ . Proces udostępniania danych z SPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OR i może być realizowany w godzinach od 7.00 do 12.00.
- (5) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej  $d$  są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie  $d+4$  i  $d+5$ . Proces udostępniania danych z SPR do LSPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OR i może być realizowany w godzinach od 0.00 do 7.00 w dobie  $d+4$  i w godzinach od 8.00 do 12.00 w dobie  $d+5$ .

### 11.7.2 Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

- (1) Raport hierarchiczny energii rzeczywistej (RHER) jest udostępniany w zakresie każdej JG i JB, dla której wyznacza się wielkości ER na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ :
  - (1.1) W trybie wstępnym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, podlegającej procesowi rozliczeń ER, w dobie  $d+1$  po godzinie 16.00;
  - (1.2) W trybie podstawowym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, dla której wystąpiła zmiana ER, lub pozyskano dane pomiarowe dla FRP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$ , w dobie  $d+4$ ;
  - (1.3) W trybie korekty wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, dla której wystąpiła zmiana ER, lub pozyskano dane pomiarowe dla FRP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$ , w dobach od 11. do 20. każdego miesiąca kalendarzowego.
- (2) Każdy RHER zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby handlowej oraz identyfikator JG albo JB, której dotyczy.
- (3) W ramach raportu RHER są udostępniane następujące dane:
  - (3.1) Dane dotyczące JG albo JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej  $d$ :
    - (a) ER;
    - (b) Status poprawności wyznaczonej ER;
    - (c) Status substytucji danych dla JG lub JB;
  - (3.2) Dane dotyczące poszczególnych MB innych niż  $_{FD}MB$  wchodzących w skład JG lub JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej  $d$ :
    - (a) Kod MB;
    - (b) ER;
    - (c) Status poprawności wyznaczonej ER;
    - (d) Status substytucji danych dla MB;

- (3.3) Dane dotyczące poszczególnych MD wchodzących w skład MB dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:
- (a) Kod MD;
  - (b) ER;
  - (c) Status poprawności wyznaczonej ER;
  - (d) Status substytucji danych dla MD;
- (3.4) Wynik substytucji danych dla FRP wchodzących w skład kolejnych MD dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:
- (a) Kod wyniku w rozliczeniowym rejestrze pomiarowym (RRP);
  - (b) ER;
  - (c) Status poprawności wyznaczonej ER;
  - (d) Status substytucji danych dla FRP;
- (3.5) Dane dotyczące poszczególnych FRP wchodzących w skład kolejnych RRP dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:
- (a) Kod FRP;
  - (b) Kolejność uwzględniania w procedurze substytucji danych dla FRP;
  - (c) ER;
  - (d) Status poprawności wyznaczonej ER;
- (3.6) Dane dotyczące poszczególnych  $_{FD}MB$  wchodzących w skład JG lub JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:
- (a) Kod  $_{FD}MB$ ;
  - (b) ER dla  $_{FD}MB$ ;
  - (c) Status poprawności wyznaczonej ER dla  $_{FD}MB$ ;
  - (d) Status substytucji danych dla  $_{FD}MB$ .



## 12 WYCENA REZERWY OPERACYJNEJ

### 12.1 Zasady ogólne

- (1) Wycena rezerwy operacyjnej jest dokonywana dla każdego OREB każdej doby handlowej.
- (2) OSP dokonuje wyznaczenia ceny rezerwy operacyjnej (COR), na podstawie:
  - (2.1) Wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG;
  - (2.2) Minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej wymaganej dla zachowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;
  - (2.3) Prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (ang. loss of load probability, LOLP);
  - (2.4) Ceny minimalnej i maksymalnej rezerwy operacyjnej oraz górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej;
  - (2.5) Ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO wyznaczonej zgodnie z pkt 13.2(3).
- (3) Minimalna wielkość rezerwy operacyjnej dla danego OREB, o której mowa w pkt (2.2), jest równa wymaganej wielkości mocy bilansującej  $FCR^G$  dla tego OREB.

### 12.2 Rezerwa operacyjna JG

- (1) Rezerwa operacyjna (RO) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana na podstawie danych z PPS w następujący sposób:
  - (1.1) Dla  $JG_{w1}$ :
    - (a) Jeżeli  $ZWP = 1$  dla danego OREB:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.1)$$

- (b) Jeżeli (i)  $ZWP = 2$  dla danego OREB albo (ii)  $ZWP = 0$  dla danego OREB i czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest dłuższy niż 30 min:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in Tt} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( \sum_{\tau \in Tt} \frac{\overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}}}{N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.2)$$

$$\overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}} = \frac{\overline{P_{j,\tau-1}^{OfMinDysp}} + \overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}}}{2} \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} > 0$$

$$\overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}} = 0 \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} = 0$$

- (c) Jeżeli  $ZWP = 0$  i czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest nie dłuższy niż 30 min:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( 0; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.3)$$

- (1.2) Dla JGw2:

- (a) Jeżeli  $ZUB = N$ :

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.4)$$

- (b) W pozostałych przypadkach:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{OfMinDysp} + P_{j\tau}^{OfMinDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.5)$$

- (1.3) Dla JGM1:

- (a) Jeżeli  $ZWP = 1$ :

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.6)$$

- (b) Jeżeli  $ZWP = 2$  i stan JG jest równy  $P^G$ :

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( \sum_{\tau \in T_t} \frac{\overline{PG_{j\tau}^{OfMinDysp}}}{N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.7)$$

$$\overline{PG_{j\tau}^{OfMinDysp}} = \frac{PG_{j,\tau-1}^{OfMinDysp} + PG_{j\tau}^{OfMinDysp}}{2} \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} > 0$$

$$\overline{PG_{j\tau}^{OfMinDysp}} = 0 \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} = 0$$

- (c) Jeżeli  $ZWP = 0$  i stan JG jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $P^G$ :

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( 0; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.8)$$

- (d) Jeżeli  $ZWP \neq 1$  i stan JG jest równy  $U^P$  albo  $P^P$ :

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{OfMaxDysp} + PL_{j\tau}^{OfMaxDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.9)$$

(1.4) Dla JG<sub>M2</sub>:

(a) Jeżeli ZUB = N:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.10)$$

(b) Jeżeli ZUB = D<sup>G</sup>:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{OfMinDysp} + PG_{j\tau}^{OfMinDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.11)$$

(c) Jeżeli ZUB = D<sup>P</sup>:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{OfMaxDysp} + PL_{j\tau}^{OfMaxDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.12)$$

(1.5) Dla JGo:

(a) Jeżeli ZUB = N:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.13)$$

(b) W pozostałych przypadkach:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{OfMaxDysp} + P_{j\tau}^{OfMaxDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.14)$$

(1.6) Dla JG<sub>Z1</sub>:

(a) Jeżeli ZWP = 1:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.15)$$

(b) W pozostałych przypadkach:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{E_{jt}^{EstWS}}{\Delta t} - \max \left( \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} - P_{jt}^{GOM} \right) \right) \quad (12.16)$$

(1.7) Dla JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>:

(a) Jeżeli ZUB = N:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.17)$$

(b) W pozostałych przypadkach:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{E_{jt}^{EstWS}}{\Delta t} - \max \left( \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}; \frac{E_{jt}^{EstWS}}{\Delta t} - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{OfMaxDysp} + P_{j\tau}^{OfMaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} - P_{jt}^{GOM} \right) \right) \quad (12.18)$$

(1.8) Dla JGA:

(a) Jeżeli ZUB = N:

$$RO_{jt} = 0 \quad (12.19)$$

(b) W pozostałych przypadkach:

$$RO_{jt} = \max \left( 0; \frac{1}{N^{T_t}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} - \max \left( - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{OfMaxDysp} + PL_{j\tau}^{OfMaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.20)$$

gdzie:

- $RO_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}}$  – Średnia dyspozycyjność operacyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $E_{jt}^{EstWS}$  – Energia odpowiadająca estymacie dla JG  $j$  z uwzględnieniem warunków pracy sieci dla OREB  $t$ , równa  $ER_{jt}$  w przypadku braku estymaty [MWh]
- $P_{jt}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , równy 0 w przypadku JG<sub>Z</sub>, w skład której nie wchodzi MEE [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{OfMinDysp}$  – Oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$ , wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB  $t-1$  i OREB  $t$  [MW]
- $\overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}}$  – Średnia oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{OfMaxDysp}$  – Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$ , wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB  $t-1$  i OREB  $t$  [MW]
- $P_{G_{j\tau}}^{OfMinDysp}$  – Oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla OPCR  $\tau$ , wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB  $t-1$  i OREB  $t$  [MW]
- $\overline{P_{G_{j\tau}}^{OfMinDysp}}$  – Średnia oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $PL_{j\tau}^{OfMaxDysp}$  – Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku poboru dla OPCR  $\tau$ , wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB  $t-1$  i OREB  $t$  [MW]

$ER_{jt}$	– Energia rzeczywista JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$\Delta t$	– Czas trwania OREB [h]
$T_t$	– Zbiór OPCR objętych OREB $t$
$N^{T_t}$	– Liczba OPCR w OREB $t$

(2) Średnia dyspozycyjność operacyjna JG ( $\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}}$ ) dla danego OPCR jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1) W przypadku JG<sub>w1</sub> albo JG<sub>m1</sub>, dla której ZWP = 0 dla danego OPCR oraz moc dostępna dla OSP poprzez BPP w ramach rezerwy operacyjnej JG ( $P^{MaxBPP}$ ) dla danego OPCR jest równa 0 MW:

$$\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} = NZR_{j\tau} \quad (12.21)$$

(2.2) W pozostałych przypadkach:

$$\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} = \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxBPP} + P_{j\tau}^{MaxBPP}}{2} + NZR_{j\tau} \quad (12.22)$$

gdzie:

$\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}}$	– Średnia dyspozycyjność operacyjna JG $j$ dla OPCR $\tau$ [MW]
$P_{j\tau}^{MaxBPP}$	– Moc dostępna dla OSP poprzez BPP w ramach rezerwy operacyjnej JG $j$ dla OPCR $\tau$ [MW]
$NZR_{j\tau}$	– Zakres mocy JG $j$ dla OPCR $\tau$ wymagany do świadczenia nominowanych mocy bilansujących FCR <sup>G</sup> , aFRR <sup>G</sup> i mFRRd <sup>G</sup> [MW]

(3) Moc dostępna dla OSP poprzez BPP w ramach rezerwy operacyjnej JG ( $P^{MaxBPP}$ ) dla danego OPCR, jest określana na podstawie danych z PPS w następujący sposób:

(3.1) Dla JG<sub>w1</sub>, dla której czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest dłuższy niż 30 min:

- (a) Jeżeli dla danego OPCR ZWP = 1 lub stan JG jest równy R, U<sup>G</sup>, U<sup>C</sup>, U<sup>Z</sup> lub U<sup>D</sup>, to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
- (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JG<sub>w1</sub> z uwzględnieniem:
  - (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
  - (ii) Nominowanych zakresów FCR<sup>G</sup>, aFRR<sup>G</sup> i mFRRd<sup>G</sup> z PPS;
  - (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
  - (iv) Uwarunkowań technicznych danej JG<sub>w1</sub>; oraz

- (v) Warunków pracy sieci;
- (3.2) Dla  $JG_{W1}$ , dla której czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest nie dłuższy niż 30 min:
- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZWP = 1$  lub stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna JG jest równa 0 MW lub stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$  z powodu warunków pracy sieci, to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
- (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez  $JG_{W1}$  z uwzględnieniem:
- (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
- (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
- (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
- (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W1}$ ; oraz
- (v) Warunków pracy sieci;
- (3.3)  $JG_{W2}$ :
- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZUB = N$ , to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
- (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez  $JG_{W2}$  z uwzględnieniem:
- (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
- (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
- (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
- (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{W2}$ ; oraz
- (v) Warunków pracy sieci;
- (3.4)  $JG_{M1}$ :
- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZWP = 1$  lub stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i moc maksymalna dyspozycyjna JG w kierunku generacji jest równa 0 MW lub stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  z powodu warunków pracy sieci lub stan  $JG_{M1}$  jest

równy  $R$  i nominowany zakres  $mFRRd^D$  jest większy niż 0 MW, to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

- (b) Jeżeli dla danego OPCR  $ZWP \neq 1$ , stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$  i dla innej  $JG_{M1}$  związanej z daną ESP:
- (i) Dla danego OPCR stan  $JG$  jest równy  $U^P, P^P$ ; lub
  - (ii) Dla OREB  $t$  obejmującego dany OPCR, OREB  $t-2, t-1$  lub  $t+1$  stan  $JG$  jest równy  $U^P, P^P, R$  i nominowany zakres  $mFRRd^D$  jest większy niż 0 MW;  
to  $P^{MaxBPP}$  jest równa 0 MW;
- (c) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R, U^G$  albo  $P^G$  i dla tych OPCR nie zachodzi przypadek z pkt (a) lub (b), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość nieujemna), która może być osiągnięta przez  $JG_{M1}$  z uwzględnieniem:
- (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
  - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G, aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
  - (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG$  w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
  - (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$ ;
  - (v) Stanu magazynu OSP, o którym mowa w pkt 8.6.1(8); oraz
  - (vi) Warunków pracy sieci;
- (d) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których stan  $JG_{M1}$  jest równy  $U^P$  albo  $P^P$  i dla tych OPCR nie zachodzi przypadek z pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez  $JG_{M1}$  z uwzględnieniem:
- (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
  - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G, aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
  - (iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG$  w kierunku poboru uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
  - (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M1}$ ;
  - (v) Stanu magazynu OSP, o którym mowa w pkt 8.6.1(8); oraz
  - (vi) Warunków pracy sieci;

(3.5)  $JG_{M2}$ :

- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZUB = N$ , to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
  - (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których  $ZUB = D^G$ , to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość nieujemna), która może być osiągnięta przez  $JG_{M2}$  z uwzględnieniem:
    - (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
    - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
    - (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG$  w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
    - (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$ ;
    - (v) Potencjału dostawy, o którym mowa w pkt 8.6.1(11); oraz
    - (vi) Warunków pracy sieci;
  - (c) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których  $ZUB = D^P$ , to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez  $JG_{M2}$  z uwzględnieniem:
    - (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
    - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
    - (iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG$  w kierunku poboru uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
    - (iv) Uwarunkowań technicznych danej  $JG_{M2}$ ;
    - (v) Potencjału dostawy, o którym mowa w pkt 8.6.1(11); oraz
    - (vi) Warunków pracy sieci;
- (3.6)  $JGo$ :
- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZUB = N$ , to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
  - (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez  $JGo$  z uwzględnieniem:
    - (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
    - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;



- (iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
  - (iv) Uwarunkowań technicznych danej JGo; oraz
  - (v) Warunków pracy sieci;
- (3.7) Dla JGA:
- (a) Jeżeli dla danego OPCR  $ZUB = N$ , to  $P^{MaxBPP}$  jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;
  - (b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to  $P^{MaxBPP}$  dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JGA z uwzględnieniem:
    - (i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;
    - (ii) Nominowanych zakresów  $FCR^G$ ,  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  z PPS;
    - (iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczonej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);
    - (iv) Uwarunkowań technicznych danej JGA; oraz
    - (v) Warunków pracy sieci.

### 12.3 Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych

- (1) LOLP opisuje zależność prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych od wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG. LOLP jest wyznaczany przy założeniu pełnej dyspozycyjności zasobów sieciowych.
- (2) LOLP nie uwzględnia środków zaradczych, z których OSP może skorzystać w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych.
- (3) OSP wyznacza LOLP kwartalnie, dla poszczególnych zbiorów OREB o jednolitej niepewności zbilansowania (OJNZ), jako funkcję kawałkami liniową, opisaną stałą liczbą parametrów dla danego kwartału kalendarzowego i OJNZ, stanowiącą przybliżenie empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa spadku rezerwy operacyjnej poniżej wielkości minimalnej w wyniku wystąpień źródeł niepewności zbilansowania (ZNZ).
- (4) Empiryczne rozkłady prawdopodobieństwa, o których mowa w pkt (3), są wyznaczone na podstawie danych historycznych, w rozbiciu na OJNZ.

- (5) Wartość LOLP dla rezerwy operacyjnej dla danego OREB należącego do danego OJNZ jest wyznaczana w następujący sposób:

- (5.1) Dla  $RO_t < b_0$ :

$$LOLP_q^o(RO_t) = 1 \quad (12.23)$$

- (5.2) Dla  $b_i \leq RO_t < b_{i+1}$  gdzie  $i \in \{0,1,\dots,8\}$ :

$$LOLP_q^o(RO_t) = P_i^o \cdot \frac{b_{i+1} - RO_t}{b_{i+1} - b_i} + P_{i+1}^o \cdot \frac{RO_t - b_i}{b_{i+1} - b_i} \quad (12.24)$$

- (5.3) Dla  $RO_t \geq b_9$ :

$$LOLP_q^o(RO_t) = 0 \quad (12.25)$$

gdzie:

$LOLP_q^o$  – Kawalkami liniowa krzywa LOLP wyznaczona dla kwartału kalendarzowego  $q$  oraz OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$

$RO_t$  – Rezerwa operacyjna wszystkich JG dla OREB  $t$  [MW]

$$RO_t = \sum_{j \in ZJG} RO_{jt}$$

$RO_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$P_i^o$  – Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych dla OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$ , dla rezerwy operacyjnej równej wartości  $b_i$ , gdzie  $P_0^o = 1$  oraz  $P_9^o = 0$

$b_i$  – Granica przedziału  $i$  wielkości rezerwy operacyjnej [MW]  
Dla poszczególnych przedziałów wielkości rezerwy operacyjnej zmianę wielkości  $LOLP_q^o$  przybliża się liniowo. Liczba granic przedziałów wynosi 9 oraz wartości  $b_i$  są stałe dla wszystkich krzywych LOLP, niezależnie od OJNZ, i wynoszą:

$$b_0 = RO^{Min} \text{ [MW]}$$

$$b_1 = RO^{Min} + 10 \text{ [MW]}$$

$$b_2 = RO^{Min} + 20 \text{ [MW]}$$

$$b_3 = RO^{Min} + 50 \text{ [MW]}$$

$$b_4 = RO^{Min} + 100 \text{ [MW]}$$

$$b_5 = RO^{Min} + 200 \text{ [MW]}$$

$$b_6 = RO^{Min} + 500 \text{ [MW]}$$

$$b_7 = RO^{Min} + 1000 \text{ [MW]}$$

$$b_8 = RO^{Min} + 2000 \text{ [MW]}$$

$$b_9 = RO^{Min} + 5000 \text{ [MW]}$$

$RO^{Min}$  – Minimalna wielkość rezerwy operacyjnej, wyznaczona zgodnie z pkt 12.1(3) [MW]

$ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

- (6) Parametry LOLP dla danego kwartału kalendarzowego wraz z OJNZ są wyznaczane do 15. dnia drugiego miesiąca poprzedzającego dany kwartał kalendarzowy, na podstawie danych historycznych za okres 12 pełnych kwartałów kalendarzowych, z wyłączeniem okresów niereprezentatywnych, o których mowa w pkt (7).
- (7) Dany okres jest oznaczany jako okres niereprezentatywny w następujących przypadkach, pod warunkiem, że przypadki te miały wpływ na ocenianą powykonawczo dostępność rezerwy operacyjnej dla OSP oraz nie jest możliwe skorygowanie ich wpływu w danych historycznych:
  - (7.1) Wystąpiły incydenty poziomu 1 lub 2, zgodnie z obowiązującą skalą klasyfikacji incydentów;
  - (7.2) Wykorzystane zostały środki zaradcze w postaci działań pozarynkowych, w szczególności takie jak: stopnie zasilania, zawieszenie działań rynkowych;
  - (7.3) Miała miejsce ingerencja regulacyjna wpływająca znacząco na działanie rynku bilansującego;
  - (7.4) Wprowadzony został stan klęski żywiołowej lub stan wyjątkowy lub stan wojenny;
  - (7.5) Wystąpiło inne nadzwyczajne wydarzenie o zasięgu ogólnokrajowym lub regionalnym, w tym materializacja krajowego lub regionalnego kryzysu elektroenergetycznego, w wyniku którego dane historyczne nie reprezentują dostępności rezerwy operacyjnej dla OSP wynikającej z uwarunkowań pracy KSE.

#### **12.4 Cena minimalna i maksymalna rezerwy operacyjnej oraz górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej**

- (1) Cena minimalna rezerwy operacyjnej dla niezerowego LOLP ( $COR^{Min}$ ) wynosi 10 zł/MW-h.
- (2) Cena maksymalna rezerwy operacyjnej ( $COR^{Max}$ ) wynosi 5 000 zł/MW-h.
- (3) Ceny  $COR^{Min}$  i  $COR^{Max}$  począwszy od 2025 roku podlegają indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego, publikowanym na stronie internetowej OSP niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP.
- (4) Cena rezerwy operacyjnej dla OREB danej doby handlowej nie może być wyższa niż górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej ( $CORD^{Max}$ ).
- (5)  $CORD^{Max}$  ogranicza wzrost przeciętnej kwartalnej ceny rezerwy operacyjnej i dla kolejnych dób handlowych  $d$  danego kwartału kalendarzowego jest wyznaczany przy następujących założeniach:
  - (5.1) Liczba OREB w dobie handlowej  $d$ , dla których wartość rezerwy operacyjnej obniży się poniżej minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej ( $RO_t < RO^{Min}$ ), wyniesie nie więcej niż  $N^{Max}$ , gdzie  $N^{Max} = 16$ ;

- (5.2) COR dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej  $d-1$  do ostatniej doby handlowej danego kwartału kalendarzowego włącznie, z wyłączeniem  $N^{Max}$  OREB w dobie handlowej  $d$ , dla których może nastąpić niedobór rezerwy operacyjnej ( $RO_t < RO^{Min}$ ), jest przyjęta na poziomie ograniczonej średniej wartości COR dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, zdefiniowanej w pkt (9);
- (5.3) Średnia wartość COR dla danego kwartału kalendarzowego obejmującego dobę handlową  $d$  nie powinna wzrosnąć ani zmniejszyć się procentowo o więcej niż  $\alpha^{Max}$ , względem ograniczonej średniej wartości COR z poprzedniego kwartału kalendarzowego, gdzie  $\alpha^{Max} = 10\%$ , z zastrzeżeniem pkt (7).
- (6)  $COR_d^{Max}$  dla doby handlowej  $d$  jest wyznaczany z dokładnością do 0,01 zł/MW-h w następujący sposób:

$$COR_d^{Max} = \max(COR^{Min}; \min(CORW_d^{Max}, COR^{Max})) \quad (12.26)$$

gdzie:

- $COR_d^{Max}$  – Górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej dla doby handlowej  $d$  [zł/MW-h]
- $COR^{Min}$  – Cena minimalna rezerwy operacyjnej [zł/MW-h]
- $COR^{Max}$  – Cena maksymalna rezerwy operacyjnej [zł/MW-h]
- $CORW_d^{Max}$  – Maksymalna cena COR dla doby handlowej  $d$ , dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5) [zł/MW-h]

- (7)  $COR_d^{Max}$ , ze względu na ograniczenie na minimalną wartość ceny rezerwy operacyjnej dla OREB z niezerowym prawdopodobieństwem niepokrycia zapotrzebowania odbiorców końcowych, nie gwarantuje nieprzekroczenia średniej kwartalnej ceny COR o próg procentowy  $\alpha^{Max}$  w stosunku do ograniczonej średniej kwartalnej ceny COR dla poprzedniego kwartału kalendarzowego.
- (8) Maksymalna cena COR dla doby handlowej  $d$ , dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5), jest wyznaczana na podstawie danych dostępnych w dobie  $d-1$ , w następujący sposób:

$$CORW_d^{Max} = \frac{PSCOR_q^{Max} - (SCOR_{d_0}^{d-2} + PSCOR_{d-1}^{d_q})}{N^{Max}} \quad (12.27)$$

gdzie:

- $CORW_d^{Max}$  – Maksymalna cena COR dla doby handlowej  $d$ , dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5) [zł/MW-h]
- $PSCOR_q^{Max}$  – Maksymalna planowana suma cen COR w kwartale kalendarzowym  $q$  obejmującym dobę handlową  $d$ , zgodnie z pkt (5.3), wyznaczana w następujący sposób [zł/MW-h]:

$$PSCOR_q^{Max} = N_{d_0}^{d_q} \cdot (1 + \alpha^{Max}) \cdot \overline{COR}_{q-1}^*$$

- $SCOR_{d_0}^{d-2}$  – Rzeczywista suma cen COR dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej  $d_0$  do  $d-2$  włącznie, przy czym przyjmuje wartość równą 0 w przypadku  $d-2 < d_0$  [zł/MW-h]

$PSCOR_{d-1}^{d_q}$  – Planowana suma cen COR, zgodnie z pkt (5.2), dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej  $d-1$  do  $d_q$  włącznie, z wyłączeniem  $N^{Max}$  OREB w dobie handlowej  $d$ , wyznaczana w następujący sposób [zł/MW-h]:

$$PSCOR_{d-1}^{d_q} = \left( N_{d-1}^{d_q} - N^{Max} \right) \cdot \overline{COR}_{q-1}^*$$

przy czym  $N_{d-1}^{d_q}$  przyjmuje wartość  $N_{d_0}^{d_q}$  w przypadku  $d = d_0$

$\overline{COR}_{q-1}^*$  – Ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego  $q-1$  wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kwartale kalendarzowym  $q$  [zł/MW-h]

$N^{Max}$  – Zakładana maksymalna liczba OREB w dobie handlowej, dla których wielkość rezerwy operacyjnej obniży się poniżej minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej, określona w pkt (5.1)

$N_d^{d_q}$  – Liczba OREB zawierających się w okresie od doby handlowej  $d$  do  $d_q$  włącznie

$d_0$  – Pierwsza doba handlowa kwartału kalendarzowego  $q$

$d_q$  – Ostatnia doba handlowa kwartału kalendarzowego  $q$

$\alpha^{Max}$  – Współczynnik ograniczający maksymalną zmianę wartości średniej COR dla kwartału kalendarzowego, określony w pkt (5.3)

(9) Ograniczona średnia wartość COR dla danego kwartału kalendarzowego wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kolejnym kwartale kalendarzowym jest wyznaczana w następujący sposób:

$$\overline{COR}_q^* = \max\left(\overline{COR}_{q-1}^* \cdot (1 - \alpha^{Max}); \min\left(\overline{COR}_q; \overline{COR}_{q-1}^* \cdot (1 + \alpha^{Max})\right)\right) \quad (12.28)$$

gdzie:

$\overline{COR}_q^*$  – Ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego  $q$  wyznaczona przy uwzględnieniu warunku, o którym mowa w pkt (5.3)

$\overline{COR}_q$  – Średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego  $q$ , przy czym gdy wyznaczana ograniczona średnia wartość COR wykorzystana jest do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej dla pierwszej doby handlowej kwartału kalendarzowego  $q+1$ , to średnia ta nie uwzględnia wartości COR dla OREB ostatniej doby handlowej kwartału kalendarzowego  $q$

$\alpha^{Max}$  – Współczynnik ograniczający maksymalną zmianę wartości średniej COR dla kwartału kalendarzowego, określony w pkt (5.3)

## 12.5 Cena rezerwy operacyjnej

(1) COR dla danego OREB jest wyznaczana z dokładnością do 0,01 zł/MW-h, w następujący sposób:

(1.1) Dla  $LOLP_q^o(RO_t) = 0$ :

$$COR_t = 0 \quad (12.29)$$

(1.2) Dla  $LOLP_q^o(RO_t) > 0$ :

$$COR_t = \min \left( GLC - CKOEB_t; \max \left( COR^{Min}; CORD_d^{Max} \cdot LOLP_q^o(RO_t) \right) \right) \quad (12.30)$$

gdzie:

- $COR_t$  – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB  $t$  [zł/MW-h]
  - $GLC$  – Górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]
  - $CKOEB_t$  – Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO wyznaczona dla OREB  $t$ , zgodnie z pkt 13.2(3) [zł/MWh]
  - $COR^{Min}$  – Cena minimalna rezerwy operacyjnej dla  $LOLP_q^o(RO_t) > 0$  [zł/MW-h]
  - $CORD_d^{Max}$  – Górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej dla doby handlowej  $d$  zawierającej OREB  $t$  [zł/MW-h]
  - $LOLP_q^o$  – Kawalkami liniowa krzywa LOLP wyznaczona dla kwartału kalendarzowego  $q$  oraz OJNZ  $o$  właściwego dla OREB  $t$
  - $RO_t$  – Rezerwa operacyjna wszystkich JG dla OREB  $t$  [MW]
- $$RO_t = \sum_{j \in ZJG} RO_{jt}$$
- $RO_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
  - $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

## 12.6 Źródła niepewności zbilansowania

- (1) ZNZ stanowią zamknięty zbiór zdarzeń i okoliczności, których wystąpienie może spowodować zmianę wielkości rezerwy operacyjnej dostępnej dla OSP, przy założeniu pełnej dyspozycyjności zasobów sieciowych.
- (2) ZNZ obejmują:
  - (2.1) Błąd prognozy zapotrzebowania na moc KSE;
  - (2.2) Błąd prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;
  - (2.3) Błąd prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;
  - (2.4) Odchylenie pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą sumaryczną generacją mocy MWE i MEE nieuczestniczących aktywnie w RB, innych niż MWE farm wiatrowych i fotowoltaicznych;
  - (2.5) Zmiana dostępnej dla OSP mocy JG;

- (2.6) Odchylenie pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą wielkością wymiany międzysystemowej.

## 12.7 Zbiór OREB o jednolitej niepewności zbilansowania

- (1) OJNZ określa zbiór OREB, cechujący się zbliżonym rozkładem prawdopodobieństwa wystąpień ZNZ, wymienionych w pkt 12.6(2).
- (2) OSP wyznacza OJNZ na podstawie historycznych wystąpień zdarzeń i okoliczności zdefiniowanych jako ZNZ.
- (3) Podział OREB na OJNZ wyznacza się na podstawie następujących charakterystyk:
  - (3.1) Sezonowej:
    - (a) Sezon zimowy (grudzień, styczeń, luty);
    - (b) Sezon przejściowy (marzec, kwiecień, październik, listopad);
    - (c) Sezon letni (maj, czerwiec, lipiec, sierpień, wrzesień);
  - (3.2) Typu dnia:
    - (a) Dzień roboczy po dniu roboczym;
    - (b) Dzień roboczy po dniu wolnym;
    - (c) Dzień wolny;
  - (3.3) Pory dnia, przypadającej w godzinach zależnych od sezonu i typu dnia, z zastrzeżeniem, że nowa doba handlowa zaczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz podane przedziały są lewostronnie otwarte i prawostronnie domknięte:
    - (a) Sezon zimowy:
      - (i) Dni robocze po dniach roboczych:
        - Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
        - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-14.00;
        - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
        - Dolina nocna: 0.00-4.00 i 21.00-0.00;
      - (ii) Dni robocze po dniach wolnych:
        - Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
        - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-14.00;
        - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
        - Dolina nocna: 0.00-4.00 i 21.00-0.00;

- (iii) Dni wolne:
- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-9.00;
  - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 9.00-14.00;
  - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
  - Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;
- (b) Sezon przejściowy:
- (i) Dni robocze po dniach roboczych:
- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
  - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-16.00;
  - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-21.00;
  - Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;
- (ii) Dni robocze po dniach wolnych:
- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
  - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-16.00;
  - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-22.00;
  - Dolina nocna: 0.00-4.00 i 22.00-0.00;
- (iii) Dni wolne:
- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-8.00;
  - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 8.00-16.00;
  - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-21.00;
  - Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;
- (c) Sezon letni:
- (i) Dni robocze po dniach roboczych:
- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
  - Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-17.00;
  - Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-21.00;
  - Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;



## (ii) Dni robocze po dniach wolnych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-17.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-22.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 22.00-0.00;

## (iii) Dni wolne:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-8.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 8.00-17.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-22.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 22.00-0.00.

## 13 WYZNACZANIE CEN MOCY I ENERGII BILANSUJĄCEJ

### 13.1 Ceny mocy bilansujących

- (1) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym (CMBP), tj. w ramach RMB, jest wyznaczana dla każdego ONMB<sup>P</sup> i typu rezerwy mocy, dla których została nabyta moc bilansująca. CMBP dla danego ONMB<sup>P</sup> i typu rezerwy mocy jest równa najwyższej cenie ofertowej nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy w trybie podstawowym dla danego ONMB<sup>P</sup>.
- (2) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym (CMBU), tj. w ramach ZPG, jest wyznaczana dla ONMB<sup>U</sup> równych OREB i typów rezerwy mocy, dla których miało miejsce nabycie mocy bilansującej w trybie uzupełniającym. CMBU dla danego OREB i typu rezerwy mocy jest równa najwyższej cenie ofertowej nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy w ramach wszystkich iteracji ZPG dla danego OREB.
- (3) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona (CMBNO), dla danego typu rezerwy mocy, dla danego OREB jest równa CMBU wyznaczonej dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB.
- (4) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona (CMBNN), dla danego typu rezerwy mocy, dla danego OREB, jest równa:
  - (4.1) W przypadku FCR<sup>G</sup>, aFRR<sup>G</sup>, mFRRd<sup>G</sup> – większej z CMBP, CMBU odpowiednich dla danego typu rezerwy mocy i COR;
  - (4.2) W przypadku FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>D</sup>, mFRRd<sup>D</sup> – większej z CMBP i CMBU odpowiednich dla danego typu rezerwy mocy;
  - (4.3) W przypadku RR<sup>G</sup> – większej z CMBP dla RR<sup>G</sup> i COR;
  - (4.4) W przypadku RR<sup>D</sup> – CMBP dla RR<sup>D</sup>;wyznaczonych dla danego OREB lub ONMB<sup>P</sup> obejmującego dany OREB.

### 13.2 Ceny energii bilansującej

- (1) Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB<sup>RR</sup>) dla danego OREB jest wyznaczana na platformie RR zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. CEB<sup>RR</sup> jest określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh i jest przeliczana z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego przyjętego do wyznaczenia ZOEB<sup>RR</sup>.
- (2) Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB<sup>PP</sup>) dla danego OREB, jest stosowana do rozliczeń energii bilansującej aktywowanej w ramach ZPG innej niż aktywowana na platformie RR i jest równa sumie:
  - (2.1) Ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB);
  - (2.2) Ceny rezerwy operacyjnej (COR).

- (3) Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO dla danego OREB w zależności od zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną poza platformą RR ( $ZEB^{PP}$ ), jest równa:
- (3.1) Najwyższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia  $ZEB^{PP}$  w planie BPKD/BO, określonej zgodnie z pkt 14.2.4, jeżeli  $ZEB^{PP} > 0$ ;
  - (3.2) Najniższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia  $ZEB^{PP}$  w planie BPKD/BO, jeżeli  $ZEB^{PP} < 0$ ;
  - (3.3) Cenie unikniętej aktywacji energii bilansującej (CUA), o której mowa w pkt 13.3(6), jeżeli  $ZEB^{PP} = 0$ .
- (4) Plan BPKD/BO jest wyznaczany dla poszczególnych OREB doby handlowej, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami ofertowymi JG, mocy odpowiadającej wielkości  $ZEB^{PP}$ .
- (5) Przy tworzeniu planu BPKD/BO, dla  $ZEB^{PP} > 0$  są uwzględniane:
- (5.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR w górę (dostawa na RB);
  - (5.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz:
    - (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz
    - (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);
  - (5.3) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w wyniku aktywacji na platformie RR w dół, które były dostępne ze względu na warunki pracy sieci i uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);
  - (5.4) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę, o najniższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3), które:
    - (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz
    - (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (7.1), (7.2), (7.6) i (7.7);o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy  $ZEB^{PP}$  i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3);
  - (5.5) Pasma mocy o najwyższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.4), jest równa 0 MW.
- (6) Przy tworzeniu planu BPKD/BO, dla  $ZEB^{PP} < 0$  są uwzględniane:
- (6.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR w dół (odbiór z RB);
  - (6.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz:

- (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz
    - (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);
  - (6.3) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w wyniku aktywacji na platformie RR w górę, które były dostępne ze względu na warunki pracy sieci i uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);
  - (6.4) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół, o najwyższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3), które:
    - (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz
    - (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (7.1), (7.2), (7.6) i (7.7);o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy wartością bezwzględną  $ZEB^{PP}$  i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3);
  - (6.5) Pasma mocy o najniższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.4), jest równa 0 MW.
- (7) Uwarunkowania pracy JG uwzględniane przy tworzeniu planu BPKD/BO obejmują:
- (7.1) Wartość ZWP albo ZUB z PPS odpowiednio do rodzaju JG;
  - (7.2) Dyspozycyjność JG uwzględnioną w PPS;
  - (7.3) Zakres mocy JG wymagany do świadczenia nominowanych mocy bilansujących FCR, aFRR i mFRRd;
  - (7.4) Maksymalny gradient naboru i redukcji obciążenia bazowego JG;
  - (7.5) Brak zmiany stanu JG – w przypadku  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$ ;
  - (7.6) Potencjał dostawy i potencjał odbioru – w przypadku  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$ ;
  - (7.7) Estymatę JG – w przypadku  $JG_Z$ .
- (8)  $ZEB^{PP}$  jest równe sumie ilości energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR ( $EB^{PP}$ ) wszystkich JG z uwzględnieniem energii wynikającej z następujących działań OSP:
- (8.1) Międzyoperatorska wymiana energii elektrycznej w ramach pomocy awaryjnej oraz redysponowania i zakupów przeciwnych;
  - (8.2) Pozarynkowe redysponowanie zasobów.
- (9) Plan BPKD/BO jest tworzony na podstawie danych przyjętych do tworzenia ostatniej wersji planu BPKD-DB i BPKD-CR z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) oraz danych przyjętych do wyznaczenia zapotrzebowania  $ZEB^{PP}$  pokrywanego w tym planie.

### 13.3 Cena energii niezbilansowania

- (1) Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana na podstawie stanu zakontraktowania KSE dla danego ORN, średniej ważonej ceny energii bilansującej oraz ceny SDAC dla tego ORN, w następujący sposób:

$$CEN_t = \begin{cases} \min(\overline{CEB}_t, CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t > 0 \\ \overline{CEB}_t & \text{jeżeli } SK_t = 0 \\ \max(\overline{CEB}_t, CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t < 0 \end{cases} \quad (13.1)$$

gdzie:

- $CEN_t$  – Cena energii niezbilansowania dla ORN  $t$  [zł/MWh]  
 $\overline{CEB}_t$  – Średnia ważona cena energii bilansującej dla ORN  $t$  [zł/MWh]  
 $CSDAC_t$  – Cena SDAC dla ORN  $t$  [zł/MWh]  
 $SK_t$  – Stan zakontraktowania KSE dla ORN  $t$  [MWh]

- (2) Cena SDAC dla danego ORN doby handlowej  $d$  jest równa, z zastrzeżeniem pkt (3), jednolitej cenie rozliczeniowej, o której mowa w art. 39 ust. 2 lit. a rozporządzenia 2015/1222, wyznaczonej w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego i podstawowego okresu handlowego doby handlowej  $d$  zawierającego dany ORN, przeliczonej z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego dla doby  $d-1$ , a jeżeli kurs dla tej doby nie został opublikowany, to z ostatniej doby poprzedzającej dobę  $d-1$ , dla której ten kurs został opublikowany.
- (3) W przypadku gdy nie jest dostępna dla OSP jednolita cena rozliczeniowa, o której mowa w art. 39 ust. 2 lit. a rozporządzenia 2015/1222, dla polskiego obszaru rynkowego dla podstawowego okresu handlowego doby handlowej  $d$  zawierającego dany ORN, to cena SDAC dla tego ORN jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych, o których mowa w pkt 9.2.9 i 9.2.10, przekazanych OSP przez POB<sub>GE</sub> pełniących funkcję NEMO albo CCP NEMO, w następujący sposób:

- (3.1) Jeżeli dla podstawowego okresu handlowego doby handlowej  $d$  zawierającego dany ORN co najmniej jeden POB<sub>GE</sub> przekazał OSP dane, o których mowa w pkt 9.2.9 i niezerowe dane, o których mowa w pkt 9.2.10, to:

$$CSDAC_t = \frac{\sum_{i \in ZN} E_{it}^S \cdot C_{it}}{\sum_{i \in ZN} E_{it}^S} \quad (13.2)$$

gdzie:

- $CSDAC_t$  – Cena SDAC dla ORN  $t$  [zł/MWh]  
 $E_{it}^S$  – Ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach aukcji rynku dnia następnego w polskim obszarze rynkowym w podstawowym okresie handlowym doby handlowej  $d$  zawierającym ORN  $t$  w wyniku skojarzenia przez  $i$ -tego POB<sub>GE</sub> ofert kupna i sprzedaży zgłoszonych w ramach bramki, o której mowa w art. 47 rozporządzenia 2015/1222 [MWh]

- $C_{it}$  – Cena rozliczeniowa  $E_{it}^S$ , przeliczona z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego dla doby  $d-1$ , a jeżeli kurs dla tej doby nie został opublikowany, to z ostatniej doby poprzedzającej dobę  $d-1$ , dla której ten kurs został opublikowany [zł/MWh]
- $ZN$  – Zbiór  $POB_{GE}$  pełniących funkcję NEMO albo CCP NEMO

- (3.2) W przeciwnym przypadku, cena SDAC dla danego ORN jest równa cenie SDAC dla ORN doby handlowej  $d-1$  o tym samym numerze, z uwzględnieniem zmiany czasu w przypadku gdy zmiana czasu ma miejsce w dobie  $d-1$  lub  $d$ .
- (4) Stan zakontraktowania KSE (SK) dla danego ORN jest równy sumie energii niezbilansowania wszystkich JB dla tego ORN skorygowanej o wielkości, o których mowa w pkt 13.2(8.1) i 13.2(8.2).
- (5) Średnia ważona cena energii bilansującej dla danego ORN jest wyznaczana według następujących zasad:

(5.1) Jeżeli  $SK_t > 0$  oraz:

(a) Jest spełniony następujący warunek:

$$\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR}) \neq 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = \frac{\min(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \min(0; PZEB_t^{RR}) \cdot CEB_t^{RR}}{\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR})} \quad (13.3)$$

(b) Jest spełniony następujący warunek:

$$\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR}) = 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = CUA_t + COR_t \quad (13.4)$$

(5.2) Jeżeli  $SK_t < 0$  oraz:

(a) Jest spełniony następujący warunek:

$$\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR}) \neq 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = \frac{\max(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \max(0; PZEB_t^{RR}) \cdot CEB_t^{RR}}{\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR})} \quad (13.5)$$

(b) Jest spełniony następujący warunek:

$$\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR}) = 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = CUA_t + COR_t \quad (13.6)$$

(5.3) Jeżeli  $SK_t = 0$  to:

$$\overline{CEB}_t = CUA_t + COR_t \quad (13.7)$$

gdzie:

- $\overline{CEB}_t$  – Średnia ważona cena energii bilansującej dla ORN  $t$  [zł/MWh]
- $CUA_t$  – Cena unikniętej aktywacji energii bilansującej dla ORN  $t$  [zł/MWh]
- $COR_t$  – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [zł/MWh]
- $ZEB_t^{PP}$  – Zapotrzebowanie na energię bilansującą pokryte w obszarze RB przez energię aktywowaną poza platformą RR dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [MWh]
- $PZEB_t^{RR}$  – Zapotrzebowanie na energię bilansującą pokryte w obszarze RB przez energię wynikającą z aktywacji na platformie RR dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [MWh]
- $CEB_t^{PP}$  – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [zł/MWh]
- $CEB_t^{RR}$  – Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [zł/MWh]

(6) Cena unikniętej aktywacji energii bilansującej (CUA) dla danego ORN jest równa:

- (6.1) Najniższej CDO z pasm mocy, o których mowa w pkt 13.2(5), jeżeli  $SK < 0$ ;
- (6.2) Najwyższej CDO z pasm mocy, o których mowa w pkt 13.2(6), jeżeli  $SK > 0$ ;
- (6.3) Średniej arytmetycznej cen, o których mowa w pkt (6.1) i (6.2), jeżeli  $SK = 0$ .

## 14 ROZLICZENIA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH

### 14.1 Ogólne zasady rozliczeń

- (1) DUB podlega rozliczeniu na RB w związku ze świadczeniem usług bilansujących. Na rozliczenie każdego DUB składa się rozliczenie wszystkich posiadanych przez niego JG.
- (2) Przedmiotem rozliczenia z DUB są:
  - (2.1) Energia bilansująca;
  - (2.2) Moce bilansujące:  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$ ,  $mFRRd^D$ ,  $RR^G$  i  $RR^D$ ;
  - (2.3) Rezerwa operacyjna.
- (3) Realizacja rozliczenia dla danej JG polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:
  - (3.1) W ramach rozliczenia ilościowego na RB są wyznaczone: ilości dostaw energii bilansującej, wielkości mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy, w zakresie których JG jest kwalifikowana do świadczenia oraz wielkości rezerwy operacyjnej;
  - (3.2) W ramach rozliczenia wartościowego na RB są wyznaczone należności lub opłaty wynikające z: dostaw energii bilansującej, świadczenia mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej.
- (4) Okresem rozliczeniowym na RB, w zakresie rozliczeń z DUB, jest dekada miesiąca kalendarzowego.
- (5) W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:
  - (5.1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób;
  - (5.2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.
- (6) Rozliczenie JG na RB jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:
  - (6.1) Dobowym – na podstawie wielkości rozliczeniowych wyznaczonych dla OREB dla poszczególnych JG są wyznaczone wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej  $d$ . Wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej  $d$  są wyznaczone przez OSP w dobie:
    - (a)  $d+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń; oraz
    - (b)  $d+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych;
  - (6.2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczeń dobowych zatwierdzonych) dla poszczególnych JG. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur.



- (7) Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na RB istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektami rozliczeń.
- (8) Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 14.11, i odnoszą się do rozliczeń dekadowych poszczególnych JG.

## 14.2 Wyznaczanie ilości dostaw energii i cen za dostawę albo odbiór energii

### 14.2.1 Energia zweryfikowana

- (1) Energia zweryfikowana danej JG dla OREB  $t$  jest równa ilości energii elektrycznej, która zostałaby wytworzona lub pobrana przez JG w OREB  $t$  w wyniku realizacji ostatniego PPZ dla tej JG z liniową realizacją zmiany wartości grafiku obciążenia pomiędzy ostatnim OPCR zawierającym się w OREB  $t-1$  i poszczególnymi OPCR zawierającymi się w OREB  $t$ , przy uwzględnieniu, że dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  moc obciążenia w OPCR, dla którego stan JG jest równy  $R$ , jest równa 0 MW.
- (2) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OREB jest równa:
- (2.1) Sumie energii zweryfikowanych danej JG wyznaczonych dla poszczególnych OPCR należących do danego OREB, z zastrzeżeniem pkt (2.2):

$$EZ_{jt} = \sum_{\tau \in T_t} EZ_{j\tau} \quad (14.1)$$

gdzie:

$EZ_{jt}$  – Energia zweryfikowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$EZ_{j\tau}$  – Energia zweryfikowana JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MWh]

$T_t$  – Zbiór OPCR należących do OREB  $t$

- (2.2) Energii rzeczywistej danej JGz dla danego OREB, w przypadku braku estymaty dla tej JGz i tego OREB.

- (3) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OPCR jest wyznaczana według następujących zasad:
- (3.1) Energia zweryfikowana dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  w stanie JG równym  $R$  jest równa 0 MWh;
- (3.2) Energia zweryfikowana dla  $JG_{Z1}$  z  $ZWP = 0$  oraz  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  z  $ZUB = D$  jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \max \left( E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; \min \left( E_{j\tau}^{Est}, \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau \right) \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.2)$$

- (3.3) Energia zweryfikowana dla JG<sub>Z1</sub> z ZWP = 1 oraz JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub> z ZUB = N jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \max\left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; 0\right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.3)$$

- (3.4) W pozostałych przypadkach energia zweryfikowana jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau \quad (14.4)$$

gdzie:

- $EZ_{j\tau}$  – Energia zweryfikowana JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MWh]
- $P_{j\tau}^{GZ}$  – Grafik obciążenia z PPZ JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $E_{j\tau}^{Est}$  – Energia odpowiadająca estymacie dla JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MWh]
- $P_{j\tau}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG<sub>Z</sub>  $j$  dla OREB zawierającego OPCR  $\tau$ , równy 0 w przypadku JG<sub>Z</sub>, w skład której nie wchodzi MEE [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna uwzględniona w PPZ JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $\Delta\tau$  – Czas trwania OPCR [h]

#### 14.2.2 Energia skorygowana

- (1) Energia skorygowana danej JG dla OREB  $t$  jest równa ilości energii elektrycznej, która wynika z poleceń OSP dla tej JG.
- (2) Energia skorygowana danej JG dla danego OREB, z zastrzeżeniem pkt (3), jest wyznaczana na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy i prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego:
  - (2.1) Ilości energii elektrycznej w poszczególnych OPCR danego OREB wynikającej z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP,  $E^{BPP}$ );
  - (2.2) Ilości energii bilansującej wynikającej z aktywacji FCR ( $EB^{FCR}$ ), aFRR ( $EB^{aFRR}$ ) i mFRRd ( $EB^{mFRRd}$ ) w danym OREB;

zgodnie z następującym wzorem:

$$ES_{jt} = \sum_{\tau \in T_t} E_{j\tau}^{BPP} + EB_{jt}^{FCR} + EB_{jt}^{aFRR} + EB_{jt}^{mFRRd} \quad (14.5)$$

gdzie:

- $ES_{jt}$  – Energia skorygowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]
- $E_{j\tau}^{BPP}$  – Energia elektryczna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]
- $EB_{jt}^{FCR}$  – Energia bilansująca dla JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji FCR [MWh]

- $EB_{jt}^{aFRR}$  – Energia bilansująca dla JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji aFRR [MWh]  
 $EB_{jt}^{mFRRd}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji mFRRd [MWh]  
 $T_t$  – Zbiór OPCR należących do OREB  $t$

- (3) Dla  $JG_{M1}$ , której PPS dla danego OREB, ustalony w ostatniej wersji planu BPKD-DB lub BPKD-CR, został operatywnie skorygowany przez OSP, oraz dla  $JG_z$  w przypadku braku estymaty dla danego OREB, wielkość energii skorygowanej jest wyznaczana na podstawie energii rzeczywistej tej JG:

- (3.1) Dla  $JG_{M1}$ :

- (a) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  z PPS równego  $U^G$  albo  $P^G$ :

$$ES_{jt} = \max(0; ER_{jt}) \quad (14.6)$$

- (b) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  z PPS równego  $U^P$  albo  $P^P$ :

$$ES_{jt} = \min(0; ER_{jt}) \quad (14.7)$$

- (c) W przypadku stanu  $JG_{M1}$  z PPS równego  $R$ :

$$ES_{jt} = 0 \quad (14.8)$$

gdzie:

- $ES_{jt}$  – Energia skorygowana  $JG_{M1}$   $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista  $JG_{M1}$   $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

- (3.2) Dla  $JG_z$ : energia skorygowana dla danego OREB jest równa energii rzeczywistej tej  $JG_z$  dla tego OREB.

- (4) Energia elektryczna danej JG dla danego OPCR wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP,  $E^{BPP}$ ) jest wyznaczana według następujących zasad:

- (4.1)  $E^{BPP}$  dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  w stanie JG równym  $R$  jest równa 0 MWh;

- (4.2)  $E^{BPP}$  dla  $JG_{Z1}$  z  $ZWP = 0$  oraz  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  z  $ZUB = D$  jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max \left( E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; \min \left( E_{j\tau}^{Est}; \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \right) \quad (14.9)$$

- (4.3)  $E^{BPP}$  dla  $JG_{Z1}$  z  $ZWP = 1$  oraz  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$  z  $ZUB = N$  jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max \left( E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; 0 \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.10)$$

(4.4) W pozostałych przypadkach  $E^{BPP}$  jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau \quad (14.11)$$

gdzie:

- $E_{j\tau}^{BPP}$  – Energia elektryczna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]
- $P_{j\tau}^{GS}$  – Grafik obciążenia z PPS dla JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $E_{j\tau}^{Est}$  – Energia odpowiadająca estymacie dla JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MWh]
- $P_{j\tau}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG<sub>Z</sub>  $j$  dla OREB zawierającego OPCR  $\tau$ , równy 0 w przypadku JG<sub>Z</sub>, w skład której nie wchodzi MEE [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna uwzględniona w PPS JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $\Delta\tau$  – Czas trwania OPCR [h]

(5) Energia bilansująca ( $EB^{FCR}$ ) wynikająca z aktywacji FCR jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{FCR} = \left( MBA_{jt}^{FCR^G} - MBA_{jt}^{FCR^D} \right) \cdot \Delta t \quad (14.12)$$

gdzie:

- $EB_{jt}^{FCR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji FCR [MWh]
- $MBA_{jt}^{FCR^G}$  – Moc bilansująca  $FCR^G$  aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $MBA_{jt}^{FCR^D}$  – Moc bilansująca  $FCR^D$  aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

(6) Energia bilansująca ( $EB^{aFRR}$ ) wynikająca z aktywacji aFRR jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{aFRR} = \left( MBA_{jt}^{aFRR^G} - MBA_{jt}^{aFRR^D} \right) \cdot \Delta t \quad (14.13)$$

gdzie:

- $EB_{jt}^{aFRR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji aFRR [MWh]
- $MBA_{jt}^{aFRR^G}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>G</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $MBA_{jt}^{aFRR^D}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>D</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

(7) Energia bilansująca ( $EB^{mFRRd}$ ) wynikająca z aktywacji mFRRd jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{mFRRd} = \left( MBA_{jt}^{mFRRd^G} - MBA_{jt}^{mFRRd^D} \right) \cdot \Delta t \quad (14.14)$$

gdzie:

- $EB_{jt}^{mFRRd}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji mFRRd [MWh]
- $MBA_{jt}^{mFRRd^G}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $MBA_{jt}^{mFRRd^D}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>D</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

### 14.2.3 Energia rzeczywista

- (1) Energia rzeczywista (ER) jest wyznaczana przez OSP dla danej JG dla każdego OREB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.

### 14.2.4 Wyznaczanie cen za dostawę albo odbiór energii

- (1) Dla potrzeb planowania pracy KSE i rozliczeń na RB są określane dla każdego OREB ceny za dostawę albo odbiór energii (CDO) dla poszczególnych JG, odpowiadające poszczególnym pasmom ofertowym z przyjętych OEB tych JG.
- (2) Cena za dostawę albo odbiór energii (CDO) dla danej JG dla danego OREB i danego pasma mocy jest wyznaczana według następujących zasad:
- (2.1) Dla JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>o</sub>, JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub> i JG<sub>z3</sub>:
- Dla pasma mocy odpowiadającego dostawie energii bilansującej – z zastrzeżeniem pkt (3), cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę (OFC<sup>G</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;
  - Dla pasma mocy odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – z zastrzeżeniem pkt (4), cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół (OFC<sup>D</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;
- (2.2) Dla JG<sub>M1</sub>, JG<sub>M2</sub> i JG<sub>A</sub>:
- Dla pasma mocy w kierunku generacji, odpowiadającego dostawie energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę w kierunku generacji (OFCG<sup>G</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;
  - Dla pasma mocy w kierunku generacji, odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół w kierunku generacji (OFCG<sup>D</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;
  - Dla pasma mocy w kierunku poboru, odpowiadającego dostawie energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę w kierunku poboru (OFCL<sup>G</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;
  - Dla pasma mocy w kierunku poboru, odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół

w kierunku poboru (OFCL<sup>D</sup>) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB.

- (3) Dla JG<sub>W1</sub> i danego OREB objętego okresem korekty cen CDO, o którym mowa w pkt (5.1):

- (3.1) Cena CDO dla pierwszego pasma mocy odpowiadającego dostawie energii bilansującej jest powiększana o wartość wyznaczoną w następujący sposób dla OREB objętych okresem korekty cen CDO:

$$\Delta CDO_{jt1} = \min \left( GLC - OFC_{jt1}^G - OMK ; \frac{CU_{jt}}{\max(TPR_j; 4) \cdot OFP_{jt1}} \right) \quad (14.15)$$

gdzie:

$\Delta CDO_{jt1}$  – Wartość korekty ceny CDO dla pierwszego pasma JG<sub>W1</sub> j dla OREB t objętego okresem korekty cen CDO [zł/MWh]

$GLC$  – Górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]

$OFC_{jt1}^G$  – Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma OEB dla JG<sub>W1</sub> j dla OREB t [zł/MWh]

$OMK$  – Ograniczenie maksymalnej korekty ceny pierwszego pasma, ze względu na ewentualną potrzebę dostosowania cen kolejnych pasm zgodnie z pkt (3.2)

$$OMK = 0,1 \text{ zł/MWh}$$

$CU_{jt}$  – Cena za uruchomienie JG<sub>W1</sub> j, którego dotyczy okres korekty cen CDO obejmujący OREB t [zł]

$TPR_j$  – Minimalny czas pracy JG<sub>W1</sub> j [h]

$OFP_{jt1}$  – Moc pierwszego pasma OEB dla JG<sub>W1</sub> j dla OREB t [MW]

- (3.2) Cena CDO dla kolejnych pasm mocy  $k$  ( $k > 1$ ) odpowiadających dostawie energii bilansującej jest równa większej z dwóch:

(a) Ceny CDO dla pasma  $k$  wyznaczonej zgodnie z pkt (2.1);

(b) Ceny CDO dla pierwszego pasma wyznaczonej zgodnie z pkt (3.1) powiększonej o  $0,01 \cdot (k-1)$  zł/MWh.

- (4) Dla JG<sub>W1</sub> i danego OREB objętego okresem korekty cen CDO, o którym mowa w pkt (5.2), cena CDO dla pierwszego pasma mocy odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej jest pomniejszana dla OREB objętych okresem korekty cen CDO o wartość wyznaczoną w następujący sposób:

$$\Delta CDO_{jt1} = \min \left( OFC_{jt1}^D - DLC ; \frac{CU_j^G}{\max(TPG_j; 4) \cdot OFP_{jt1}} \right) \quad (14.16)$$

gdzie:

$\Delta CDO_{jt1}$  – Wartość korekty ceny CDO dla pierwszego pasma JG<sub>W1</sub> j dla OREB t objętego okresem korekty cen CDO [zł/MWh]

$DLC$  – Dolny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]

- $OFC_{jt1}^D$  – Cena ofertowa aktywacji w dół dla pierwszego pasma  $JG_{w1}$   $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $CU_j^G$  – Cena za uruchomienie  $JG_{w1}$   $j$  ze stanu gorącego [zł]
- $TPG_j$  – Minimalny czas postoju  $JG_{w1}$   $j$ , po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego [h]
- $OFP_{jt1}$  – Moc pierwszego pasma OEB dla  $JG_{w1}$   $j$  dla OREB  $t$  [MW]

(5) Okres korekty cen CDO dotyczy:

(5.1) Uruchomienia  $JG_{w1}$  w PPS i obejmuje OREB bezpośrednio następujące po zakończeniu tego uruchomienia, dla których stan  $JG_{w1}$  z PPZ jest różny od  $P$  i stan  $JG_{w1}$  z PPS jest równy  $P$ , przy czym okres ten jest nie dłuższy niż większa z wartości:

- (a) 4 godziny;
- (b) Minimalny czas pracy  $JG_{w1}$ ;

(5.2) Odstawienia  $JG_{w1}$  w PPS i obejmuje OREB bezpośrednio następujące po odstawieniu, dla których stan  $JG_{w1}$  z PPZ jest równy  $P$  i stan  $JG_{w1}$  z PPS jest różny od  $P$ , przy czym okres ten jest nie dłuższy niż większa z wartości:

- (a) 4 godziny;
- (b) Minimalny czas postoju  $JG_{w1}$ , po którym może nastąpić uruchomienie ze stanu gorącego.

(6) W przypadku gdy dla danej  $JG$  i danego OREB wartość bezwzględna energii skorygowanej, jest większa od oferowanej mocy maksymalnej w ostatniej przyjętej OEB, odpowiedniej dla kierunku pracy tej  $JG$ , to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych w zakresie energii wyprodukowanej ponad oferowane moce maksymalne dla tej  $JG$  stosuje się ostatnie pasmo przyjętej OEB odpowiednie dla kierunku pracy tej  $JG$ .

(7) Wartości cen CDO są zmieniane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh do  $999 \cdot 10^{-12}$  zł/MWh zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.7.5(4.1)-(4.4).

## 14.3 Wyznaczanie wielkości mocy bilansujących

### 14.3.1 Moc bilansująca aktywowana

(1) Moc bilansująca  $FCR^G$  i  $FCR^D$  aktywowana na danej  $JG$  dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc  $FCR$  danej  $JG$ , w następujący sposób:

$$MBA_{jt}^{FCR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max(0; MBA_j^{FCR}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.17)$$

$$MBA_{jt}^{FCR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max(0; -MBA_j^{FCR}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.18)$$

gdzie:

- $MBA_{jt}^{FCR^G}$  – Moc bilansująca FCR<sup>G</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBA_{jt}^{FCR^D}$  – Moc bilansująca FCR<sup>D</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBA_j^{FCR}(u)$  – Moc bilansująca FCR aktywowana na JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]  
 $MBA_j^{FCR}(u) = P_j^{Ref\_FCR}(u)$   
 $P_j^{Ref\_FCR}(u)$  – Referencyjna odpowiedź JG  $j$  w ramach FCR dla częstotliwości w sieci w chwili  $u$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]  
 $S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$   
 $K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

- (2) Moc bilansująca aFRR<sup>G</sup> i aFRR<sup>D</sup> aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc aFRR danej JG, w następujący sposób:

$$MBA_{jt}^{aFRR^G} = \max\left(P_{jt}^{Min\_aFRR^G}; MBW_{jt}^{aFRR^G}\right) \quad (14.19)$$

$$MBA_{jt}^{aFRR^D} = \max\left(P_{jt}^{Min\_aFRR^D}; MBW_{jt}^{aFRR^D}\right) \quad (14.20)$$

gdzie:

- $MBA_{jt}^{aFRR^G}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>G</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBA_{jt}^{aFRR^D}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>D</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBW_{jt}^{aFRR^G}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>G</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBW_{jt}^{aFRR^D}$  – Moc bilansująca aFRR<sup>D</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $P_{jt}^{Min\_aFRR^G}$  – Minimalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc aFRR<sup>G</sup> dla OREB  $t$  [MW]  
 $P_{jt}^{Min\_aFRR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(P_j^{Zad\_aFRR}(u); P_j^{Ref\_aFRR}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$   
 $P_{jt}^{Min\_aFRR^D}$  – Minimalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc aFRR<sup>D</sup> dla OREB  $t$  [MW]  
 $P_{jt}^{Min\_aFRR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(-P_j^{Zad\_aFRR}(u); -P_j^{Ref\_aFRR}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$   
 $P_j^{Zad\_aFRR}(u)$  – Zadana moc aFRR dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]  
 $P_j^{Ref\_aFRR}(u)$  – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc aFRR dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]  
 $S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$   
 $K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

- (3) Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc mFRRd danej JG, w następujący sposób:



$$MBA_{jt}^{mFRRd^G} = \max\left(P_{jt}^{Min\_mFRRd^G}; MBW_{jt}^{mFRRd^G}\right) \quad (14.21)$$

$$MBA_{jt}^{mFRRd^D} = \max\left(P_{jt}^{Min\_mFRRd^D}; MBW_{jt}^{mFRRd^D}\right) \quad (14.22)$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{mFRRd^G}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBA_{jt}^{mFRRd^D}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>D</sup> aktywowana na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^G}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^D}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>D</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$P_{jt}^{Min\_mFRRd^G}$  – Minimalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc mFRRd<sup>G</sup> dla OREB  $t$  [MW]

$$P_{jt}^{Min\_mFRRd^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(P_j^{Zad\_mFRRd}(u); P_j^{Ref\_mFRRd}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_{jt}^{Min\_mFRRd^D}$  – Minimalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc mFRRd<sup>D</sup> dla OREB  $t$  [MW]

$$P_{jt}^{Min\_mFRRd^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(-P_j^{Zad\_mFRRd}(u); -P_j^{Ref\_mFRRd}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_j^{Zad\_mFRRd}(u)$  – Zadana moc mFRRd dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]

$P_j^{Ref\_mFRRd}(u)$  – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc mFRRd dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]

$\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

$S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$

$K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

(4) Moc bilansująca RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) W przypadku JG<sub>Z1</sub>, JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>:

(a) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest większa lub równa EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = \min\left(GMB_{jt}^{RR^G}; \max\left(0; P_{jt}^{GZ} - P_{jt}^{GS}\right); \max\left(0; \frac{E_{jt}^{BPP} - EZ_{jt}}{\Delta t}\right)\right) \quad (14.23)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = 0 \text{ MW} \quad (14.24)$$

(b) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest mniejsza od EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = 0 \text{ MW} \quad (14.25)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = \min \left( GMB_{jt}^{RR^D}; \max(0; P_{jt}^{GS} - P_{jt}^{GZ}); \max \left( 0; \frac{EZ_{jt} - E_{jt}^{BPP}}{\Delta t} \right) \right) \quad (14.26)$$

(4.2) W pozostałych przypadkach:

(a) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest większa lub równa EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = \min \left( GMB_{jt}^{RR^G}; \max(0; P_{jt}^{GS} - P_{jt}^{GZ}); \max \left( 0; \frac{E_{jt}^{BPP} - EZ_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (14.27)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = 0 \text{ MW} \quad (14.28)$$

(b) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest mniejsza od EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = 0 \text{ MW} \quad (14.29)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = \min \left( GMB_{jt}^{RR^D}; \max(0; P_{jt}^{GZ} - P_{jt}^{GS}); \max \left( 0; \frac{EZ_{jt} - E_{jt}^{BPP}}{\Delta t} \right) \right) \quad (14.30)$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{RR^G}$	– Moc bilansująca $RR^G$ aktywowana na JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$MBA_{jt}^{RR^D}$	– Moc bilansująca $RR^D$ aktywowana na JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$GMB_{jt}^{RR^G}$	– Grafik mocy bilansującej $RR^G$ z PPZ JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$GMB_{jt}^{RR^D}$	– Grafik mocy bilansującej $RR^D$ z PPZ JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$P_{jt}^{GS}$	– Grafik obciążenia z PPS dla JG $j$ dla ostatniego OPCR należącego do OREB $t$ [MW]
$P_{jt}^{GZ}$	– Grafik obciążenia z PPZ JG $j$ dla ostatniego OPCR należącego do OREB $t$ [MW]
$EZ_{jt}$	– Energia zweryfikowana JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$E_{jt}^{BPP}$	– Energia elektryczna JG $j$ dla OREB $t$ wynikająca z grafiku obciążenia z PPS [MWh]

$$E_{jt}^{BPP} = \sum_{t \in T_t} E_{jt}^{BPP}$$

$E_{jt}^{BPP}$	– Energia elektryczna JG $j$ dla OPCR $\tau$ wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]
$T_t$	– Zbiór OPCR należących do OREB $t$
$\Delta t$	– Czas trwania OREB [h]

(5) Niezależnie od postanowień pkt (1)-(4), w przypadku braku estymaty dla danej JGz i danego OREB, moc bilansująca aktywowana tej JGz dla danego OREB jest równa 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

### 14.3.2 Moc bilansująca wykonana

- (1) Moc bilansująca  $FCR^G$  i  $FCR^D$  wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc FCR, w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{FCR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max(0; P_j^{Wyk\_FCR}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.31)$$

$$MBW_{jt}^{FCR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max(0; -P_j^{Wyk\_FCR}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.32)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{FCR^G}$  – Moc bilansująca  $FCR^G$  wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^{FCR^D}$  – Moc bilansująca  $FCR^D$  wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$P_j^{Wyk\_FCR}(u)$  – Odpowiedź JG  $j$  w ramach FCR dla chwili  $u$  [MW]

$\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

$S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$

$K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

- (2) Moc bilansująca  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$  wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc aFRR ograniczona do maksymalnej poprawnej odpowiedzi JG na zadaną moc odpowiednio  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$ , w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{aFRR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min(\max(0; P_j^{Wyk\_aFRR}(u)); P_j^{Max\_aFRR^G}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.33)$$

$$MBW_{jt}^{aFRR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min(\max(0; -P_j^{Wyk\_aFRR}(u)); P_j^{Max\_aFRR^D}(u)) du}{\Delta t} \quad (14.34)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{aFRR^G}$  – Moc bilansująca  $aFRR^G$  wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^{aFRR^D}$  – Moc bilansująca  $aFRR^D$  wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$P_j^{Wyk\_aFRR}(u)$  – Odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc aFRR dla chwili  $u$  [MW]

$P_j^{Max\_aFRR^G}(u)$  – Maksymalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc  $aFRR^G$  dla chwili  $u$  [MW]

$$P_j^{Max\_aFRR^G}(u) = \max(0; P_j^{Zad\_aFRR}(u); P_j^{Ref\_aFRR}(u))$$

$P_j^{Max\_aFRR^D}(u)$  – Maksymalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc  $aFRR^D$  dla chwili  $u$  [MW]

$$P_j^{Max\_aFRR^D}(u) = \max(0; -P_j^{Zad\_aFRR}(u); -P_j^{Ref\_aFRR}(u))$$

$P_j^{Zad\_aFRR}(u)$  – Zadaną moc aFRR dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]

- $P_j^{Ref\_aFRR}(u)$  – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc aFRR dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]  
 $S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$   
 $K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

- (3) Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc mFRRd ograniczona do maksymalnej poprawnej odpowiedzi JG na zadaną moc odpowiednio mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup>, w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{mFRRd^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; P_j^{Wyk\_mFRRd}(u)\right); P_j^{Max\_mFRRd^G}(u)\right) du}{\Delta t} \quad (14.35)$$

$$MBW_{jt}^{mFRRd^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; -P_j^{Wyk\_mFRRd}(u)\right); P_j^{Max\_mFRRd^D}(u)\right) du}{\Delta t} \quad (14.36)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{mFRRd^G}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>G</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^D}$  – Moc bilansująca mFRRd<sup>D</sup> wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$P_j^{Wyk\_mFRRd}(u)$  – Odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc mFRRd dla chwili  $u$  [MW]

$P_j^{Max\_mFRRd^G}(u)$  – Maksymalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc mFRRd<sup>G</sup> dla chwili  $u$  [MW]

$$P_j^{Max\_mFRRd^G}(u) = \max\left(0; P_j^{Zad\_mFRRd}(u); P_j^{Ref\_mFRRd}(u)\right)$$

$P_j^{Max\_mFRRd^D}(u)$  – Maksymalna poprawna odpowiedź JG  $j$  na zadaną moc mFRRd<sup>D</sup> dla chwili  $u$  [MW]

$$P_j^{Max\_mFRRd^D}(u) = \max\left(0; -P_j^{Zad\_mFRRd}(u); -P_j^{Ref\_mFRRd}(u)\right)$$

$P_j^{Zad\_mFRRd}(u)$  – Zadana moc mFRRd dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]

$P_j^{Ref\_mFRRd}(u)$  – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc mFRRd dla JG  $j$  dla chwili  $u$  [MW]

$\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

$S_t$  – Chwila początkowa OREB  $t$

$K_t$  – Chwila końcowa OREB  $t$

- (4) Moc bilansująca RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{RR^G} = \min\left(MBA_{jt}^{RR^G}; \max\left(0; \frac{ER_{jt} - EZ_{jt}}{\Delta t} + \sum_{r \in R^D} MBW_{jt}^r - \sum_{r \in R^G} MBW_{jt}^r\right)\right) \quad (14.37)$$

$$MBW_{jt}^{RR^D} = \min\left(MBA_{jt}^{RR^D}; \max\left(0; \frac{EZ_{jt} - ER_{jt}}{\Delta t} + \sum_{r \in R^G} MBW_{jt}^r - \sum_{r \in R^D} MBW_{jt}^r\right)\right) \quad (14.38)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{RR^G}$	– Moc bilansująca $RR^G$ wykonana przez JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$MBW_{jt}^{RR^D}$	– Moc bilansująca $RR^D$ wykonana przez JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$MBA_{jt}^{RR^G}$	– Moc bilansująca $RR^G$ aktywowana na JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$MBA_{jt}^{RR^D}$	– Moc bilansująca $RR^D$ aktywowana na JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$ER_{jt}$	– Energia rzeczywista JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$EZ_{jt}$	– Energia zweryfikowana JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$MBW_{jt}^r$	– Moc bilansująca typu $r$ wykonana przez JG $j$ dla OREB $t$ [MW]
$\Delta t$	– Czas trwania OREB [h]
$R^G$	– Zbiór typów rezerwy mocy w górę innych niż $RR^G$ : $R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G\}$
$R^D$	– Zbiór typów rezerwy mocy w dół innych niż $RR^D$ : $R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D\}$

- (5) Niezależnie od postanowień pkt (1)-(4), w przypadku braku estymaty dla danej JGz i danego OREB, moc bilansująca wykonana tej JGz dla danego OREB jest równa 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

### 14.3.3 Moc bilansująca dostarczona

- (1) Moc bilansująca dostarczona danej JG dla danego OREB jest wyznaczana dla każdego typu rezerwy mocy danej JG, w zakresie którego JG jest kwalifikowana, i jest równa sumie następujących wielkości:
- (1.1) Wykonanego grafiku mocy bilansującej (WGMB), wyznaczonego zgodnie z pkt (2);
  - (1.2) Nabytej mocy bilansującej, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określonej w PPZ;
  - (1.3) Nabytej mocy bilansującej, w zakresie której JG została zwolniona przez OSP ze świadczenia tej mocy, określonej w PPZ.
- (2) WGMB danej JG i dla danego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy danej JG, w zakresie którego JG jest kwalifikowana, jest wyznaczany w następujący sposób:
- (2.1) W przypadku rezerwy mocy typu  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  – WGMB dla danego typu rezerwy mocy jest równy średniej z grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ, z zastrzeżeniem pkt (3), dla OPCR należących do danego OREB, pomniejszonej o sumę:
    - (a) Nieujemnej różnicy między odpowiednim dla danego typu rezerwy mocy nominowanym zakresem regulacji a potwierdzonym przez JG załączonym zakresem regulacji tej JG dla danego OREB;
    - (b) Nieujemnej różnicy między mocą bilansującą aktywowaną a mocą bilansującą wykonaną dla danego typu rezerwy mocy danej JG dla danego OREB; oraz

- (c) W przypadku  $FCR^G$  i  $FCR^D$ , jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej ma wartość równą 1 dla danej JG, OREB i typu rezerwy mocy – różnicy między mocą bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą od danego DUB w trybie podstawowym dla ONMB<sup>P</sup> obejmującego dany OREB a sumą grafików mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z przyjętych w ramach RBN PP dla danego OREB dla pozostałych JG tego DUB.

WGMB dla danej JG, OREB i typu rezerwy mocy przyjmuje wartość 0 MW w przypadku, gdy suma wielkości o których mowa w pkt (a)-(c) jest większa od średniej z grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ danej JG dla OPCR należących do danego OREB.

- (2.2) W przypadku rezerwy mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$ : WGMB dla danego typu rezerwy mocy jest równy grafikowi mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ, pomniejszonemu o różnicę między mocą bilansującą aktywowaną a mocą bilansującą wykonaną dla danego typu rezerwy mocy danej JG dla danego OREB.
- (3) W przypadku JGz, grafik mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy na potrzeby wyznaczania WGMB jest korygowany przy uwzględnieniu estymaty oraz warunków poprawności jak dla PPZ. W przypadku braku estymaty dla danej JGz i danego OREB, WGMB tej JGz dla danego OREB jest równy 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

## 14.4 Rozliczenia energii bilansującej

### 14.4.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

- (1) Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca (EB) dostarczona lub odebrana przez JG na RB dla danego OREB:
- (1.1) Wynikająca z aktywacji na platformie RR ( $EB^{RR}$ );
- (1.2) Aktywowana poza platformą RR ( $EB^{PP}$ ).
- (2)  $EB^{RR}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana, przy uwzględnieniu czasu rampowania, o którym mowa w pkt 10.4(7.7), w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{RR} = EB_{jt}^{RR^{t-1}} + EB_{jt}^{RR^t} + EB_{jt}^{RR^{t+1}} \quad (14.39)$$

gdzie:

$EB_{jt}^{RR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$ ,  $t$  oraz  $t+1$  [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^{t-1}} = \frac{1}{12} \cdot EB_{j,t-1}^{PRR}$$

$EB_{jt}^{RR^t}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^t} = \frac{10}{12} \cdot EB_{jt}^{PRR}$$

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^{t+1}} = \frac{1}{12} \cdot EB_{j,t+1}^{PRR}$$

$EB_{jt}^{PRR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  aktywowana na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]

(3)  $EB^{PP}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{PP} = ES_{jt} - EZ_{jt} - EB_{jt}^{RR} \quad (14.40)$$

gdzie:

$EB_{jt}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]

$ES_{jt}$  – Energia skorygowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$EZ_{jt}$  – Energia zweryfikowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$EB_{jt}^{RR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$ ,  $t$  oraz  $t+1$  [MWh]

(4)  $EB$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt} = EB_{jt}^{RR} + EB_{jt}^{PP} \quad (14.41)$$

gdzie:

$EB_{jt}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$EB_{jt}^{RR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$ ,  $t$  oraz  $t+1$  [MWh]

$EB_{jt}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]

(5)  $EB^{PP}$  i  $EB^{RR}$  dla danej JG i danego OREB na potrzeby wyznaczania cen rozliczeniowych i rozliczenia wartościowego jest przypisana do pasm ofertowych  $k$  zgodnie z wykorzystaniem tych pasm w procesie ZPG, w tym na platformie RR ( $EB_{jtk}^{PP}$ ,  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$ ,  $EB_{jtk}^{RR^t}$  i  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$ ).

#### 14.4.2 Ceny rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej

(1) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia energii bilansującej:

(1.1) Wynikającej z aktywacji na platformie RR ( $CRK^{RR}$ );

(1.2) Aktywowanej poza platformą RR ( $CRK^{PP}$ ).

(2)  $CRK^{RR}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana według następujących zasad:

(2.1)  $CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  jest równa:

(a) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.42)$$

(b) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} < 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.43)$$

(2.2)  $CRK_{jtk}^{RR^t}$  jest równa:

(a) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^t} > 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^t} = CWK_{jtk}^{RR^t} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.44)$$

(b) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^t} < 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^t} = CWK_{jtk}^{RR^t} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.45)$$

(2.3)  $CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  jest równa:

(a) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.46)$$

(b) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} < 0$ :

$$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.47)$$

gdzie:

- $CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [zł/MWh]
- $CRK_{jtk}^{RR^t}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [zł/MWh]
- $CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [zł/MWh]
- $CWK_{jtk}^{RR^t}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]



- $CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [zł/MWh]
- $\Delta CEB_{jt}$  – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$ , wyznaczona zgodnie z pkt 14.7 [zł/MWh]

(3) Ceny wstępne rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej danej JG dla danego OREB dla energii bilansującej dostarczonej lub odebranej wynikającej z aktywacji na platformie RR są wyznaczane według następujących zasad:

(3.1)  $CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  jest równa:

(a) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} < 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$ :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \quad (14.48)$$

(b) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$ , która nie jest objęta mocami bilansującymi RR<sup>G</sup>:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \quad (14.49)$$

(c) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$ , która jest objęta mocami bilansującymi RR<sup>G</sup>:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} - COR_{t-1}^{RR} \quad (14.50)$$

(3.2)  $CWK_{jtk}^{RR^t}$  jest równa:

(a) Dla  $EB_{jtk}^{RR^t} < 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^t}$ :

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} \quad (14.51)$$

(b) Dla  $EB_{jtk}^{RR^t} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^t}$ , która nie jest objęta mocami bilansującymi RR<sup>G</sup>:

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} \quad (14.52)$$

(c) Dla  $EB_{jtk}^{RR^t} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^t}$ , która jest objęta mocami bilansującymi RR<sup>G</sup>:

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} - COR_t^{RR} \quad (14.53)$$

(3.3)  $CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  jest równa:

(a) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} < 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$ :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.54)$$

- (b) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$ , która nie jest objęta mocami bilansującymi  $RR^G$ :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.55)$$

- (c) Dla  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$ , która jest objęta mocami bilansującymi  $RR^G$ :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} - COR_{t+1}^{RR} \quad (14.56)$$

gdzie:

$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^t}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [zł/MWh]

$CEB_t^{RR}$  – Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]

$COR_t^{RR}$  – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB<sup>RR</sup> aktywowanemu na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]

- (4) CRK<sup>PP</sup> dla pasm, dla których zachodzi warunek  $EB_{jtk}^{PP} \neq 0$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

- (4.1) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{PP} > 0$ :

$$CRK_{jtk}^{PP} = CWK_{jtk}^{PP} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.57)$$

- (4.2) W przypadku gdy  $EB_{jtk}^{PP} < 0$ :

$$CRK_{jtk}^{PP} = CWK_{jtk}^{PP} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.58)$$

gdzie:

$CRK_{jtk}^{PP}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{PP}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

$\Delta CEB_{jt}$  – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$ , wyznaczona zgodnie z pkt 14.7 [zł/MWh]

(5)  $CWK^{PP}$  jest wyznaczana według następujących zasad:

(5.1) Dla  $EB_{jtk}^{PP} < 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{PP}$  oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \quad (14.59)$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \max(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \quad (14.60)$$

(5.2) Dla  $EB_{jtk}^{PP} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{PP}$ , która nie jest objęta mocami bilansującymi, innymi niż zwolnione, dla typów rezerwy mocy w górę oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \quad (14.61)$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \quad (14.62)$$

(5.3) Dla  $EB_{jtk}^{PP} > 0$  w zakresie mocy pasma  $k$  odpowiadającej  $EB_{jtk}^{PP}$ , która jest objęta mocami bilansującymi, innymi niż zwolnione, dla typów rezerwy mocy w górę oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} - COR_t \quad (14.63)$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) - COR_t \quad (14.64)$$

gdzie:

$CWK_{jtk}^{PP}$  – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

- $CEB_t^{PP}$  – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]  
 $CSDAC_t$  – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB  $t$  [zł/MWh]  
 $COR_t$  – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- (6) Kwalifikacja energii bilansującej w ramach ZPG, z wyłączeniem energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR, jako zmiana swobodna albo zmiana wymuszona w ramach danego pasma, odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma (ZP). ZP jest równy zero ( $ZP = 0$ ) dla zmiany swobodnej oraz jest równy jeden ( $ZP = 1$ ) dla zmiany wymuszonej.
- (7) Wartość ZP dla danego pasma i danego OREB w zakresie odpowiadającym  $EB^{PP}$  jest ustalana na podstawie relacji pomiędzy ceną CDO, wyznaczoną zgodnie z pkt 14.2.4, oraz CKOEB, według następujących zasad:
- (7.1) Jeżeli  $CDO_{jtk} < CKOEB_t$ :
- (a)  $ZP_{jtk} = 0$  dla pasma  $k$ , dla którego  $EB_{jtk}^{PP} > 0$ ;
- (b)  $ZP_{jtk} = 1$  dla pasma  $k$ , dla którego  $EB_{jtk}^{PP} < 0$ ;
- (7.2) Jeżeli  $CDO_{jtk} > CKOEB_t$ :
- (a)  $ZP_{jtk} = 0$  dla pasma  $k$ , dla którego  $EB_{jtk}^{PP} < 0$ ;
- (b)  $ZP_{jtk} = 1$  dla pasma  $k$ , dla którego  $EB_{jtk}^{PP} > 0$ ;
- (7.3) Jeżeli  $CDO_{jtk} = CKOEB_t$  i pasmo  $k$  reprezentuje dostawę energii bilansującej na RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma  $k$  na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:
- (a)  $ZP_{jtk} = 0$  dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika  $WPD_t$  oraz  $EB_{jtk}^{PP}$ ;
- (b)  $ZP_{jtk} = 1$  dla pozostałego zakresu mocy pasma  $k$  odpowiadającego  $EB_{jtk}^{PP}$ ;
- (7.4) Jeżeli  $CDO_{jtk} = CKOEB$  i pasmo  $k$  reprezentuje odbiór energii bilansującej z RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma  $k$  na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:
- (a)  $ZP_{jtk} = 0$  dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika  $WPO_t$  oraz  $EB_{jtk}^{PP}$ ;
- (b)  $ZP_{jtk} = 1$  dla pozostałego zakresu mocy pasma  $k$  odpowiadającego  $EB_{jtk}^{PP}$ .
- gdzie:
- $ZP_{jtk}$  – Znacznik wykorzystania pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$
- $EB_{jtk}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]

- $CDO_{jtk}$  – Cena za dostawę albo odbiór energii dla pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $CEB_t^{PP}$  – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $WPD_t$  – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB  $t$  reprezentuje swobodną dostawę energii bilansującej na RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt (8)
- $WPO_t$  – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB  $t$  reprezentuje swobodny odbiór energii bilansującej z RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt (8)
- (8) Współczynniki WPD i WPO dotyczą odpowiednio  $EB^{PP} > 0$  oraz  $EB^{PP} < 0$  z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB i określają jaka część dostawy energii bilansującej na RB oraz odbioru energii bilansującej z RB z tych mocy ma charakter zmiany swobodnej. Współczynniki WPD i WPO dla OREB  $t$  są wyznaczane w następujący sposób:

(8.1) Współczynnik WPD:

$$WPD_t = \frac{WE_t^+}{\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}} \quad (14.65)$$

(8.2) Współczynnik WPO:

$$WPO_t = \frac{WE_t^-}{-\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}} \quad (14.66)$$

W przypadku gdy suma  $\sum_{j \in J} EB_{jtk}^{PP+}$  lub  $\sum_{j \in J} EB_{jtk}^{PP-}$  jest równa zero dla OREB  $t$ , to odpowiednio współczynnik  $WPD_t$  lub  $WPO_t$  jest równy zero.

gdzie:

- $WPD_t$  – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB  $t$  reprezentuje swobodną dostawę energii bilansującej na RB
- $WPO_t$  – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB  $t$  reprezentuje swobodny odbiór energii bilansującej z RB
- $WE_t^+$  – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB  $t$  z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt (9) [MWh]
- $WE_t^-$  – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB  $t$  z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt (10) [MWh]

- $EB_{jtk}^{PP+}$  – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB ( $EB^{PP} > 0$ ) przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]
- $EB_{jtk}^{PP-}$  – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB ( $EB^{PP} < 0$ ) przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]
- $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

- (9) Ilość energii bilansującej  $WE^+$  wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$WE_t^+ = \min \left( \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}; \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO+} \right) \quad (14.67)$$

gdzie:

- $WE_t^+$  – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB  $t$  z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB [MWh]
- $EB_{jtk}^{PP+}$  – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB ( $EB^{PP} > 0$ ) przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]
- $EB_{jtk}^{BPKD/BO+}$  – Energia bilansująca wymagana do aktywacji w planie BPKD/BO reprezentująca dostawę energii bilansującej przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]
- $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

- (10) Ilość energii bilansującej  $WE^-$  wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$WE_t^- = \min \left( - \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}; - \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO-} \right) \quad (14.68)$$

gdzie:

- $WE_t^-$  – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB  $t$  z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB [MWh]
- $EB_{jtk}^{PP-}$  – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB ( $EB^{PP} < 0$ ) przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]
- $EB_{jtk}^{BPKD/BO-}$  – Energia bilansująca wymagana do aktywacji w planie BPKD/BO reprezentująca odbiór energii bilansującej przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , dla pasma  $k$  z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

### 14.4.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

(1) Należność dla poszczególnych JG za energię bilansującą (NEB) dostarczoną lub odebraną na RB dla danego OREB jest wyznaczana dla:

(1.1) Energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR ( $NEB^{RR}$ );

(1.2) Energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR ( $NEB^{PP}$ ).

(2)  $NEB^{RR}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NEB_{jt}^{RR} = \sum_{k \in K_{jt}} \left( CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} \cdot EB_{jtk}^{RR^{t-1}} + CRK_{jtk}^{RR^t} \cdot EB_{jtk}^{RR^t} + CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} \cdot EB_{jtk}^{RR^{t+1}} \right) \quad (14.69)$$

gdzie:

$NEB_{jt}^{RR}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikającą z aktywacji na platformie RR [zł]

$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^t}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [zł/MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]

$EB_{jt}^{RR^t}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]

$K_{jt}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$

(3)  $NEB^{PP}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NEB_{jt}^{PP} = \sum_{k \in K_{jt}} CRK_{jtk}^{PP} \cdot EB_{jtk}^{PP} \quad (14.70)$$

gdzie:

$NEB_{jt}^{PP}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowaną poza platformą RR [zł]

$CRK_{jtk}^{PP}$  – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

$EB_{jtk}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla pasma  $k$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]

$K_{jt}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$

(4) NEB dla danej JG i danego OREB jest równa różnicy:

(4.1) Sumy:

(a) Należności za energię bilansującą JG dla danego OREB wynikającą z aktywacji na platformie RR;

(b) Należności za energię bilansującą JG dla danego OREB aktywowaną poza platformą RR;

oraz

(4.2) Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG dla danego OREB, wyznaczonej zgodnie z pkt 14.8.

$$NEB_{jt} = NEB_{jt}^{RR} + NEB_{jt}^{PP} - KEO_{jt} \quad (14.71)$$

gdzie:

$NEB_{jt}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]

$NEB_{jt}^{RR}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikającą z aktywacji na platformie RR [zł]

$NEB_{jt}^{PP}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowaną poza platformą RR [zł]

$KEO_{jt}$  – Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]

#### 14.4.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową ilość energii bilansującej dostarczonej na RB (EBD), jako suma dodatnich wartości energii bilansujących dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$EBD_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max(EB_{jt}; 0) \quad (14.72)$$

gdzie:

$EBD_{jd}$  – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

$EB_{jt}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$

(2) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową ilość energii bilansującej odebranej z RB (EBO), jako suma ujemnych wartości energii bilansujących dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$EBO_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max(-EB_{jt}; 0) \quad (14.73)$$

gdzie:



$EBO_{jd}$	– Energia bilansująca odebrana z RB przez JG $j$ określona dla doby handlowej $d$ [MWh]
$EB_{jt}$	– Energia bilansująca JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$T_d$	– Zbiór OREB doby handlowej $d$

#### 14.4.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBD), jako suma należności dla tych OREB danej doby handlowej, dla których JG dostarczała energię bilansującą na RB (dla których  $EB \geq 0$ ):

$$NEBD_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEB_{jt}^+ \quad (14.74)$$

$$NEB_{jt}^+ = \begin{cases} NEB_{jt} & \text{jeżeli } EB_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{jeżeli } EB_{jt} < 0 \end{cases} \quad (14.75)$$

gdzie:

$NEBD_{jd}$	– Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG $j$ określona dla doby handlowej $d$ [zł]
$NEB_{jt}^+$	– Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG $j$ dla OREB $t$ [zł]
$NEB_{jt}$	– Należność za energię bilansującą JG $j$ dla OREB $t$ [zł]
$EB_{jt}$	– Energia bilansująca JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$T_d$	– Zbiór OREB doby handlowej $d$

- (2) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBO), jako suma należności dla tych OREB danej doby handlowej, dla których JG odbierała energię bilansującą z RB (dla których  $EB < 0$ ):

$$NEBO_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEB_{jt}^- \quad (14.76)$$

$$NEB_{jt}^- = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli } EB_{jt} \geq 0 \\ -NEB_{jt} & \text{jeżeli } EB_{jt} < 0 \end{cases} \quad (14.77)$$

gdzie:

$NEBO_{jd}$	– Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG $j$ określona dla doby handlowej $d$ [zł]
$NEB_{jt}^-$	– Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG $j$ dla OREB $t$ [zł]
$NEB_{jt}$	– Należność za energię bilansującą JG $j$ dla OREB $t$ [zł]
$EB_{jt}$	– Energia bilansująca JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]
$T_d$	– Zbiór OREB doby handlowej $d$

#### 14.4.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobową za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBD), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBD_{jd} = \frac{NEBD_{jd}}{EBD_{jd}} \quad (14.78)$$

gdzie:

- $CEBD_{jd}$  – Cena dobową za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]  
 $NEBD_{jd}$  – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $EBD_{jd}$  – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

- (2) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobową za energię bilansującą odebraną z RB (CEBO), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBO_{jd} = \frac{NEBO_{jd}}{EBO_{jd}} \quad (14.79)$$

gdzie:

- $CEBO_{jd}$  – Cena dobową za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]  
 $NEBO_{jd}$  – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $EBO_{jd}$  – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

#### 14.4.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB (EBDE), jako suma energii bilansującej dostarczonej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$EBDE_{je} = \sum_{d \in D_e} EBD_{jd} \quad (14.80)$$

gdzie:

- $EBDE_{je}$  – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]  
 $EBD_{jd}$  – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

- (2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej odebranej z RB (EBOE), jako suma energii bilansującej odebranej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$EBOE_{je} = \sum_{d \in D_e} EBO_{jd} \quad (14.81)$$

gdzie:

- $EBOE_{je}$  – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]  
 $EBO_{jd}$  – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

#### 14.4.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBDE), jako suma należności NEBD z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NEBDE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEBD_{jd} \quad (14.82)$$

gdzie:

- $NEBDE_{je}$  – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]  
 $NEBD_{jd}$  – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

- (2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBOE), jako suma należności NEBO z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NEBOE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEBO_{jd} \quad (14.83)$$

gdzie:

- $NEBOE_{je}$  – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]  
 $NEBO_{jd}$  – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

### 14.4.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBDE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBDE_{je} = \frac{NEBDE_{je}}{EBDE_{je}} \quad (14.84)$$

gdzie:

- $CEBDE_{je}$  – Cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MWh]  
 $NEBDE_{je}$  – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]  
 $EBDE_{je}$  – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]

- (2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBOE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBOE_{je} = \frac{NEBOE_{je}}{EBOE_{je}} \quad (14.85)$$

gdzie:

- $CEBOE_{je}$  – Cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MWh]  
 $NEBOE_{je}$  – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]  
 $EBOE_{je}$  – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]

## 14.5 Rozliczenia mocy bilansujących

### 14.5.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

- (1) Przedmiotem rozliczenia JG dla poszczególnych okresów rozliczania mocy bilansujących równych OREB i typów rezerwy mocy, w zakresie których JG jest kwalifikowana do świadczenia, są:
- (1.1) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym;
  - (1.2) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym;
  - (1.3) Niedostarczona moc bilansująca, w podziale na:
    - (a) Niedostarczoną moc bilansującą, która została odtworzona;
    - (b) Niedostarczoną moc bilansującą, która nie została odtworzona.
- (2) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym (MBP) dla danej JG, należącej do danego DUB, i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy, na podstawie wyników RMB, o których mowa w pkt 10.2(4.4), oraz grafików mocy

bilansujących z przyjętego w ramach RBN PP dla JG. MBP danego typu rezerwy mocy dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana według następujących zasad:

(2.1) Dla mocy bilansujących  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$ ,  $mFRRd^D$ ,  $RR^G$  i  $RR^D$ :

$$MBP_{jt}^r = GMB_{jt}^r + MBPN_{jt}^r \quad (14.86)$$

(2.2) Dla mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $FCR^D$ :

(a) W przypadku gdy dla danej JG znacznik zakontraktowania mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$ , o którym mowa w pkt 8.6.1(17), ma wartość równą 0:

$$MBP_{jt}^r = GMB_{jt}^r + MBPN_{jt}^r \quad (14.87)$$

(b) W przypadku gdy dla danej JG znacznik zakontraktowania mocy bilansującej odpowiednio  $FCR^G$  lub  $FCR^D$ , o którym mowa w pkt 8.6.1(17), ma wartość równą 1:

$$MBP_{jt}^r = \left( MBP_t^r - \sum_{i \in ZJG \setminus \{j\}} GMB_{it}^r \right) \quad (14.88)$$

gdzie:

$MBP_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla ONMB<sup>P</sup> obejmującego OREB  $t$ , przypisana do JG  $j$  należącej do tego DUB [MW]

$MBP_t^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla ONMB<sup>P</sup> obejmującego OREB  $t$  [MW]

$MBPN_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$ , nabyta w trybie podstawowym od danego DUB dla ONMB<sup>P</sup> obejmującego OREB  $t$ , niezgłoszona w grafikach mocy bilansującej JG należących do tego DUB, przypisana na potrzeby rozliczeń do JG  $j$  należącej do tego DUB, określona z dokładnością do 1 MW [MW]

Wielkość MBPN typu  $r$  jest przypisywana do każdej JG danego DUB proporcjonalnie do maksymalnego zakresu rezerwy mocy typu  $r$  określonego w umowie przesyłania, przy uwzględnieniu wielkości mocy bilansującej w przyjętym grafiku mocy bilansującej danej JG, zgodnie z następującymi zasadami:

Jeżeli  $MBP_t^r - \sum_{i \in JG} GMB_{it}^r \leq 0$ :

$$MBPN_{jt}^r = 0$$

W przeciwnym przypadku:

$$MBPN_{jt}^r = \left( MBP_t^r - \sum_{i \in ZJG} GMB_{it}^r \right) \cdot \frac{P_j^{MaxZR,r} - GMB_{jt}^r}{\sum_{i \in ZJG} (P_i^{MaxZR,r} - GMB_{it}^r)}$$

Z zastrzeżeniem, że dla jednej z JG danego DUB wartość MBPN jest wyznaczana jako wartość domykająca:

$$MBPN_{jt}^r = MBP_t^r - \sum_{i \in ZJG} GMB_{it}^r - \sum_{i \in ZJG \setminus \{j\}} MBPN_{it}^r$$

- $GMB_{jt}^r$  – Grafik mocy bilansującej typu  $r$  z przyjętego w ramach RBN PP dla JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $P_j^{MaxZR,r}$  – Maksymalny zakres rezerwy mocy typu  $r$  możliwy do świadczenia przez JG  $j$  określony w umowie przesyłania [MW]
- $ZJG$  – Zbiór JG należących do danego DUB
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

(3) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym (MBU) dla danej JG i danego OREB, dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż RR, jest równa wielkości mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej na JG w ramach ZPG, zgodnie z pkt 10.3(3).

(4) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBPZ) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następujący sposób:

(4.1) Jeżeli wielkość nabytej mocy bilansującej z PPZ, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, jest równa 0 MW, to:

$$MBPZ_{jt}^r = 0 \text{ MW} \quad (14.89)$$

(4.2) W przeciwnym przypadku:

$$MBPZ_{jt}^r = MBP_{jt}^r \cdot \frac{MBZ_{jt}^r}{MBP_{jt}^r + MBU_{jt}^r} \quad (14.90)$$

gdzie:

- $MBPZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca JG  $j$  typu  $r$  nabyta w trybie podstawowym dla OREB  $t$ , zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określona z dokładnością do 1 MW [MW]
- $MBP_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB  $t$  przypisana do JG  $j$  należącej do tego DUB [MW]
- $MBU_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  na JG  $j$  [MW]  
Wielkości  $MBU_{jt}^{RR^G}$  i  $MBU_{jt}^{RR^D}$  są równe 0 MW dla każdej JG  $j$  i OREB  $t$
- $MBZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca nabyta JG  $j$  typu  $r$ , zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy dla OREB  $t$ , określona w PPZ [MW]
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

- (5) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBUZ) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż  $RR^G$  i  $RR^D$  w następujący sposób:

$$MBUZ_{jt}^r = MBZ_{jt}^r - MBPZ_{jt}^r \quad (14.91)$$

gdzie:

- $MBUZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca JG  $j$  typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$ , zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określona z dokładnością do 1 MW [MW]
- $MBZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca nabyta JG  $j$  typu  $r$ , zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy dla OREB  $t$ , określona w PPZ [MW]
- $MBPZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca JG  $j$  typu  $r$  nabyta w trybie podstawowym dla OREB  $t$ , zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$

- (6) Niedostarczona moc bilansująca (MBN) danego typu rezerwy mocy nabytej na JG dla danego OREB jest równa różnicy między:

- (6.1) Sumą mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie podstawowym oraz w trybie uzupełniającym na JG dla danego OREB; oraz
- (6.2) Mocą bilansującą dostarczoną danego typu rezerwy mocy przez JG i dla danego OREB, wyznaczoną zgodnie z pkt 14.3.3.

$$MBN_{jt}^r = MBP_{jt}^r + MBU_{jt}^r - MBD_{jt}^r \quad (14.92)$$

gdzie:

- $MBN_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla OREB  $t$  dla JG  $j$  [MW]
- $MBP_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB  $t$  przypisana do JG  $j$  należącej do tego DUB [MW]
- $MBU_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  na JG  $j$  [MW]
- $MBD_{jt}^r$  – Moc bilansująca dostarczona typu  $r$  dla OREB  $t$  dla JG  $j$  [MW]
- $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

- (7) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy przez daną JG jest oznaczana jako niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona (MBNO), jeżeli została odtworzona na innych JG, przy uwzględnieniu zasad, o których mowa w pkt (8).

- (8) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy, innego niż  $RR^G$  i  $RR^D$ , jest oznaczana jako odtworzona według następujących zasad:
- (8.1) MBN danej JG może zostać oznaczona jako MBNO wyłącznie w przypadku nabycia mocy bilansujących tego samego typu rezerwy mocy w trybie uzupełniającym, w ramach iteracji ZPG uruchomionych po wystąpieniu MBN na danej JG;
- (8.2) Moc bilansująca nabyta na JG danego DUB jest w pierwszej kolejności wykorzystywana do oznaczenia MBN innych JG tego DUB jako MBNO, proporcjonalnie do wielkości MBN tych JG;
- (8.3) Moc bilansująca nabyta na JG danego DUB, z zastrzeżeniem pkt (8.2), jest wykorzystywana do oznaczenia MBN JG innych DUB jako MBNO, proporcjonalnie do wielkości MBN tych JG.
- (9) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy przez daną JG jest oznaczana jako niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona (MBNN), jeżeli nie została odtworzona na innych JG:

$$MBNN_{jt}^r = MBN_{jt}^r - MBNO_{jt}^r \quad (14.93)$$

gdzie:

$MBNN_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG [MW]

$MBN_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla OREB  $t$  dla JG  $j$  [MW]

$MBNO_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która została odtworzona na innych JG [MW]

Wielkości  $MBNO_{jt}^{RR^G}$  i  $MBNO_{jt}^{RR^D}$  są równe 0 MW dla każdej JG  $j$  i OREB  $t$

$R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:

$$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$$

- (10) MBNN danego typu rezerwy mocy na danej JG objęta energią odchylenia (MBNNO) jest wyznaczana według następujących zasad, z zastrzeżeniem postanowień pkt (11):

- (10.1) Jeżeli  $EO_{jt}$  dla OREB  $t$  jest większa od zera ( $EO_{jt} > 0$  MWh), to:

$$MBNNO_{jt}^r = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^G \quad (14.94)$$

$$MBNNO_{jt}^r = \max(0; \min(MBA_{jt}^r - MBW_{jt}^r; MBNN_{jt}^r)) \quad \text{dla} \quad r \in R^D \quad (14.95)$$

- (10.2) Jeżeli  $EO_{jt}$  dla OREB  $t$  jest mniejsza od zera ( $EO_{jt} < 0$  MWh), to:

$$MBNNO_{jt}^r = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^D \quad (14.96)$$

$$MBNNO_{jt}^r = \max(0; \min(MBA_{jt}^r - MBW_{jt}^r; MBNN_{jt}^r)) \quad \text{dla} \quad r \in R^G \quad (14.97)$$

- (10.3) Jeżeli  $EO_{jt}$  dla OREB  $t$  jest równa zero ( $EO_{jt} = 0$  MWh), to:



$$MBNNO_{jt}^r = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^G \cup R^D \quad (14.98)$$

gdzie:

- $EO_{jt}$  – Energia odchylenia JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $MBNNO_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia [MW]  
 $MBA_{jt}^r$  – Moc bilansująca aktywowana typu  $r$  JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $MBW_{jt}^r$  – Moc bilansująca wykonana typu  $r$  JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]  
 $R^G$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy w górę:  
 $R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G, RR^G\}$   
 $R^D$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy w dół:  
 $R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D, RR^D\}$

(11) Jeżeli jest spełniony warunek:

$$\sum_{r \in R} MBNNO_{jt}^r > \frac{|EO_{jt}|}{\Delta t} \quad (14.99)$$

to wielkości MBNNO wyznaczone zgodnie z pkt (10.1) i (10.2) są dodatkowo mnożone przez współczynnik wyznaczony jak niżej, z uwzględnieniem, że suma tak skorygowanych MBNNO musi być równa wartości bezwzględnej EO:

$$WR_{jt} = \frac{|EO_{jt}|}{\sum_{r \in R} MBNNO_{jt}^r \cdot \Delta t} \quad (14.100)$$

gdzie:

- $WR_{jt}$  – Współczynnik korekty wielkości MBNNO JG  $j$  dla OREB  $t$   
 $MBNNO_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia, wyznaczona zgodnie z pkt (10) [MW]  
 $EO_{jt}$  – Energia odchylenia JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB  $t$  [h]  
 $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

## 14.5.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB

(1) Rozliczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie podstawowym dla danego OREB, która:

- (1.1) Nie została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według CMBP dla tego typu rezerwy mocy i ONMB<sup>P</sup> obejmującego dany OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(1);  
(1.2) Została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:

- (a) CMBP dla tego typu rezerwy mocy i tego ONMB<sup>P</sup>, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(1);
  - (b) CMBZ dla tego typu rezerwy mocy dla danej JG i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt (3).
- (2) Rozliczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie uzupełniającym dla danego OREB, która:
- (2.1) Nie została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według CMBU dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(2);
  - (2.2) Została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:
    - (a) CMBU dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(2);
    - (b) CMBZ dla tego typu rezerwy mocy dla danej JG i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt (3).
- (3) Cena mocy bilansujących zastępujących moc (CMBZ) danego typu rezerwy mocy dla danej JG i danego OREB jest równa średniej z CMBU dla mocy bilansujących innego typu rezerwy mocy nabytych w trybie uzupełniającym dla tej JG i OREB, ważonej wielkościami tych mocy bilansujących.
- (4) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która została odtworzona, odbywa się według CMBNO dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(3).
- (5) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona oraz nie była objęta energią odchylenia, odbywa się według CMBNN dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(4).
- (6) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona oraz była objęta energią odchylenia, odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:
- (6.1) CMBNN dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(4);
  - (6.2) CEO dla tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 14.8(5).

### 14.5.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

- (1) Należność NMBP dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie podstawowym dla danego OREB jest równa:

$$\begin{aligned}
 NMBP_{jt}^r &= CMBP_t^r \cdot (MBP_{jt}^r - MBPZ_{jt}^r) \cdot \Delta t \\
 &\quad + \max(0; CMBP_t^r - CMBZ_{jt}^r) \cdot MBPZ_{jt}^r \cdot \Delta t
 \end{aligned}
 \tag{14.101}$$

gdzie:

- $NMBP_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  nabytą w trybie podstawowym dla OREB  $t$  [zł]
- $CMBP_t^r$  – Cena mocy bilansującej typu  $r$  nabytej w trybie podstawowym dla OREB  $t$  [zł/MW-h]
- $CMBZ_{jt}^r$  – Cena mocy bilansujących zastępujących moc typu  $r$  dla JG  $j$  i OREB  $t$  [zł/MW-h]
- $MBP_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB  $t$  przypisana do JG  $j$  należącej do tego DUB [MW]
- $MBPZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca JG  $j$  typu  $r$  nabyta w trybie podstawowym dla OREB  $t$  zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

- (2) Należność NMBU dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy innego niż  $RR^G$  i  $RR^D$  nabytą w trybie uzupełniającym dla danego OREB jest równa:

$$NMBU_{jt}^r = CMBU_t^r \cdot (MBU_{jt}^r - MBUZ_{jt}^r) \cdot \Delta t + \max(0; CMBU_t^r - CMBZ_{jt}^r) \cdot MBUZ_{jt}^r \cdot \Delta t \quad (14.102)$$

gdzie:

- $NMBU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  nabytą w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  [zł]
- $CMBU_t^r$  – Cena mocy bilansującej typu  $r$  nabytej w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  [zł/MW-h]
- $CMBZ_{jt}^r$  – Cena mocy bilansujących zastępujących moc typu  $r$  dla JG  $j$  i OREB  $t$  [zł/MW-h]
- $MBU_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]
- $MBUZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca JG  $j$  typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$

- (3) Opłata OMBNO dla danej JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy innego niż  $RR^G$  i  $RR^D$  dla danego OREB, która została odtworzona na innych JG, jest równa:

$$OMBNO_{jt}^r = CMBNO_t^r \cdot MBNO_{jt}^r \cdot \Delta t \quad (14.103)$$

gdzie:

- $OMBNO_{jt}^r$  – Opłata JG  $j$  za niedostarczoną moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$ , która została odtworzona na innych JG [zł]
- $CMBNO_t^r$  – Cena niedostarczonej mocy bilansującej typu  $r$  dla OREB  $t$ , która została odtworzona na innych JG [zł/MW-h]
- $MBNO_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  przez JG  $j$  w OREB  $t$ , która została odtworzona na innych JG [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]
- $R$  – Zbiór typów  $r$  rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$

- (4) Opłata OMBNN dla danej JG  $j$  za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona na innych JG, jest równa:

$$OMBNN_{jt}^r = CMBNN_t^r \cdot (MBNN_{jt}^r - MBNNO_{jt}^r) \cdot \Delta t + \max(0; CMBNN_t^r - CEO_t) \cdot MBNNO_{jt}^r \cdot \Delta t \quad (14.104)$$

gdzie:

- $OMBNN_{jt}^r$  – Opłata JG  $j$  za niedostarczoną moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG [zł]
- $CMBNN_t^r$  – Cena niedostarczonej mocy bilansującej typu  $r$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG [zł/MW-h]
- $CEO_t$  – Cena energii odchylenia dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $MBNN_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG [MW]
- $MBNNO_{jt}^r$  – Niedostarczona moc bilansująca typu  $r$  dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]
- $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

- (5) Należność NMBPU dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB jest równa różnicy:

(5.1) Sumy:

- (a) Należności dla JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie podstawowym dla danego OREB;
- (b) Należności dla JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie uzupełniającym dla danego OREB;

oraz

(5.2) Sumy:

- (a) Opłaty JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która została odtworzona na innych JG;

- (b) Opłaty JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona na innych JG.

$$NMBPU_{jt}^r = (NMBP_{jt}^r + NMBU_{jt}^r) - (OMBNO_{jt}^r + OMBNN_{jt}^r) \quad (14.105)$$

gdzie:

- $NMBPU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$  [zł]  
 $NMBP_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  nabytą w trybie podstawowym dla OREB  $t$  [zł]  
 $NMBU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  nabytą w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  [zł]  
 $OMBNO_{jt}^r$  – Opłata JG  $j$  za niedostarczoną moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$ , która została odtworzona na innych JG [zł]  
 $OMBNN_{jt}^r$  – Opłata JG  $j$  za niedostarczoną moc bilansującą typu  $r$  przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , która nie została odtworzona na innych JG [zł]  
 $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

#### 14.5.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową wielkość mocy bilansującej (MBPUD) danego typu rezerwy mocy, jako suma wielkości nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$MBPUD_{jd}^r = \sum_{t \in T_d} (MBP_{jt}^r + MBU_{jt}^r) \cdot \Delta t \quad (14.106)$$

gdzie:

- $MBPUD_{jd}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]  
 $MBP_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta w trybie podstawowym dla OREB  $t$  na JG  $j$  [MW]  
 $MBU_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB  $t$  na JG  $j$  [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]  
 $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$   
 $T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$

### 14.5.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność (NMBPUD) za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy, jako suma należności za moc bilansującą tego typu rezerwy mocy dla OREB danej doby handlowej:

$$NMBPUD_{jd}^r = \sum_{t \in T_d} NMBPU_{jt}^r \quad (14.107)$$

gdzie:

$NMBPUD_{jd}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla doby handlowej  $d$  [zł]

$NMBPU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$  [zł]

$R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:

$$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$$

$T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$

### 14.5.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobową za moc bilansującą (CMBPUD) danego typu rezerwy mocy, pod warunkiem niezerowej wartości tej mocy:

$$CMBPUD_{jd}^r = \frac{NMBPUD_{jd}^r}{MBPUD_{jd}^r} \quad (14.108)$$

gdzie:

$CMBPUD_{jd}^r$  – Cena dobową za moc bilansującą typu  $r$  dla JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MW-h]

$NMBPUD_{jd}^r$  – Należność za moc bilansującą typu  $r$  dla JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł]

$MBPUD_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]

$R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:

$$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$$

### 14.5.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa wielkość mocy bilansującej (MBPUE) danego typu rezerwy mocy, jako suma wielkości mocy bilansującej tego typu rezerwy mocy dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$MBPUE_{je}^r = \sum_{d \in D_e} MBPUD_{jd}^r \quad (14.109)$$

gdzie:

$MBPUE_{je}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  JG  $j$  dla dekady  $e$  [MW-h]

$MBPUD_{jd}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]

- $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$
- $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

#### 14.5.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za moc bilansującą (NMBPUE) danego typu rezerwy mocy, jako suma należności za moc bilansującą tego typu rezerwy mocy z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NMBPUE_{je}^r = \sum_{d \in D_e} NMBPUD_{jd}^r \quad (14.110)$$

gdzie:

- $NMBPUE_{je}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla dekady  $e$  [zł]
- $NMBPUD_{jd}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$
- $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

#### 14.5.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za moc bilansującą (CMBPUE) danego typu rezerwy mocy, pod warunkiem niezerowej wartości tej mocy:

$$CMBPUE_{je}^r = \frac{NMBPUE_{je}^r}{MBPUE_{je}^r} \quad (14.111)$$

gdzie:

- $CMBPUE_{je}^r$  – Cena dekadowa za moc bilansującą typu  $r$  dla JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MW-h]
- $NMBPUE_{je}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla dekady  $e$  [zł]
- $MBPUE_{je}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  JG  $j$  dla dekady  $e$  [MW-h]
- $R$  – Zbiór nabywanych typów  $r$  rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

### 14.6 Rozliczenia rezerwy operacyjnej

#### 14.6.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

- (1) Przedmiotem rozliczenia jest rezerwa operacyjna JG w podziale na:
- (1.1) Rezerwę operacyjną JG wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR (ROR<sup>RR</sup>);

- (1.2) Rezerwę operacyjną JG, ponad wielkość rezerwy operacyjnej z pkt (1.1), nieobjętą dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane ( $ROR^{PP}$ ).
- (2)  $ROR^{RR}$  dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana na podstawie energii bilansującej danej JG wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego, poprzedniego i następującego OREB, w następujący sposób:

$$ROR_{jt}^{RR} = ROR_{jt}^{RR^{t-1}} + ROR_{jt}^{RR^t} + ROR_{jt}^{RR^{t+1}} \quad (14.112)$$

$$ROR_{jt}^{RR^{t-1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t-1}}}{\Delta t}\right) \quad (14.113)$$

$$ROR_{jt}^{RR^t} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^t}}{\Delta t}\right) \quad (14.114)$$

$$ROR_{jt}^{RR^{t+1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t+1}}}{\Delta t}\right) \quad (14.115)$$

gdzie:

- $ROR_{jt}^{RR}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^t}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t$  [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  dla OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MW]
- $EB_{jt}^{RR}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$ ,  $t$  oraz  $t+1$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^t}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]



(3)  $ROR^{PP}$  dla danej JG i danego OREB jest równa nieujemnej różnicy:

(3.1) Rezerwy operacyjnej danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt 12.2, nieobjętej dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane (ROR); oraz

(3.2)  $ROR^{RR}$  danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt (2);  
wyznaczonej zgodnie z następującym wzorem:

$$ROR_{jt}^{PP} = \max(0; ROR_{jt} - ROR_{jt}^{RR}) \quad (14.116)$$

$$ROR_{jt} = \max\left(0; RO_{jt} - \sum_{r \in R^G} (MBD_{jt}^r - MBZ_{jt}^r - MBZW_{jt}^r) + \max\left(0; \min\left(EB_{jt}; \sum_{r \in R} MBW_{jt}^r\right)\right)\right) \quad (14.117)$$

gdzie:

$ROR_{jt}^{PP}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]

$ROR_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]

$ROR_{jt}^{RR}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [MW]

$RO_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBD_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  dostarczona przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBZ_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  zastąpiona na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBZW_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  zwolniona na JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$MBW_{jt}^r$  – Moc bilansująca typu  $r$  wykonana przez JG  $j$  dla OREB  $t$  [MW]

$EB_{jt}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$R^G$  – Zbiór typów rezerwy mocy w górę:

$$R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G, RR^G\}$$

$R$  – Zbiór typów rezerwy:

$$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$$

## 14.6.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB

(1) Rozliczenie rezerwy operacyjnej danej JG dla danego OREB odbywa się według następujących cen:

(1.1) Ceny  $COR^{sRR}$  wyznaczonej w następujący sposób, pod warunkiem niezerowej wartości  $ROR^{RR}$ :

$$COR_{jt}^{SRR} = \frac{ROR_{jt}^{RR^{t-1}} \cdot COR_{t-1}^{RR} + ROR_{jt}^{RR^t} \cdot COR_t^{RR} + ROR_{jt}^{RR^{t+1}} \cdot COR_{t+1}^{RR}}{ROR_{jt}^{RR}} \quad (14.118)$$

gdzie:

- $COR_{jt}^{SRR}$  – Cena rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [zł/MWh]
- $COR_t^{RR}$  – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB<sup>RR</sup> aktywowanemu na platformie RR dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $ROR_{jt}^{RR}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  w OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^t}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  w OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t$  [MW]
- $ROR_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG  $j$  w OREB  $t$ , w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MW]

(1.2) Ceny COR wyznaczonej w sposób określony w pkt 12.5(1).

### 14.6.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

- (1) Należność za rezerwę operacyjną ( $NRO^{RR}$ ) danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR jest równa:

$$NRO_{jt}^{RR} = \min(ROR_{jt}^{RR}; ROR_{jt}) \cdot COR_{jt}^{SRR} \cdot \Delta t + \max(0; ROR_{jt}^{RR} - ROR_{jt}) \cdot \max(0; COR_{jt}^{SRR} - COR_t) \cdot \Delta t \quad (14.119)$$

gdzie:

- $NRO_{jt}^{RR}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  podlegającą rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [zł]
- $COR_{jt}^{SRR}$  – Cena rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [zł/MWh]
- $COR_t$  – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB  $t$  [zł/MWh]

- $ROR_{jt}^{RR}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [MW]
- $ROR_{jt}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

- (2) Należność za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR ( $NRO^{PP}$ ) jest równa:

$$NRO_{jt}^{PP} = COR_t \cdot ROR_{jt}^{PP} \cdot \Delta t \quad (14.120)$$

gdzie:

- $NRO_{jt}^{PP}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  podlegającą rozliczeniu dla OREB  $t$ , niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [zł]
- $COR_t$  – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $ROR_{jt}^{PP}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

- (3) Należność za rezerwę operacyjną ( $NRO$ ) danej JG dla danego OREB jest równa sumie:

- (3.1) Należności za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR;
- (3.2) Należności za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR:

$$NRO_{jt} = NRO_{jt}^{RR} + NRO_{jt}^{PP} \quad (14.121)$$

gdzie:

- $NRO_{jt}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $NRO_{jt}^{RR}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  podlegającą rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [zł]
- $NRO_{jt}^{PP}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  podlegającą rozliczeniu dla OREB  $t$ , niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [zł]

#### 14.6.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowo wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej (RORD), jako suma wielkości rezerwy operacyjnej podlegającej rozliczeniu dla OREB danej doby handlowej:

$$RORD_{jd} = \sum_{t \in T_d} (ROR_{jt}^{PP} + ROR_{jt}^{RR}) \cdot \Delta t \quad (14.122)$$

gdzie:

- $RORD_{jd}$  – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]
- $ROR_{jt}^{PP}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]
- $ROR_{jt}^{RR}$  – Rezerwa operacyjna JG  $j$  podlegająca rozliczeniu dla OREB  $t$ , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR [MW]
- $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]
- $T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$

#### 14.6.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność za rezerwę operacyjną (NROD), jako suma należności za rezerwę operacyjną dla OREB danej doby handlowej:

$$NROD_{jd} = \sum_{t \in T_d} NRO_{jt} \quad (14.123)$$

gdzie:

- $NROD_{jd}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $NRO_{jt}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$

#### 14.6.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

- (1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobową rezerwy operacyjnej (CORD), pod warunkiem niezerowej wartości tej rezerwy:

$$CORD_{jd} = \frac{NROD_{jd}}{RORD_{jd}} \quad (14.124)$$

gdzie:

- $CORD_{jd}$  – Cena dobową rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MW-h]
- $NROD_{jd}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $RORD_{jd}$  – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]

### 14.6.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej (RORE), jako suma wielkości rozliczanej rezerwy operacyjnej dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$RORE_{je} = \sum_{d \in D_e} RORD_{jd} \quad (14.125)$$

gdzie:

- $RORE_{je}$  – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla dekady  $e$  [MW-h]  
 $RORD_{jd}$  – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [MW-h]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

### 14.6.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za rezerwę operacyjną (NROE), jako suma należności za rezerwę operacyjną dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$NROE_{je} = \sum_{d \in D_e} NROD_{jd} \quad (14.126)$$

gdzie:

- $NROE_{je}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł]  
 $NROD_{jd}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

### 14.6.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

- (1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa rezerwy operacyjnej (CORE), pod warunkiem niezerowej wartości tej rezerwy:

$$CORE_{je} = \frac{NROE_{je}}{RORE_{je}} \quad (14.127)$$

gdzie:

- $CORE_{je}$  – Cena dekadowa rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MW-h]  
 $NROE_{je}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla dekady  $e$  [zł]  
 $RORE_{je}$  – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG  $j$  dla dekady  $e$  [MW-h]

## 14.7 Korekty uzupełniające cen energii bilansującej

- (1) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej (korekta uzupełniająca) jest wyznaczana dla każdej JG na podstawie:
  - (1.1) Wartości rozliczeń energii bilansującej bez korekty uzupełniającej oraz, w określonych przypadkach, wartości rozliczeń mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej;
  - (1.2) Kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej;
  - (1.3) Zmiany kosztów uruchomień  $JG_{W1}$  na skutek poleceń OSP.
- (2) OSP wyznacza wartość korekty uzupełniającej dla danej JG w podziale na grupy OREB w danej dobie handlowej, określone zgodnie z pkt (3)-(6).
- (3) Dla  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$  wartość korekty uzupełniającej jest wyznaczana indywidualnie dla każdego OREB danej doby handlowej, tj. każdy OREB stanowi osobną grupę.
- (4) Dla  $JG_{W1}$ , dla której zgodnie z pkt 14.9.5, ceny za uruchomienie dla danej doby handlowej są większe niż 0 zł, podział OREB danej doby na grupy jest określany według następujących zasad:
  - (4.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  z PPZ i PPS jest równy  $P$  dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;
  - (4.2) Wszystkie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (4.1), tworzą jedną grupę.
- (5) Dla  $JG_{W1}$ , dla której nie są wyznaczane ceny za uruchomienie dla danej doby handlowej lub ceny te są równe 0 zł, podział OREB danej doby handlowej na grupy jest określany według następujących zasad:
  - (5.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  z PPZ i PPS jest równy  $P$  dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;
  - (5.2) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan  $JG_{W1}$  z PPS dla danego OREB i stan  $JG_{W1}$  dla sąsiednich OREB nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej  $JG_{W1}$ .

Stan  $JG_{W1}$  dla danego OREB jest zależny od sąsiedniego OREB ze względu na parametry techniczne  $JG_{W1}$ , w przypadku gdy:

    - (a) Dla danego OREB stan  $JG_{W1}$  jest równy  $U^G$ ,  $U^C$ ,  $U^Z$  lub  $U^D$  i czas uruchamiania jest dłuższy niż 15 min lub minimalny czas pracy  $JG_{W1}$  jest różny od 0;
    - (b) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy  $JG_{W1}$ ;
    - (c) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas postoju  $JG_{W1}$  po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego;
  - (5.3) Następujące po sobie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (5.1) i (5.2), tworzą jedną grupę.

- (6) Dla  $JG_{MI}$  podział OREB danej doby handlowej na grupy jest określany według następujących zasad:
- (6.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego:
- Stan  $JG_{MI}$  z PPZ i PPS jest równy  $P^G$  dla co najmniej jednego OPCR danego OREB; albo
  - Stan  $JG_{MI}$  z PPZ i PPS jest równy  $P^P$  dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;
- (6.2) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan  $JG_{MI}$  z PPS dla danego OREB i stan  $JG_{MI}$  dla sąsiednich OREB nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej  $JG_{MI}$ .
- Stan  $JG_{MI}$  dla danego OREB jest zależny od sąsiedniego OREB ze względu na parametry techniczne  $JG_{MI}$ , w przypadku gdy:
- Dla danego OREB stan  $JG_{MI}$  jest równy  $U^G$  albo  $U^P$  i minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  odpowiednio w kierunku generacji albo poboru jest różny od 0;
  - Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  w kierunku generacji;
  - Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy  $JG_{MI}$  w kierunku poboru;
  - Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas postoju  $JG_{MI}$ ;
  - Stan  $JG_{MI}$  z PPZ jest równy  $U^G$  albo  $P^G$ , stan  $JG_{MI}$  z PPS jest równy  $R$  i dla danego OREB nie było możliwe uruchomienie  $JG_{MI}$  w kierunku generacji ze względu na maksymalną liczbę uruchomień  $JG_{MI}$  do pracy w kierunku generacji w dobie;
  - Stan  $JG_{MI}$  z PPZ jest równy  $U^P$  albo  $P^P$ , stan  $JG_{MI}$  z PPS jest równy  $R$  i dla danego OREB nie było możliwe uruchomienie  $JG_{MI}$  w kierunku poboru ze względu na maksymalną liczbę uruchomień  $JG_{MI}$  do pracy w kierunku poboru w dobie;
- (6.3) Następujące po sobie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (6.1) i (6.2), tworzą jedną grupę.
- (7) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej ( $\Delta CEB$ ) dla danego OREB jest równa wartości korekty uzupełniającej cen energii bilansującej dla grupy OREB, do której należy ten OREB.
- (8) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej ( $\Delta CEB$ ) dla danej JG i danej grupy OREB, za wyjątkiem przypadku, o którym mowa w pkt (4.2), jest wyznaczana w następujący sposób, pod warunkiem niezerowej sumy wartości bezwzględnych energii bilansującej:

$$\Delta CEB_{jg} = \frac{\max\left(0; \sum_{t \in T_{jg}} (KEB_{jt} - NKU_{jt})\right)}{\sum_{t \in T_{jg}} (|EB_{jt}^{PP}| + |EB_{jt}^{RR^{t-1}}| + |EB_{jt}^{RR^t}| + |EB_{jt}^{RR^{t+1}}|)} \quad (14.128)$$

gdzie:

- $\Delta CEB_{jg}$  – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG  $j$  dla grupy OREB  $g$  [zł/MWh]
- $KEB_{jt}$  – Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $NKU_{jt}$  – Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $EB_{jt}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^t}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]
- $T_{jg}$  – Grupa OREB  $g$  dla JG  $j$

- (9) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej ( $\Delta CEB$ ) dla danej JG<sub>w1</sub> i danej grupy OREB, w przypadku o którym mowa w pkt (4.2), jest wyznaczana w następujący sposób, pod warunkiem niezerowej sumy wartości bezwzględnych energii bilansującej:

$$\Delta CEB_{jg} = \frac{\max\left(\min(0; \Delta KU_{jg}); \sum_{t \in T_{jg}} (KEB_{jt} - NKU_{jt}) + \Delta KU_{jg}\right)}{\sum_{t \in T_{jg}} (|EB_{jt}^{PP}| + |EB_{jt}^{RR^{t-1}}| + |EB_{jt}^{RR^t}| + |EB_{jt}^{RR^{t+1}}|)} \quad (14.129)$$

gdzie:

- $\Delta CEB_{jg}$  – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG  $j$  dla grupy OREB  $g$  [zł/MWh]
- $KEB_{jt}$  – Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $NKU_{jt}$  – Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $\Delta KU_{jg}$  – Różnica kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ dla JG  $j$  dla grupy OREB  $g$  [zł]
- $EB_{jt}^{PP}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^t}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]
- $EB_{jt}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]
- $T_{jg}$  – Grupa OREB  $g$  dla JG  $j$



- (10) Koszt dostawy lub odbioru energii bilansującej (KEB) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczany według następujących zasad:

$$KEB_{jt} = KEB_{jt}^{DbCOR} + KEB_{jt}^{DRRzCOR} + KEB_{jt}^{DPPzCOR} + KEB_{jt}^O + KEB_{jt}^{DRR\_BG} + KEB_{jt}^{DPP\_BG} + KEB_{jt}^{ORR\_BG} + KEB_{jt}^{OPP\_BG} \quad (14.130)$$

- (10.1) Dla dostawy energii bilansującej na RB zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) i (10.6) oraz (ii) która nie podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt  $KEB^{DbCOR}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DbCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DbCOR}} (\min(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}) \cdot \max(0; EB_{jtk})) \quad (14.131)$$

- (10.2) Dla dostawy energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) oraz (ii) która podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt  $KEB^{DRRzCOR}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DRRzCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DRRzCOR}} \left( (\min(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}) + COR_{j,t-1}^{RR}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}) + (\min(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}) + COR_{jt}^{RR}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^t}) + (\min(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}) + COR_{j,t+1}^{RR}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}) \right) \quad (14.132)$$

- (10.3) Dla dostawy energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc o której mowa w pkt (10.6) oraz (ii) która podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt  $KEB^{DPPzCOR}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DPPzCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DPPzCOR}} (\min(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}) + COR_t) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{PP}) \quad (14.133)$$

- (10.4) Dla odbioru energii bilansującej z RB zrealizowanego z mocy innej niż moc, o której mowa w pkt (10.7) i (10.8), koszt  $KEB^O$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^O = \sum_{k \in K_{jt}^O} \max(CWO_{jtk}, CDO_{jtk}) \cdot \min(0; EB_{jtk}) \quad (14.134)$$

- (10.5) Dla dostawy energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt  $KEB^{DRR\_BG}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$\begin{aligned}
KEB_{jt}^{DRR\_BG} = & \sum_{k \in K_{jt}^{DRR\_BG}} \left( \min(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}) \right. \\
& + \min(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^t}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^t}) \\
& \left. + \min(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}) \right) \quad (14.135)
\end{aligned}$$

- (10.6) Dla dostawy energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt  $KEB_{jt}^{DPP\_BG}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DPP\_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{DPP\_BG}} \min(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{PP}) \cdot \max(0; EB_{jtk}^{PP}) \quad (14.136)$$

- (10.7) Dla odbioru energii bilansującej z RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt  $KEB_{jt}^{ORR\_BG}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$\begin{aligned}
KEB_{jt}^{ORR\_BG} = & \sum_{k \in K_{jt}^{ORR\_BG}} \left( \max(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}) \cdot \min(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}) \right. \\
& + \max(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^t}) \cdot \min(0; EB_{jtk}^{RR^t}) \\
& \left. + \max(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}) \cdot \min(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}) \right) \quad (14.137)
\end{aligned}$$

- (10.8) Dla odbioru energii bilansującej z RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt  $KEB_{jt}^{OPP\_BG}$  jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{OPP\_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{OPP\_BG}} \max(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{PP}) \cdot \min(0; EB_{jtk}^{PP}) \quad (14.138)$$

gdzie:

- $KEB_{jt}$  – Koszt dostawy lub odbioru energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $KEB_{jt}^{DbCOR}$  – Koszt dostawy energii bilansującej dla JG  $j$  OREB  $t$  z pasm mocy  $K_{jt}^{DbCOR}$  [zł]
- $KEB_{jt}^{DRRzCOR}$  – Koszt dostawy energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  z pasm mocy  $K_{jt}^{DRRzCOR}$  [zł]
- $KEB_{jtk}^{DPPzCOR}$  – Koszt dostawy energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  z pasm mocy  $K_{jtk}^{DPPzCOR}$  [zł]
- $KEB_{jtk}^O$  – Koszt odbioru energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  z pasm mocy  $K_{jtk}^O$  [zł]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$KEB_{jt}^{DRR\_BG}$	– Koszt dostawy energii bilansującej JG $j$ dla OREB $t$ z pasm mocy $K_{jt}^{DRR\_BG}$ [zł]
$KEB_{jt}^{DPP\_BG}$	– Koszt dostawy energii bilansującej JG $j$ dla OREB $t$ z pasm mocy $K_{jt}^{DPP\_BG}$ [zł]
$KEB_{jt}^{ORR\_BG}$	– Koszt odbioru energii bilansującej JG $j$ dla OREB $t$ z pasm mocy $K_{jt}^{ORR\_BG}$ [zł]
$KEB_{jt}^{OPP\_BG}$	– Koszt odbioru energii bilansującej JG $j$ dla OREB $t$ z pasm mocy $K_{jt}^{OPP\_BG}$ [zł]
$CWD_{jtk}$	– Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla pasma $k$ JG $j$ dla OREB $t$ [zł/MWh] W przypadku JG <sub>M1</sub> i JG <sub>M2</sub> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dla pasma <math>k</math> w kierunku generacji <math>CWD_{jtk} = CWD_{jt}^G</math>;</li> <li>• Dla pasma <math>k</math> w kierunku poboru <math>CWD_{jtk} = CWD_{jt}^L</math></li> </ul> W przypadku JG <sub>0</sub> , JG <sub>Z3</sub> i JG <sub>A</sub> : $CWD_{jtk} = CWD_{jt}$
$CWO_{jtk}$	– Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla pasma $k$ JG $j$ dla OREB $t$ [zł/MWh] W przypadku JG <sub>M1</sub> i JG <sub>M2</sub> : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dla pasma <math>k</math> w kierunku generacji <math>CWO_{jtk} = CWO_{jt}^G</math>;</li> <li>• Dla pasma <math>k</math> w kierunku poboru <math>CWO_{jtk} = CWO_{jt}^L</math></li> </ul> W przypadku JG <sub>0</sub> , JG <sub>Z3</sub> i JG <sub>A</sub> : $CWO_{jtk} = CWO_{jt}$
$CDO_{jtk}$	– Cena za dostawę albo odbiór energii w paśmie $k$ JG $j$ dla OREB $t$ , nieuwzględniająca korekt, o których mowa w pkt 14.2.4(3)-(5) [zł/MWh]
$COR_t$	– Cena rezerwy operacyjnej dla OREB $t$ [zł/MWh]
$COR_{jt}^{RR}$	– Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB <sup>RR</sup> aktywowanemu na platformie RR dla OREB $t$ [zł/MWh]
$CWK_{jtk}^{PP}$	– Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG $j$ dla pasma $k$ dla OREB $t$ wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]
$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$	– Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG $j$ dla pasma $k$ dla OREB $t$ wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB $t-1$ [zł/MWh]
$CWK_{jtk}^{RR^t}$	– Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG $j$ dla pasma $k$ dla OREB $t$ wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB $t$ [zł/MWh]
$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$	– Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG $j$ dla pasma $k$ dla OREB $t$ wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB $t+1$ [zł/MWh]
$EB_{jtk}$	– Energia bilansująca aktywowana z pasma $k$ JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- $EB_{jtk}^{PP}$  – Energia bilansująca z pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowana poza platformą RR [MWh]
- $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$  – Energia bilansująca z pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t-1$  [MWh]
- $EB_{jtk}^{RR^t}$  – Energia bilansująca z pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t$  [MWh]
- $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$  – Energia bilansująca z pasma  $k$  JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB  $t+1$  [MWh]
- $K_{jt}^{DbCOR}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) i (10.6) oraz (ii) która nie podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ
- $K_{jt}^{DRRzCOR}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) oraz (ii) która podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ
- $K_{jt}^{DPPzCOR}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.6) oraz (ii) która podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ
- $K_{jt}^O$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB zrealizowanego z mocy innej niż moc, o której mowa w pkt (10.7) i (10.8)
- $K_{jt}^{DRR,BG}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy
- $K_{jt}^{DPP,BG}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy
- $K_{jt}^{ORR,BG}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy
- $K_{jt}^{OPP,BG}$  – Zbiór pasm JG  $j$  dla OREB  $t$  odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy

- (11) Należność (NKU) uwzględniona przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NKU_{jt} = NEBW_{jt}^{PP} + NEBW_{jt}^{RR} + \sum_{r \in RU} \Delta NMBU_{jt}^r + \Delta NRO_{jt} \quad (14.139)$$

gdzie:

- $NKU_{jt}$  – Należność uwzględniona przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]
- $NEBW_{jt}^{PP}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  aktywowaną poza platformą RR ( $NEB^{PP}$ ), wyznaczona zgodnie z pkt 14.4.3(3) według cen CRK równych CWK [zł]
- $NEBW_{jt}^{RR}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  wynikającą z aktywacji na platformie RR ( $NEB^{RR}$ ), wyznaczona zgodnie z pkt 14.4.3(2) według cen CRK równych CWK [zł]
- $\Delta NMBU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za nabytą moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$ , wyznaczona zgodnie z pkt 14.5.3(2), w zakresie dostarczonej mocy bilansującej, która nie mogłaby być świadczona w przypadku realizacji grafiku obciążenia z PPZ [zł]
- $\Delta NRO_{jt}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla OREB  $t$ , wyznaczona zgodnie z pkt 14.6.3(3), w zakresie rezerwy operacyjnej, która nie podlegałaby rozliczeniu w przypadku realizacji grafiku obciążenia z PPZ [zł]
- $RU$  – Zbiór typów mocy bilansujących nabywanych w trybie uzupełniającym:  
 $RU = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$

- (12) Różnica kosztów uruchomień ( $\Delta KU$ ) wynikających z PPS oraz PPZ dla danej JG i danej grupy OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$\Delta KU_{jg} = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T_{jg}} CU_{js} \cdot (ZZU_{jts}^{PPS} - ZZU_{jts}^{PPZ}) \quad (14.140)$$

gdzie:

- $\Delta KU_{jg}$  – Różnica kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ JG  $j$  dla grupy OREB  $g$  [zł]
- $ZZU_{jts}^{PPS}$  – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPS dla JG  $j$  ze stanu cieplnego  $s$  dla OREB  $t$
- $ZZU_{jts}^{PPZ}$  – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPZ dla JG  $j$  ze stanu cieplnego  $s$  dla OREB  $t$
- $CU_{js}$  – Cena za uruchomienie JG  $j$  ze stanu cieplnego  $s$  [zł]
- $T_{jg}$  – Grupa OREB  $g$  dla JG  $j$
- $S$  – Zbiór stanów cieplnych uruchomienia:  $S = \{G, C, Z\}$

- (13) Znacznik zakończenia uruchomienia odpowiednio z PPZ albo PPS dla danej JG, stanu cieplnego i OREB przyjmuje wartość:
- (13.1) Jeżeli dany OREB jest ostatnim OREB w ramach poprawnie zakończonego uruchomienia:
- Równą 1 – w przypadku  $U^G$ ,  $U^C$  lub  $U^Z$ ;
  - Równą stosunkowi czasu uruchomienia  $U^D$  do  $U^G$  – w przypadku  $U^D$ ;
- (13.2) Jeżeli dany OREB jest ostatnim OREB przerwane uruchomienia: równą stosunkowi czasu wykonanego uruchomienia do całkowitego czasu uruchomienia z danego stanu;
- (13.3) W pozostałych przypadkach: równą 0.

## 14.8 Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia

- (1) Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia jest wyznaczana dla każdej JG i każdego OREB na podstawie:
- (1.1) Energii odchylenia wyznaczonej przy uwzględnieniu:
- Wielkości odchylenia generacji lub poboru JG od poleceń OSP korygujących grafik obciążenia JG;
  - Stanu JG lub ZWP albo ZUB odpowiednio do rodzaju JG;
  - Mocy dyspozycyjnych JG uwzględnionych w PPS oraz zakresu oferowanych mocy w OEB;
  - Progu tolerancji dla odchylenia, o którym mowa w pkt (a);
- (1.2) Ceny energii odchylenia.
- (2) Energia odchylenia JG dla danego OREB jest równa 0 MWh jeżeli w PPS dla co najmniej jednego OPCR należącego do danego OREB:
- Stan  $JG_{W1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$ ,  $U^C$ ,  $U^Z$  albo  $U^D$ ;
  - Stan  $JG_{M1}$  jest równy  $R$ ,  $U^G$  albo  $U^P$ ;
  - $ZWP = 1$  dla  $JG_{W1}$ ,  $JG_{M1}$  albo  $JG_{Z1}$ ;
  - $ZUB = N$  dla  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  albo  $JG_A$ .
- (3) Energia odchylenia, w przypadkach innych niż w pkt (2), jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EO_{jt} = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli } |ER_{jt}^{EO} - ES_{jt}| \leq PT_{jt} \text{ lub } EB_{jt} = 0 \\ ER_{jt}^{EO} - ES_{jt} & \text{jeżeli } |ER_{jt}^{EO} - ES_{jt}| > PT_{jt} \text{ oraz } EB_{jt} \neq 0 \end{cases} \quad (14.141)$$

gdzie:

- $EO_{jt}$  – Energia odchylenia JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]
- $ER_{jt}^{EO}$  – Energia rzeczywista JG  $j$  dla OREB  $t$  w zakresie, w jakim jest objęta dyspozycyjnymi mocami i OEB [MWh]

$$ER_{jt}^{EO} = \max(P_{jt}^{MinEO} \cdot \Delta t; \min(P_{jt}^{MaxEO} \cdot \Delta t; ER_{jt}))$$

- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $ES_{jt}$  – Energia skorygowana JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]  
 $PT_{jt}$  – Próg tolerancji wyznaczania energii odchylenia dla JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$$PT_{jt} = 3\% \cdot (P_{jt}^{MaxEO} - P_{jt}^{MinEO}) \cdot \Delta t$$

- $P_{jt}^{MinEO}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  objęta OEB, wyznaczona zgodnie z pkt (4) [MW]  
 $P_{jt}^{MaxEO}$  – Moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  objęta OEB, wyznaczona zgodnie z pkt (4) [MW]  
 $\Delta t$  – Czas trwania OREB [h]

- (4) Moc minimalna i maksymalna dyspozycyjna objęta OEB dla danej JG i OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

- (4.1) Dla JG<sub>w1</sub>:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.142)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( 0; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.143)$$

- (4.2) Dla JG<sub>w2</sub>:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.144)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( P_{jt}^{OfMin}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.145)$$

- (4.3) Dla JG<sub>M1</sub>:

- (a) Dla której stan JG<sub>M1</sub> jest równy  $P^G$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{G^{MaxDysp}} + P_{j\tau}^{G^{MaxDysp}}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.146)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( 0; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{G^{MinDysp}} + P_{j\tau}^{G^{MinDysp}}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.147)$$

(b) Dla której stan  $JG_{M1}$  jest równy  $P^P$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( 0; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PL_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.148)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( -PL_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.149)$$

(4.4) Dla  $JG_{M2}$ :

(a) Dla której  $ZUB = D^G$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( PG_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PG_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.150)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( PG_{jt}^{OfMin}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PG_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.151)$$

(b) Dla której  $ZUB = D^P$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( -PL_{jt}^{OfMin}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PL_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.152)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( -PL_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.153)$$

(4.5) Dla  $JGo$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( -P_{jt}^{OfMin}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.154)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( -P_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.155)$$

(4.6) Dla  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$  i  $JG_{Z3}$ :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} + P_{jt}^{GOM} \quad (14.156)$$



$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( \frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} - P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) + P_{jt}^{GOM} \quad (14.157)$$

(4.7) Dla JG<sub>A</sub>:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left( P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.158)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left( -P_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.159)$$

gdzie:

- $P_{jt}^{MaxEO}$  – Moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  objęta OEB [MW]
- $P_{jt}^{MinEO}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OREB  $t$  objęta OEB [MW]
- $P_{j\tau}^{MaxDysp}$  – Moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{MaxDysp}$  – Moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{MaxDysp}$  – Moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku poboru dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$  – Moc minimalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku poboru dla OPCR  $\tau$  [MW]
- $E_{jt}^{Est}$  – Energia odpowiadająca estymacie dla JG  $j$  dla OREB  $t$ , równa  $ER_{jt}$  w przypadku braku estymaty [MWh]
- $P_{jt}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG<sub>Z</sub>  $j$  dla OREB  $t$ , równy 0 w przypadku JG<sub>Z</sub>, w skład której nie wchodzi MEE [MW]
- $P_{jt}^{OfMax}$  – Oferowana moc maksymalna JG  $j$  dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $P_{jt}^{OfMin}$  – Oferowana moc minimalna JG  $j$  dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $P_{jt}^{OfMax}$  – Oferowana moc maksymalna JG  $j$  w kierunku generacji dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $P_{jt}^{OfMin}$  – Oferowana moc minimalna JG  $j$  w kierunku generacji dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $P_{jt}^{OfMax}$  – Oferowana moc maksymalna JG  $j$  w kierunku poboru dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $P_{jt}^{OfMin}$  – Oferowana moc minimalna JG  $j$  w kierunku poboru dla OREB  $t$  określona w OEB [MW]
- $ER_{jt}$  – Energia rzeczywista JG  $j$  dla OREB  $t$  [MWh]

$\Delta t$	– Czas trwania OREB [h]
$T_t$	– Zbiór OPCR objętych OREB $t$
$N^{T_t}$	– Liczba OPCR w OREB $t$

- (5) Cena energii odchylenia (CEO) dla danego OREB jest równej większej z wartości:
- (5.1) Ceny rezerwy operacyjnej;
- (5.2) 10% rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

$$CEO_t = \max(COR_t; 10\% \cdot RRCE_{r-1}) \quad (14.160)$$

gdzie:

$CEO_t$	– Cena energii odchylenia dla OREB $t$ [zł/MWh]
$COR_t$	– Cena rezerwy operacyjnej dla OREB $t$ [zł/MWh]
$RRCE_{r-1}$	– Roczna średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku kalendarzowym $r-1$ poprzedzającym rok kalendarzowy $r$ , który zawiera OREB $t$ [zł/MWh]

- (6) Do dnia następnego włącznie po dniu opublikowania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym ( $RRCE_{r-1}$ ) przez Prezesa URE stosuje się cenę opublikowaną w poprzednim roku ( $RRCE_{r-2}$ ).
- (7) Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia (KEO) dla danej JG i danego OREB jest równa:

$$KEO_{jt} = CEO_t \cdot |EO_{jt}| \quad (14.161)$$

gdzie:

$KEO_{jt}$	– Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG $j$ dla OREB $t$ [zł]
$CEO_t$	– Cena energii odchylenia dla OREB $t$ [zł/MWh]
$EO_{jt}$	– Energia odchylenia JG $j$ dla OREB $t$ [MWh]

## 14.9 Ceny referencyjne

### 14.9.1 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub>

- (1) CWD i CWO dla każdej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub> są wyznaczone dla każdego OREB doby handlowej.
- (2) CWD i CWO dla każdej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub> są wyznaczone dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy danej JG, zwanych dalej również pasmami mocy JG, które są przedziałami prawostronnie domkniętymi.
- (3) CWD i CWO dla każdej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub> są określane na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania energii elektrycznej obejmującego:
- (3.1) Koszt paliwa podstawowego, wyznaczony zgodnie z pkt (6);

- (3.2) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, wyznaczony zgodnie z pkt (7);
- (3.3) Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wyznaczony zgodnie z pkt 14.9.4;
- (3.4) Pozostałe koszty zmienne wytwarzania, wyznaczone zgodnie z pkt (8);
- (3.5) Wysokość wsparcia, wyznaczoną zgodnie z pkt (9);
- z wyłączeniem kosztów uruchomienia JG<sub>w1</sub> wynikających z cen, o których mowa w pkt 14.9.5.
- (4) CWD dla danej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub> dla danego OREB doby handlowej i pasma mocy jest określana w następujący sposób:

$$CWD_{jtp} = \max(0,01; 1,05 \cdot (KP_{jt} + PKZ_{jd}) \cdot WS_{jdp} + KC_{jdp}^{CO2-D} - KW_{jt}) \quad (14.162)$$

gdzie:

- $CWD_{jtp}$  – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $KP_{jt}$  – Koszt paliwa podstawowego JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/GJ]
- $PKZ_{jd}$  – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/GJ]
- $WS_{jdp}$  – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy  $p$  JG  $j$ , dla doby handlowej  $d$  [GJ/MWh]
- $KC_{jdp}^{CO2-D}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla dostawy energii bilansującej na RB dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $KW_{jt}$  – Wysokość wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]

- (5) CWO dla danej JG<sub>w1</sub>, JG<sub>w2</sub>, JG<sub>z1</sub> i JG<sub>z2</sub> dla danego OREB doby handlowej i pasma mocy jest określana w następujący sposób:

$$CWO_{jtp} = 0,95 \cdot (KP_{jt} + PKZ_{jd}) \cdot WS_{jdp} + KC_{jdp}^{CO2-O} - KW_{jt} \quad (14.163)$$

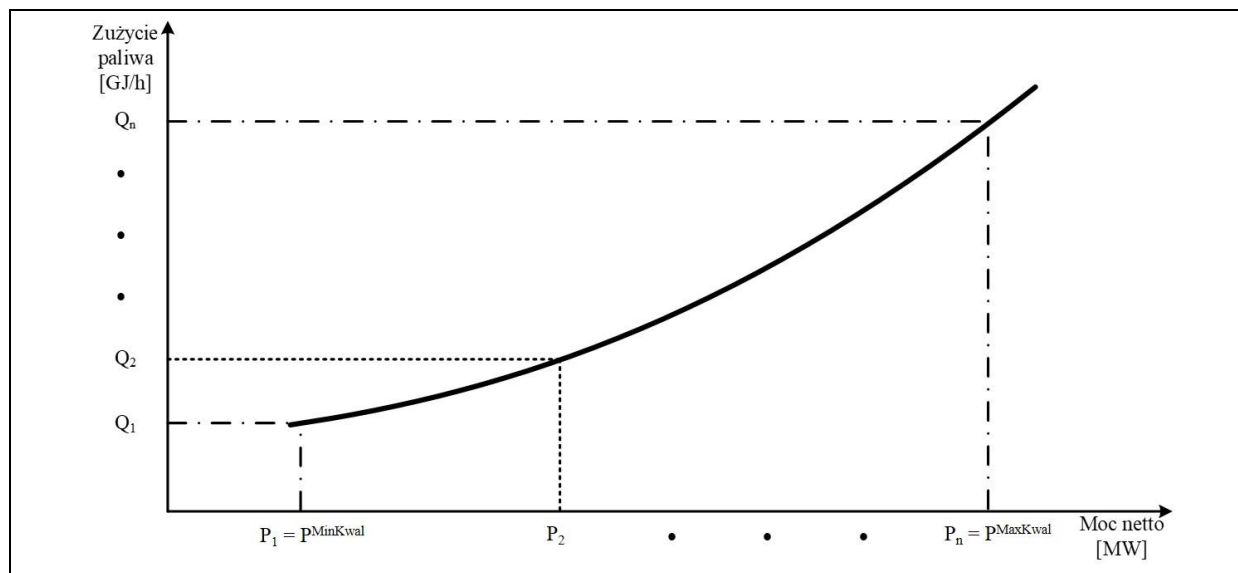
gdzie:

- $CWO_{jtp}$  – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $KP_{jt}$  – Koszt paliwa podstawowego JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/GJ]
- $PKZ_{jd}$  – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/GJ]
- $WS_{jdp}$  – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy  $p$  JG  $j$ , dla doby handlowej  $d$  [GJ/MWh]
- $KC_{jdp}^{CO2-O}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla odbioru energii bilansującej z RB dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]

$KW_{jt}$  – Wysokość wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]

- (6) Koszt paliwa podstawowego wyznacza się na podstawie:
- (6.1) W przypadku JG<sub>w1</sub> lub JG<sub>w2</sub> utworzonej z MWE wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny:
- (a) Kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, wyznaczonej dla doby gazowej, której dotyczyło polecenie;
  - (b) Wyłącznie dla CWD – uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako poniesiona opłata za moc zamówioną na rzecz operatora systemu gazowego w zakończonym kwartale kalendarzowym odniesiona do ilości energii chemicznej paliwa zużytej na wyprodukowanie energii elektrycznej w zakończonym kwartale kalendarzowym; w kalkulacji nie uwzględnia się kosztu zamówienia mocy umownej zamówionej na okres, w którym jednostka była niedyspozycyjna;
  - (c) Środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa wyznaczonego zgodnie z pkt (a);  
W przypadku ceny:
    - (i) CWD środki powiększają;
    - (ii) CWO środki pomniejszają;koszt paliwa wyznaczony zgodnie z pkt (a);
- (6.2) W przypadku JG<sub>w1</sub> lub JG<sub>w2</sub> utworzonej z MWE wykorzystującego jako paliwo podstawowe węgiel brunatny – jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa;
- (6.3) W przypadku JG<sub>w1</sub> i JG<sub>w2</sub> utworzonej z MWE innego niż wymienione w pkt (6.1) i (6.2) oraz JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub> – kosztu zakupu paliwa oraz jednostkowego kosztu jego transportu i składowania.
- (7) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto:
- (7.1) Dla JG<sub>w1</sub> i JG<sub>w2</sub> utworzonych z MWE innych niż MWE ciepłe oraz JG<sub>z1</sub>, JG<sub>z2</sub> – jest równy 3,6 GJ/MWh;
- (7.2) Dla JG<sub>w1</sub> i JG<sub>w2</sub> utworzonych z MWE ciepłych – jest wyznaczany przez DUB na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto zgodnie z następującymi zasadami:
- (a) Jeżeli dla JG zostało określone jedno pasmo mocy, to moc tego pasma musi być równa  $P^{\text{MaxKwal}}$ ,

- (b) Jeżeli dla JG zostały określone co najmniej dwa pasma mocy, to moc pierwszego pasma musi być równa  $P^{\text{MinKwal}}$ , a suma mocy wszystkich pasm musi być równa  $P^{\text{MaxKwal}}$ ;
- (c) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto jest wyznaczany zgodnie ze wzorem (14.164) i rysunkiem 14.1.



Rysunek 14.1. Charakterystyka zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto.

$$WS_{jp} = \begin{cases} \frac{Q_{j1}}{P_{j1}} \cdot \frac{1}{(1 - KT_{jm})} & \text{dla } p = 1 \\ \frac{Q_{jp} - Q_{j,p-1}}{P_{jp} - P_{j,p-1}} \cdot \frac{1}{(1 - KT_{jm})} & \text{dla } p \in \{2, \dots, n\} \end{cases} \quad (14.164)$$

gdzie:

$WS_{jp}$  – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  [GJ/MWh]

$Q_{jp}$  – Strumień energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej przy pracy JG  $j$  z mocą  $P_p$  [GJ/h]

$P_{jp}$  – Najwyższa (graniczna) moc netto pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla [MW]

$KT_{jm}$  – Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury otoczenia dla JG  $j$  dla miesiąca  $m$ ;

Dla JG  $j$  wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny:

- Dla miesięcy: grudzień, styczeń, luty:  $KT_{jm} = 0$ ;
- Dla miesięcy: marzec, kwiecień, listopad:  $KT_{jm} = 0,005$ ;
- Dla miesięcy: maj, wrzesień, październik:  $KT_{jm} = 0,015$ ;
- Dla miesięcy: czerwiec, lipiec, sierpień:  $KT_{jm} = 0,02$ ;

Dla pozostałych JG  $j$  dla każdego miesiąca  $KT_{jm} = 0$

- $n$  – Indeks ostatniego pasma mocy
- (8) Pozostałe koszty zmienne wyznacza się na podstawie:
- (8.1) Jednostkowych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;
- (8.2) Jednostkowych kosztów materiałów eksploatacyjnych, chemikaliów, smarów oraz składników wykorzystywanych w procesach technologicznych niezbędnych do spełnienia norm dotyczących emisji zanieczyszczeń.
- (9) Wysokość wsparcia:
- (9.1) Dla JG utworzonej z MWE otrzymującego wsparcie z tytułu wysokosprawnej kogeneracji:

$$KW_{jt} = u_j^{CHP} \cdot JKW_{jt}^{CHP} \quad (14.165)$$

gdzie:

- $KW_{jt}$  – Wysokość wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $u_j^{CHP}$  – Udział energii kogeneracji w całości energii elektrycznej wyprodukowanej przez JG  $j$  w ostatnim roku kalendarzowym
- $JKW_{jt}^{CHP}$  – Jednostkowy koszt wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  równy wartości skorygowanej premii gwarantowanej, skorygowanej premii gwarantowanej indywidualnej, skorygowanej premii kogeneracyjnej albo skorygowanej premii kogeneracyjnej indywidualnej [zł/MWh]

- (9.2) Dla JG utworzonej z MWE stanowiącego instalację odnawialnego źródła energii:

$$KW_{jt} = u_j^{OZE} \cdot JKW_{jt}^{OZE} \quad (14.166)$$

gdzie:

- $KW_{jt}$  – Wysokość wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $u_j^{OZE}$  – Udział energii elektrycznej OZE w całości energii elektrycznej wyprodukowanej przez JG  $j$  w ostatnim roku kalendarzowym
- $JKW_{jt}^{OZE}$  – Jednostkowy koszt wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]

- (a) Dla MWE uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, innych niż w pkt (b), koszt  $JKW_{jt}^{OZE}$  dla OREB doby handlowej  $d$  jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGE<sub>oza</sub>, notowanego na TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23.59 doby  $d$ , przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu;

- (b) Dla MWE uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, koszt  $JKW^{OZE}$  dla OREB doby handlowej  $d$  jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozebio, notowanego na TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23.59 doby  $d$ , przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu;
- (c) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda, koszt  $JKW^{OZE}$  dla OREB doby handlowej  $d$ , z zastrzeżeniem pkt (d), kalkulowany jest jako różnica pomiędzy ceną zawartą w ofercie wytwórcy dotyczącej MWE, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 tej ustawy, oraz wartością indeksu TGeBase z dostaw w dobie handlowej  $d$ , notowanego na TGE;
- (d) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt  $JKW^{OZE}$  wynosi 0 zł dla OREB, dla których zachodzi warunek, o którym mowa w art. 93 ust. 4 i 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii:
- (i) Średnioważona cena godzinowa na rynku dnia następnego energii elektrycznej publikowana przez Towarową Giełdę Energii S.A. była niższa niż 0 zł/MWh; oraz
  - (ii) Średnioważone ceny godzinowe na rynku dnia następnego energii elektrycznej publikowane przez Towarową Giełdę Energii S.A. były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu kolejnych godzin obejmujących te OREB;
- (e) Dla MWE uprawnionych do sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o której mowa w art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii, koszt  $JKW^{OZE}$  dla OREB doby handlowej  $d$  jest równy cenie skorygowanej stanowiącej stałą cenę zakupu energii elektrycznej dla danego MWE.
- (9.3) Dla JG utworzonej z MWE stanowiącego lub wchodzącego w skład morskiej farmy wiatrowej:

$$KW_{jt} = u_j^{MFW} \cdot JKW_{jt}^{MFW} \quad (14.167)$$

gdzie:

- $KW_{jt}$  – Wysokość wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]
- $u_j^{MFW}$  – Udział mocy zainstalowanej, dla której przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w całkowitej mocy zainstalowanej MWE tworzących JG
- $JKW_{jt}^{MFW}$  – Jednostkowy koszt wsparcia JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł/MWh]

- (a) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW<sup>MFW</sup> dla OREB doby handlowej  $d$ , z zastrzeżeniem pkt (b), kalkulowany jest jako różnica pomiędzy:
- (i) ceną wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającą z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceną skorygowaną, o której mowa w art. 11 ust. 3, albo ceną skorygowaną, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, z uwzględnieniem waloryzacji zgodnie z art. 38 ust. 5 tej ustawy; oraz
  - (ii) ceną wyznaczoną w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego dla okresu obejmującego dany OREB;
- (b) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW<sup>MFW</sup> wynosi 0 zł dla OREB w okresach, dla których cena wyznaczona w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego była niższa niż 0 zł/MWh.

#### 14.9.2 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub>

- (1) CWD i CWO dla każdej JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub> są wyznaczane dla każdego OREB doby handlowej odrębnie dla kierunku poboru i generacji.
- (2) CWD dla każdej JG<sub>M1</sub> i JG<sub>M2</sub> i danego OREB doby handlowej jest określana w następujący sposób:
- (2.1) Dla kierunku poboru:

$$CWD_{jt}^L = \eta_j \cdot (C_{jd}^{REF} + 0,05 \cdot \overline{CSDAC}_d) - 0,95 \cdot PKZ_{jd} - OP_{jt} \quad (14.168)$$

- (2.2) Dla kierunku generacji:

$$CWD_{jt}^G = C_{jd}^{REF} + 0,05 \cdot \overline{CSDAC}_d + 1,05 \cdot PKZ_{jd} \quad (14.169)$$

gdzie:

- $CWD_{jt}^L$  – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej na RB dla JG<sub>M</sub>  $j$  dla kierunku poboru dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $CWD_{jt}^G$  – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej na RB dla JG<sub>M</sub>  $j$  dla kierunku generacji dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $\eta_j$  – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z JG<sub>M</sub>  $j$ , wyznaczony zgodnie z pkt (5)
- $C_{jd}^{REF}$  – Cena referencyjna JG<sub>M</sub>  $j$  dla doby handlowej  $d$  wyznaczona zgodnie z pkt (4) [zł/MWh]
- $\overline{CSDAC}_d$  – Średnia z wartości bezwzględnych cen SDAC doby handlowej  $d$ :

$$\overline{CSDAC}_d = \frac{1}{LT_d} \cdot \sum_{t \in T_d} |CSDAC_t|$$

gdzie:



- $CSDAC_t$  – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB  $t$   
 $T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$   
 $LT_d$  – Liczba OREB doby handlowej  $d$   
 $PKZ_{jd}$  – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla  $JG_M j$  i doby handlowej  $d$ , o których mowa w pkt 14.9.1(8) [zł/MWh]  
 $OP_{jt}$  – Opłata wynikająca ze stawki za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej z taryfy OSP lub OSD dla okresu obejmującego OREB  $t$  oraz, w przypadku  $JG_M$  posiadającej koncesję na magazynowanie, współczynnika sprawności MEE albo ESP związanej z  $JG_M j$  wyznaczonego zgodnie z pkt (5), naliczana za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej przez  $JG_M j$  [zł/MWh]
- (3) CWO dla każdej  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$  i danego OREB doby handlowej jest określana w następujący sposób:

(3.1) Dla kierunku poboru:

$$CWO_{jt}^L = \eta_j \cdot (C_{jd}^{REF} - 0,05 \cdot \overline{CSDAC}_d) - 1,05 \cdot PKZ_{jd} - OP_{jt} \quad (14.170)$$

(3.2) Dla kierunku generacji:

$$CWO_{jt}^G = C_{jd}^{REF} - 0,05 \cdot \overline{CSDAC}_d + 0,95 \cdot PKZ_{jd} \quad (14.171)$$

gdzie:

- $CWO_{jt}^L$  – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla  $JG_M j$  dla kierunku poboru dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]  
 $CWO_{jt}^G$  – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla  $JG_M j$  dla kierunku generacji dla OREB  $t$  doby handlowej  $d$  [zł/MWh]  
 $\eta_j$  – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z  $JG_M j$ , wyznaczony zgodnie z pkt (5)  
 $C_{jd}^{REF}$  – Cena referencyjna  $JG_M j$  dla doby handlowej  $d$ , wyznaczona zgodnie z pkt (4) [zł/MWh]  
 $\overline{CSDAC}_d$  – Średnia z wartości bezwzględnych cen SDAC doby handlowej  $d$ :

$$\overline{CSDAC}_d = \frac{1}{LT_d} \cdot \sum_{t \in T_d} |CSDAC_t|$$

gdzie:

- $CSDAC_t$  – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB  $t$   
 $T_d$  – Zbiór OREB doby handlowej  $d$   
 $LT_d$  – Liczba OREB doby handlowej  $d$   
 $PKZ_{jd}$  – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla  $JG_M j$  i doby handlowej  $d$ , o których mowa w pkt 14.9.1(8) [zł/MWh]  
 $OP_j$  – Opłata wynikająca ze stawki za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej z taryfy OSP lub OSD dla okresu obejmującego OREB  $t$  oraz, w przypadku  $JG_M$  posiadającej koncesję na magazynowanie, współczynnika sprawności MEE albo ESP

związanej z  $JG_M j$  wyznaczonego zgodnie z pkt (5), naliczana za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej przez  $JG_M j$  [zł/MWh]

- (4) Cena referencyjna dla każdej  $JG_{M1}$  i  $JG_{M2}$  dla danej doby handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:
- (4.1) W przypadku zmniejszenia w danej dobie handlowej stanu naładowania MEE albo ESP związanej z  $JG_M$  spowodowanego wymuszoną aktywacją energii bilansującej – jest równa większej z wartości:
- Średniej arytmetycznej z najwyższych dla danej doby handlowej cen SDAC dla okresów odpowiadających łącznie 4 godzinom;
  - Średniej arytmetycznej z najniższych dla danej doby handlowej cen SDAC dla okresów odpowiadających łącznie 6 godzinom, powiększonej o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej pobieraną według taryfy operatora, do sieci którego jest przyłączony MEE albo ESP, naliczaną za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, podzielonej przez współczynnik sprawności, o którym mowa w pkt (5);
- (4.2) W przypadku zwiększenia albo braku zmiany dla danej doby stanu naładowania MEE albo ESP związanej z  $JG_M$  spowodowanego wymuszoną aktywacją energii bilansującej – jest równa mniejszej z wartości, o których mowa w pkt (4.1.a) i (4.1.b).
- (5) Współczynnik sprawności MEE albo ESP jest wyznaczany przez DUB w następujący sposób:

$$\eta_j = \frac{E_j^G}{E_j^L} \quad (14.172)$$

gdzie:

- $\eta_j$  – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z  $JG_M j$
- $E_j^G$  – Ilość energii elektrycznej netto oddanej do sieci związanej z wcześniej pobraną z sieci energią elektryczną  $E_j^L$ , w poprzednim kwartale kalendarzowym przez MEE albo ESP związaną z  $JG_M j$  [MWh]
- $E_j^L$  – Ilość energii elektrycznej netto pobranej z sieci, pomniejszony o energię zużytą w ramach pracy kompensatorowej, w poprzednim kwartale kalendarzowym przez MEE albo ESP związaną z  $JG_M j$  [MWh]

W przypadku pierwszego kwartału pracy danego MEE albo ESP – przyjmowana jest wartość współczynnika sprawności równa nominalnej sprawności MEE lub nominalnej wartości współczynnika sprawności jednokrotnego pełnego cyklu magazynowania.

W przypadku gdy wykorzystanie danego MEE albo ESP w poprzednim kwartale kalendarzowym jest mniejsze niż 10 pełnych cykli magazynowania lub w poprzednim kwartale kalendarzowym dokonana została aktualizacja wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP na podstawie zgłoszenia zgodnie z pkt 4.3(15.4.h), to dla

danego kwartału kalendarzowego przyjmuje się wartość współczynnika sprawności obowiązującą na koniec poprzedniego kwartału kalendarzowego, przy uwzględnieniu poniższego warunku.

W przypadku gdy wykorzystanie MEE lub ESP we wszystkich kwartałach poprzedniego roku kalendarzowego jest mniejsze niż 10 pełnych cykli magazynowania oraz nie została dokonana aktualizacja wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP na podstawie zgłoszenia zgodnie z pkt 4.3(15.4.h), DUB w pierwszym kwartale danego roku kalendarzowego wyznacza sprawność zgodnie ze wzorem powyżej, na podstawie danych za poprzedni rok kalendarzowy.

### 14.9.3 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub>

- (1) CWD i CWO dla każdej JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub> są wyznaczone dla każdego OREB doby handlowej.
- (2) CWD dla każdej JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub> dla danego OREB doby handlowej jest równa większej z wartości:
  - (2.1) CEB<sup>PP</sup> dla danego OREB; oraz
  - (2.2) CSDAC dla ORN odpowiadającego danemu OREB; pomniejszonej o COR dla tego OREB.
- (3) CWO dla każdej JG<sub>O</sub>, JG<sub>Z3</sub> i JG<sub>A</sub> dla danego OREB doby handlowej jest równa mniejszej z wartości:
  - (3.1) CEB<sup>PP</sup> dla danego OREB; oraz
  - (3.2) CSDAC dla ORN odpowiadającego danemu OREB; pomniejszonej o COR dla tego OREB.

### 14.9.4 Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

- (1) Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są wyznaczone dla każdej JG<sub>W1</sub> i JG<sub>W2</sub> reprezentującej MWE ciepły dla każdej doby handlowej.  
Dla każdej JG<sub>Z1</sub>, JG<sub>Z2</sub> oraz JG<sub>W1</sub> i JG<sub>W2</sub> reprezentującej MWE inny niż MWE ciepły, koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są równe 0 zł/MWh.
- (2) Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla danego pasma JG<sub>W1</sub> i JG<sub>W2</sub> reprezentującej MWE ciepłe dla danej doby handlowej są określane dla dostawy (KCD<sup>CO<sub>2</sub></sup>) i odbioru (KCO<sup>CO<sub>2</sub></sup>) energii bilansującej w następujący sposób:
  - (2.1) Dla dostawy energii bilansującej na RB:

$$KCD_{jdp}^{CO_2} = (RC_{d+1}^{CO_2} + KT^{CO_2}) \cdot W_{jd}^{CO_2} \cdot WS_{jp} \quad (14.173)$$

- (2.2) Dla odbioru energii bilansującej z RB:

$$KCO_{jdp}^{CO_2} = (RC_{d+1}^{CO_2} - KT^{CO_2}) \cdot W_{jd}^{CO_2} \cdot WS_{jp} \quad (14.174)$$

gdzie:

$KCD_{jdp}^{CO_2}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla dostawy energii bilansującej na RB dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]

$KCO_{jdp}^{CO_2}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla odbioru energii bilansującej na RB dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]

$RC_{d+1}^{CO_2}$  – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla doby handlowej  $d+1$  wyznaczana w sposób określony w pkt (3) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]

$KT^{CO_2}$  – Koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (zł/Mg CO<sub>2</sub>), odpowiadają kosztom zmiennym bezpośrednio związanym z dokonaną transakcją zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na giełdzie, w związku z wymuszoną dostawą lub odbiorem energii bilansującej na RB. Koszty te na 2023 rok wynoszą 1,134 zł/Mg CO<sub>2</sub>. Koszty transakcyjne, począwszy od 2024 roku podlegają indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego;

OSP dla 2024 roku i kolejnych lat, niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP dla danego roku, publikuje na swojej stronie internetowej dla danego roku: (i) prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług oraz (ii) koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

$W_{jd}^{CO_2}$  – Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO<sub>2</sub> JG  $j$  dla doby handlowej  $d$ , wyznaczony przez DUB na podstawie danych przekazanych w ramach obowiązku raportowania w EU ETS [Mg CO<sub>2</sub>/GJ]

$WS_{jp}$  – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy  $p$  JG  $j$  [GJ/MWh]

- (3) Cena  $RC^{CO_2}$  dla danej doby handlowej jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z określonych indeksów cenowych (dalej nazywanych cenami) uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wyznaczanych w tej dobie na rynkach spot oraz na rynkach terminowych. Cena  $RC^{CO_2}$  dla danej doby handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:

$$RC_d^{CO_2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{N_d} \quad (14.175)$$

gdzie:

$RC_d^{CO_2}$  – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla doby handlowej  $d$  [zł/Mg CO<sub>2</sub>]

$CS_d^E$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku spot giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: EEX EUA Spot) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]

$CS_d^N$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na giełdzie Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: NEDddmm-rr,

- gdzie „dd” oznacza dzień, „mm” – miesiąc i „rr” – rok notowania) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]
- $CS_d^I$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na giełdzie ICE, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: ECP-ICE EUA Daily Futures) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]
- $CT_d^E$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: EEX EUA Future Dec/rr, gdzie „rr” oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]
- $CT_d^N$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: NEDECrr, gdzie „rr” oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]
- $CT_d^I$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy ICE, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: C-EUA Future Decrr, gdzie „rr” oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO<sub>2</sub>]
- $N_d$  – Łączna liczba notowań w dobie  $d$  na rynkach spot oraz na rynkach terminowych giełd, w ramach których to notowań zostały określone wartości cen, odpowiednio:  $CS_d^E$ ,  $CT_d^E$ ,  $CS_d^N$ ,  $CT_d^N$ ,  $CS_d^I$  lub  $CT_d^I$ , i jednocześnie informacja o tych wartościach jest dostępna dla OSP
- (4) Ceny  $CS^E$ ,  $CS^N$ ,  $CS^I$ ,  $CT^E$ ,  $CT^N$  oraz  $CT^I$ , określone podczas poszczególnych sesji notowań na poszczególnych giełdach, są przeliczane dla potrzeb wyznaczenia ceny  $RC^{CO_2}$  z [EUR/EUA] na [zł/Mg CO<sub>2</sub>] według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.
- (5) Przy wyznaczaniu ceny  $RC^{CO_2}$  dla doby handlowej  $d$  uwzględnia się ceny  $CT^E$ ,  $CT^N$  oraz  $CT^I$  dla kontraktów terminowych z najbliższym terminem dostawy.
- (6) W przypadku gdy dla danej doby handlowej w ramach sesji notowań na poszczególnych giełdach nie zostały określone wartości wszystkich cen, tj.  $CS^E$ ,  $CT^E$ ,  $CS^N$ ,  $CT^N$ ,  $CS^I$ ,  $CT^I$ , lub informacja o wartości niektórych z tych cen nie jest dostępna dla OSP, to cena  $RC^{CO_2}$  dla tej doby handlowej jest wyznaczana na podstawie tych cen spośród wyżej wymienionych, których wartość została wyznaczona i jest dostępna dla OSP.
- (7) W przypadku gdy dla danej doby handlowej nie jest możliwe wyznaczenie ceny  $RC^{CO_2}$ , to dla tej doby handlowej jako obowiązującą wartość ceny  $RC^{CO_2}$  przyjmuje się wartość ceny  $RC^{CO_2}$  równą średniej arytmetycznej z cen  $RC^{CO_2}$  obowiązujących w 3 najbliższych dobach handlowych z okresu poprzedniego.

### 14.9.5 Ceny za uruchomienie JG<sub>w1</sub>

- (1) Dla każdej JG<sub>w1</sub> utworzonej z MWE ciepłego są wyznaczane ceny za uruchomienie (CU).
- (2) CU dla danej JG<sub>w1</sub> jest określana w zł, dla poszczególnych stanów cieplnych tej JG – rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia JG<sub>w1</sub>, obejmującego poniesione, od momentu rozpoczęcia uruchomienia JG<sub>w1</sub> do momentu osiągnięcia mocy minimalnej, koszty:
  - (2.1) Paliwa podstawowego, wyznaczone zgodnie z pkt 14.9.1.(6) z zastrzeżeniem, że dla JG<sub>w1</sub> wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny składnik, o którym mowa w pkt 14.9.1.(6.1.a), wyznacza się jako średnią arytmetyczną cenę paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału kalendarzowego, na której to giełdzie jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne;
  - (2.2) Paliwa pomocniczego;
  - (2.3) Gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;
  - (2.4) Wody zdemineralizowanej;
  - (2.5) Pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia JG<sub>w1</sub>;
  - (2.6) Energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej JG<sub>w1</sub>;
  - (2.7) Emisji dwutlenku węgla.

W ramach kosztu uruchomienia JG<sub>w1</sub> nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania tej JG<sub>w1</sub>.
- (3) W przypadku gdy CU wyznaczona zgodnie z pkt (2) jest mniejsza niż 0 zł, przyjmuje się wartość CU równą 0 zł.

### 14.10 Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

- (1) Wielkości energii zweryfikowanej, energii skorygowanej i energii rzeczywistej w zależności od znaku mają następującą interpretację:
  - (1.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii elektrycznej do obszaru objętego działaniem RB;
  - (1.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii elektrycznej z obszaru objętego działaniem RB.
- (2) Wielkości energii zweryfikowanej, energii skorygowanej, energii rzeczywistej i energii odchylenia są wyznaczone z dokładnością do 0,001 MWh.

- (3) Ilości energii bilansującej w zależności od znaku mają następującą interpretację:
  - (3.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii bilansującej na RB;
  - (3.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii bilansującej z RB.
- (4) Rozliczenia ilościowe energii bilansującej są realizowane z dokładnością do 0,001 MWh.
- (5) Rozliczenia wartościowe energii bilansującej są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.
- (6) Wielkości mocy aktywowanej, mocy wykonanej i mocy dostarczonej są wyznaczone z dokładnością do 0,001 MW.
- (7) Rozliczenia ilościowe mocy bilansujących są realizowane z dokładnością do 0,001 MW-h.
- (8) Rozliczenia wartościowe mocy bilansujących są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.
- (9) Wielkości rezerwy operacyjnej są wyznaczone z dokładnością do 0,001 MW.
- (10) Rozliczenia ilościowe rezerwy operacyjnej są realizowane z dokładnością do 0,001 MW-h.
- (11) Rozliczenia wartościowe rezerwy operacyjnej są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.
- (12) Przy wyznaczaniu wielkości rozliczeniowych stosuje się ogólne metody zaokrągleń.

#### 14.11 Korygowanie rozliczeń

- (1) Każdy OR, a poprzez niego również DUB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.
- (2) W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.
- (3) Po otrzymaniu przez OSP od OR zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.
- (4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.
- (5) Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych okresów rozliczeniowych (dekad) w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.

Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$ ,  $m+8$  oraz  $m+15$ .

- (6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 17. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.

- (7) W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.
- (8) Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.



## 15 ROZLICZENIA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE

### 15.1 Ogólne zasady rozliczeń

- (1) POB podlega rozliczeniu na RB z tytułu niezbilansowania. Na rozliczenie każdego POB składa się rozliczenie wszystkich posiadanych przez niego JB.
- (2) Przedmiotem rozliczenia z tytułu niezbilansowania jest energia niezbilansowania dostarczona albo odebrana przez JB na RB.
- (3) Realizacja rozliczenia dla danej JB polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:
  - (3.1) W ramach rozliczenia ilościowego na RB są wyznaczane ilości energii niezbilansowania;
  - (3.2) W ramach rozliczenia wartościowego na RB są wyznaczane należności wynikające z niezbilansowania, tj. dostawy lub odbioru energii niezbilansowania.
- (4) Na potrzeby wyznaczenia ilości energii niezbilansowania dla danej JB są wyznaczane następujące wielkości:
  - (4.1) Pozycja bilansowa;
  - (4.2) Przydzielony wolumen;
  - (4.3) Korekta niezbilansowania.
- (5) Okresem rozliczeniowym na RB, w zakresie rozliczeń z POB, jest dekada miesiąca kalendarzowego.
- (6) W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:
  - (6.1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób;
  - (6.2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.
- (7) Rozliczenie JB na RB jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:
  - (7.1) Dobowym – na podstawie wielkości rozliczeniowych wyznaczonych dla ORN dla poszczególnych JB są wyznaczane wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej  $d$ . Wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej  $d$  są wyznaczane przez OSP w dobie:
    - (a)  $d+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń; oraz
    - (b)  $d+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych;
  - (7.2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczeń dobowych zatwierdzonych) dla poszczególnych JB. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur.

- (8) Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na RB istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektami rozliczeń.
- (9) Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 15.5, i odnoszą się do rozliczeń dekadowych poszczególnych JB.

## 15.2 Wyznaczanie ilości dostaw energii

### 15.2.1 Pozycja bilansowa

- (1) OSP wyznacza pozycję bilansową dla każdej JB i każdego ORN.
- (2) Pozycja bilansowa (PB) danej JB dla danego ORN jest równa sumie wszystkich przyjętych do realizacji na RBN oraz RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE przyjętych na RB dla tej JB i tego ORN:

$$PB_{jt} = \sum_{i \in ZJB_{jt}} (EP_{ijt}^{RBN} + EP_{ijt}^{RBB}) \quad (15.1)$$

gdzie:

- $PB_{jt}$  – Pozycja bilansowa JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]
- $EP_{ijt}^{RBN}$  – Przyjęta do realizacji na RBN ilość dostaw energii JB  $j$  w ramach USE z JB  $i$  dla ORN  $t$  [MWh]
- $EP_{ijt}^{RBB}$  – Przyjęta do realizacji na RBB ilość dostaw energii JB  $j$  w ramach USE z JB  $i$  dla ORN  $t$  [MWh]
- $ZJB_{jt}$  – Zbiór JB, poprzez które są realizowane USE z JB  $j$  dla ORN  $t$

### 15.2.2 Przydzielony wolumen

- (1) OSP wyznacza przydzielony wolumen dla każdej JB i każdego ORN.
- (2) Przydzielony wolumen (PW) danej JB dla danego ORN jest równy rzeczywistej ilości dostaw energii, wyznaczonej dla tej JB i tego ORN zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.

### 15.2.3 Korekta niezbilansowania

- (1) OSP wyznacza korektę niezbilansowania dla każdej JB i każdego ORN.
- (2) Korekta niezbilansowania (KN) danej JB dla danego ORN:
- (2.1) W przypadku JBz jest równa sumie korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG utworzone z zasobów, które są bilansowane handlowo w ramach tej JBz:

$$KN_{jt} = \sum_{i \in ZJG_j} KN_{ijt} \quad (15.2)$$

gdzie:

- $KN_{jt}$  – Korekta niezbilansowania  $JB_{zj}$  dla ORN  $t$  [MWh]  
 $KN_{ijt}$  – Korekta niezbilansowania  $JB_{zj}$  dla ORN  $t$  wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG  $i$  [MWh]  
 $ZJG_j$  – Zbiór JG, w skład których wchodzi zasoby bilansowane handlowo w  $JB_{zj}$

(2.2) W przypadku pozostałych rodzajów JB jest równa 0 MWh.

- (3) Korekta niezbilansowania danej  $JB_{zj}$  wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG, w skład której wchodzi zasoby bilansowane handlowo w tej  $JB_{zj}$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

- (3.1) W przypadku energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG, inną niż  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$ , dla OREB odpowiadającego danemu ORN:

$$KN_{ijt} = EB_{it} \quad (15.3)$$

- (3.2) W przypadku energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną  $JG_{Z3}$  albo  $JG_A$  dla OREB odpowiadającego danemu ORN:

- (a) Jeżeli dana  $JB_{zj}$  nie domyka wartości korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną  $JG_{Z3}$  albo  $JG_A$ :

$$KN_{ijt} = EB_{it} \cdot \alpha_{ijt} \quad (15.4)$$

- (b) Jeżeli dana  $JB_{zj}$  domyka wartości korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną  $JG_{Z3}$  albo  $JG_A$ :

$$KN_{ijt} = EB_{it} - \sum_{j' \in ZJB_{it} \setminus \{j\}} KN_{ij't} \quad (15.5)$$

gdzie:

- $KN_{ijt}$  – Korekta niezbilansowania  $JB_{zj}$  dla ORN  $t$  wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG  $i$  [MWh]  
 $EB_{it}$  – Energia bilansująca JG  $i$  dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [MWh]  
 $\alpha_{ijt}$  – Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB określony dla  $JB_{zj}$  w przyjętej OEB dla JG  $i$  oraz OREB odpowiadającego ORN  $t$   
 $ZJB_{it}$  – Zbiór JB, w których są bilansowane zasoby tworzące JG  $i$

- (4) Dana  $JB_{zj}$  domyka wartości korekt niezbilansowania wynikające z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną  $JG_{Z3}$  albo  $JG_A$  dla OREB odpowiadającego danemu ORN jeżeli:

- (4.1) Do danej  $JB_{zj}$  została przypisana w OEB dla danej JG największa wartość współczynnika rozdziału energii bilansującej na JB, o którym mowa w pkt 8.7.1(7.3) i 8.7.1(8.5), dla OREB odpowiadającego danemu ORN;

- (4.2) Dana JBz ma najniższy kod JB spośród wszystkich JB, dla których jest spełniony warunek, o którym mowa w pkt (4.1).

## 15.3 Rozliczenia niezbilansowania

### 15.3.1 Rozliczenia ilościowe dla ORN

- (1) Przedmiotem rozliczenia jest energia niezbilansowania (EN) dostarczona albo odebrana przez daną JB na RB dla danego ORN wyznaczana jako różnica między przydzielonym wolumenem a pozycją bilansową, przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania.

$$EN_{jt} = PW_{jt} - PB_{jt} - KN_{jt} \quad (15.6)$$

gdzie:

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

### 15.3.2 Ceny rozliczeniowe dla ORN

- (1) Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 13.3.

### 15.3.3 Rozliczenia wartościowe dla ORN

- (1) Należność za energię niezbilansowania danej JB dostarczoną albo odebraną na RB (NEN) dla danego ORN jest równa iloczynowi ceny energii niezbilansowania oraz ilości energii niezbilansowania w tym ORN:

$$NEN_{jt} = CEN_t \cdot EN_{jt} \quad (15.7)$$

gdzie:

$NEN_{jt}$	– Należność za energię niezbilansowania JB $j$ dla ORN $t$ [zł]
$CEN_t$	– Cena energii niezbilansowania dla ORN $t$ [zł/MWh]
$EN_{jt}$	– Energia niezbilansowania JB $j$ dla ORN $t$ [MWh]

### 15.3.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

- (1) Dla każdej JB jest wyznaczana dobowo ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB (END), jako suma dodatnich wartości energii niezbilansowania dla kolejnych ORN danej doby handlowej:

$$END_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max(EN_{jt}; 0) \quad (15.8)$$

gdzie:

$END_{jd}$  – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

$EN_{jt}$  – Energia niezbilansowania JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]

$T_d$  – Zbiór ORN doby handlowej  $d$

- (2) Dla każdej JB jest wyznaczana dobową ilość energii niezbilansowania odebranej z RB (ENO), jako suma ujemnych wartości energii niezbilansowania dla kolejnych ORN danej doby handlowej:

$$ENO_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max(-EN_{jt}; 0) \quad (15.9)$$

gdzie:

$ENO_{jd}$  – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

$EN_{jt}$  – Energia niezbilansowania JB  $j$  dla ORN  $t$  [MWh]

$T_d$  – Zbiór ORN doby handlowej  $d$

### 15.3.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

- (1) Dla każdej JB jest wyznaczana dobową należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NEND), jako suma należności dla tych ORN danej doby handlowej, dla których JB dostarczała energię niezbilansowania na RB (dla których  $EN \geq 0$ ):

$$NEND_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEN_{jt}^+ \quad (15.10)$$

$$NEN_{jt}^+ = \begin{cases} NEN_{jt} & \text{jeżeli } EN_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{jeżeli } EN_{jt} < 0 \end{cases} \quad (15.11)$$

gdzie:

$NEND_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]

$NEN_{jt}^+$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  dla ORN  $t$  [zł]

$NEN_{jt}$  – Należność za energię niezbilansowania JB  $j$  dla ORN  $t$  [zł]

$T_d$  – Zbiór ORN doby handlowej  $d$

- (2) Dla każdej JB jest wyznaczana dobową należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENO), jako suma należności dla tych ORN danej doby handlowej, dla których JB odbierała energię niezbilansowania z RB (dla których  $EN < 0$ ):

$$NENO_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEN_{jt}^- \quad (15.12)$$

$$NEN_{jt}^- = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli } EN_{jt} \geq 0 \\ -NEN_{jt} & \text{jeżeli } EN_{jt} < 0 \end{cases} \quad (15.13)$$

gdzie:

- $NENO_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $NEN_{jt}^-$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  dla ORN  $t$  [zł]
- $NEN_{jt}$  – Należność za energię niezbilansowania JB  $j$  dla ORN  $t$  [zł]
- $T_d$  – Zbiór ORN doby handlowej  $d$

### 15.3.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

- (1) Dla każdej JB jest wyznaczana cena dobową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CEND), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEND_{jd} = \frac{NEND_{jd}}{END_{jd}} \quad (15.14)$$

gdzie:

- $CEND_{jd}$  – Cena dobową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $NEND_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $END_{jd}$  – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

- (2) Dla każdej JB jest wyznaczana cena dobową za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENO), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENO_{jd} = \frac{NENO_{jd}}{ENO_{jd}} \quad (15.15)$$

gdzie:

- $CENO_{jd}$  – Cena dobową za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh]
- $NENO_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $ENO_{jd}$  – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]

### 15.3.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB (ENDE), jako suma energii niezbilansowania dostarczonej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$ENDE_{je} = \sum_{d \in D_e} END_{jd} \quad (15.16)$$

gdzie:

- $ENDE_{je}$  – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]  
 $END_{jd}$  – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

- (2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB (ENOE), jako suma energii niezbilansowania odebranej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$ENOE_{je} = \sum_{d \in D_e} ENO_{jd} \quad (15.17)$$

gdzie:

- $ENOE_{je}$  – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]  
 $ENO_{jd}$  – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [MWh]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

### 15.3.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

- (1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NENDE), jako suma należności NEND z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NENDE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEND_{jd} \quad (15.18)$$

gdzie:

- $NENDE_{je}$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]  
 $NEND_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]  
 $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

- (2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENOE), jako suma należności NENO z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NENOE_{je} = \sum_{d \in D_e} NENO_{jd} \quad (15.19)$$

gdzie:

- $NENOE_{je}$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]
- $NENO_{jd}$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  określona dla doby handlowej  $d$  [zł]
- $D_e$  – Zbiór dób handlowych dekady  $e$

### 15.3.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

- (1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CENDE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENDE_{je} = \frac{NENDE_{je}}{ENDE_{je}} \quad (15.20)$$

gdzie:

- $CENDE_{je}$  – Cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MWh]
- $NENDE_{je}$  – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]
- $ENDE_{je}$  – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]

- (2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENOE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENOE_{je} = \frac{NENOE_{je}}{ENOE_{je}} \quad (15.21)$$

gdzie:

- $CENOE_{je}$  – Cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  dla dekady  $e$  [zł/MWh]
- $NENOE_{je}$  – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [zł]
- $ENOE_{je}$  – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB  $j$  określona dla dekady  $e$  [MWh]

## 15.4 Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

- (1) Wielkości pozycji bilansowej i przydzielonego wolumenu w zależności od znaku mają następującą interpretację:
- (1.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii elektrycznej do obszaru objętego działaniem RB;
- (1.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii elektrycznej z obszaru objętego działaniem RB.
- (2) Wielkość korekty niezbilansowania w zależności od znaku ma następującą interpretację:



- (2.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii bilansującej na RB;
- (2.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii bilansującej z RB.
- (3) Wielkości pozycji bilansowej, przydzielonego wolumenu i korekty niezbilansowania są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MWh.
- (4) Rozliczenia ilościowe niezbilansowania są realizowane z dokładnością do 0,001 MWh.
- (5) Rozliczenia wartościowe niezbilansowania są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.
- (6) Przy wyznaczaniu wielkości rozliczeniowych stosuje się ogólne metody zaokrągleń.

## 15.5 Korygowanie rozliczeń

- (1) Każdy OR, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.
- (2) W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.
- (3) Po otrzymaniu przez OSP od OR zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.
- (4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.
- (5) Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych okresów rozliczeniowych (dekad) w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.

Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$ ,  $m+8$  oraz  $m+15$ .

- (6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 17. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.
- (7) W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.
- (8) Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

## 16 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH DOSTAWCOM USŁUG BILANSUJĄCYCH

### 16.1 Energia bilansująca

#### 16.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

- (1) Raport dobowy energii bilansującej ( $RD^{EB}$ ) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie  $RD^{EB}$  w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- (2) Każdy  $RD^{EB}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach  $RD^{EB}$  dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:
  - (3.1) Wielkości dla każdego OREB:
    - (a) Energia zweryfikowana (EZ);
    - (b) Energia skorygowana (ES);
    - (c) Energia rzeczywista (ER);
    - (d) Energia bilansująca w podziale na pasma mocy:
      - (i) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB ( $EB^{RR^{t-1}}$ );
      - (ii) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla danego OREB ( $EB^{RR^t}$ );
      - (iii) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB ( $EB^{RR^{t+1}}$ );
      - (iv) Aktywowana poza platformą RR ( $EB^{PP}$ );
    - (e) Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej, o której mowa w pkt (d):
      - (i) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB ( $CWK^{RR^{t-1}}$ );
      - (ii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego OREB ( $CWK^{RR^t}$ );
      - (iii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB ( $CWK^{RR^{t+1}}$ );

- (iv) Aktywowanej poza platformą RR (CWK<sup>PP</sup>);
  - (f) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej, o której mowa w pkt (d):
    - (i) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB (CRK<sup>RR<sup>t-1</sup></sup>);
    - (ii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego OREB (CRK<sup>RR<sup>t</sup></sup>);
    - (iii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB (CRK<sup>RR<sup>t+1</sup></sup>);
    - (iv) Aktywowanej poza platformą RR (CRK<sup>PP</sup>);
  - (g) Energia odchylenia (EO);
  - (h) Należność za energię bilansującą (NEB);
- (3.2) Wielkości dobowe:
- (a) Energia bilansująca dostarczona na RB (EBD);
  - (b) Energia bilansująca odebrana z RB (EBO);
  - (c) Cena dobową za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBD);
  - (d) Cena dobową za energię bilansującą odebraną z RB (CEBO);
  - (e) Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBD);
  - (f) Należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBO).
- (4) W ramach RD<sup>EB</sup> dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, dla każdego OREB:
- (4.1) Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB<sup>RR</sup>);
  - (4.2) Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB<sup>PP</sup>);
  - (4.3) Cena SDAC (CSDAC);
  - (4.4) Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB);
  - (4.5) Cena energii odchylenia (CEO).

### 16.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

- (1) Raport handlowy energii bilansującej (RH<sup>EB</sup>) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.
- (2) Każdy RH<sup>EB</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach RH<sup>EB</sup> dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

- (3.1) Wielkości dekadowe:
  - (a) Energia bilansująca dostarczona na RB (EBDE);
  - (b) Energia bilansująca odebrana z RB (EBOE);
  - (c) Cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBDE);
  - (d) Cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBOE);
  - (e) Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBDE);
  - (f) Należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBOE);
- (3.2) Specyfikacja RD<sup>EB</sup>, na podstawie których został przygotowany RH<sup>EB</sup>.

### 16.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

- (1) Raport handlowy korygujący energii bilansującej (RHK<sup>EB</sup>) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- (2) Każdy RHK<sup>EB</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W RHK<sup>EB</sup> dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:
  - (3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;
  - (3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.1.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);
  - (3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.1.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz
  - (3.4) Specyfikacja RD<sup>EB</sup>, na podstawie których został przygotowany RHK<sup>EB</sup>.

## 16.2 Moce bilansujące

### 16.2.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

- (1) Raport dobowy mocy bilansujących (RD<sup>MB</sup>) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie RD<sup>MB</sup> w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- (2) Każdy RD<sup>MB</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach RD<sup>MB</sup> dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie, w zakresie JG, które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy:

- (3.1) Wielkości dla każdego OREB i typu rezerwy mocy:
- (a) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym (MBP);
  - (b) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBPZ);
  - (c) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym (MBU);
  - (d) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBUZ);
  - (e) Moc bilansująca dostarczona (MBD);
  - (f) Niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona (MBNO);
  - (g) Niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona (MBNN);
  - (h) Niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona, objęta energią odchylenia (MBNNO);
  - (i) Cena mocy bilansujących zastępujących moc danego typu rezerwy mocy (CMBZ);
  - (j) Należność za moc bilansującą (NMBPU);
- (3.2) Wielkości dobowe dla każdego typu rezerwy mocy:
- (a) Moc bilansująca (MBPUD);
  - (b) Cena dobowa za moc bilansującą (CMBPUD);
  - (c) Należność za moc bilansującą (NMBPUD).
- (4) W ramach RD<sup>MB</sup> dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, która jest kwalifikowana do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy, dla każdego OREB i typu rezerwy mocy:
- (4.1) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym (CMBP);
  - (4.2) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym (CMBU);
  - (4.3) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona (CMBNO);
  - (4.4) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona (CMBNN).

### 16.2.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

- (1) Raport handlowy mocy bilansujących (RH<sup>MB</sup>) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.
- (2) Każdy RH<sup>MB</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

- (3) W ramach  $RH^{MB}$  dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie, w zakresie JG, które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy:
- (3.1) Wielkości dekadowe dla każdego typu rezerwy mocy:
- (a) Moc bilansująca (MBPUE);
  - (b) Cena dekadowa za moc bilansującą (CMBPUE);
  - (c) Należność za moc bilansującą (NMBPUE);
- (3.2) Specyfikacja  $RD^{MB}$ , na podstawie których został przygotowany  $RH^{MB}$ .

### 16.2.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

- (1) Raport handlowy korygujący mocy bilansujących ( $RHK^{MB}$ ) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- (2) Każdy  $RHK^{MB}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W  $RHK^{MB}$  dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:
- (3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;
- (3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.2.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);
- (3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.2.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz
- (3.4) Specyfikacja  $RD^{MB}$ , na podstawie których został przygotowany  $RHK^{MB}$ .

## 16.3 Rezerwa operacyjna

### 16.3.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

- (1) Raport dobowy rezerwy operacyjnej ( $RD^{RO}$ ) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie  $RD^{RO}$  w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- (2) Każdy  $RD^{RO}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach  $RD^{RO}$  dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

- (3.1) Wielkości dla każdego OREB:
- (a) Rezerwa operacyjna (RO);
  - (b) Rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu:
    - (i) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla poprzedniego OREB (ROR<sup>RR<sup>t-1</sup></sup>);
    - (ii) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla danego OREB (ROR<sup>RR<sup>t</sup></sup>);
    - (iii) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB<sup>RR</sup> na platformie RR dla następnego OREB (ROR<sup>RR<sup>t+1</sup></sup>);
    - (iv) Niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR (ROR<sup>PP</sup>);
  - (c) Należność za rezerwę operacyjną (NRO);
- (3.2) Wielkości dobowe:
- (a) Rozliczana rezerwa operacyjna (RORD);
  - (b) Cena dobową rezerwy operacyjnej (CORD);
  - (c) Należność za rezerwę operacyjną (NROD).
- (4) W ramach RD<sup>RO</sup> dotyczącego danej doby są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, dla każdego OREB:
- (4.1) Cena rezerwy operacyjnej (COR);
  - (4.2) Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB<sup>RR</sup> aktywowanemu na platformie RR (COR<sup>RR</sup>).

### 16.3.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

- (1) Raport handlowy rezerwy operacyjnej (RH<sup>RO</sup>) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.
- (2) Każdy RH<sup>RO</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach RH<sup>RO</sup> dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:
  - (3.1) Wielkości dekadowe:
    - (a) Rozliczana rezerwa operacyjna (RORE);
    - (b) Cena dekadowa rezerwy operacyjnej (CORE);

- (c) Należność za rezerwę operacyjną (NROE);
- (3.2) Specyfikacja RD<sup>RO</sup>, na podstawie których został przygotowany RH<sup>RO</sup>.

### 16.3.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

- (1) Raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej (RHK<sup>RO</sup>) jest udostępniany przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- (2) Każdy RHK<sup>RO</sup> ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W RHK<sup>RO</sup> dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:
  - (3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;
  - (3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.3.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);
  - (3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.3.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz
  - (3.4) Specyfikacja RD<sup>RO</sup>, na podstawie których został przygotowany RHK<sup>RO</sup>.



## 17 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH PODMIOTOM ODPOWIEDZIALNYM ZA BILANSOWANIE

### 17.1 Energia niezbilansowania

#### 17.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

- (1) Raport dobowy energii niezbilansowania ( $RD^{EN}$ ) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie  $RD^{EN}$  w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- (2) Każdy  $RD^{EN}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach  $RD^{EN}$  dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JB, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:
  - (3.1) Wielkości dla każdego ORN:
    - (a) Pozycja bilansowa (PB);
    - (b) Przydzielony wolumen (PW);
    - (c) Korekta niezbilansowania (KN);
    - (d) Energia niezbilansowania (EN);
    - (e) Należność za energię niezbilansowania (NEN);
  - (3.2) Wielkości dobowe:
    - (a) Energia niezbilansowania dostarczona na RB (END);
    - (b) Energia niezbilansowania odebrana z RB (ENO);
    - (c) Cena dobowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CEND);
    - (d) Cena dobowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENO);
    - (e) Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NEND);
    - (f) Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENO);
- (4) W ramach  $RD^{EN}$  dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JB, dla każdego ORN:
  - (4.1) Cena energii niezbilansowania (CEN);
  - (4.2) Cena SDAC (CSDAC);
  - (4.3) Średnia ważona cena energii bilansującej ( $\overline{CEB}$ );

(4.4) Stan zakontraktowania KSE (SK).

### 17.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

- (1) Raport handlowy energii niezbilansowania ( $RH^{EN}$ ) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.
- (2) Każdy  $RH^{EN}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W ramach  $RH^{EN}$  dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JB, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:
  - (3.1) Wielkości dekadowe:
    - (a) Energia niezbilansowania dostarczona na RB (ENDE);
    - (b) Energia niezbilansowania odebrana z RB (ENOE);
    - (c) Cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CENDE);
    - (d) Cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENOE);
    - (e) Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NENDE);
    - (f) Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENOE);
  - (3.2) Specyfikacja  $RD^{EN}$ , na podstawie których został przygotowany  $RH^{EN}$ .

### 17.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

- (1) Raport handlowy korygujący energii niezbilansowania ( $RHK^{EN}$ ) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- (2) Każdy  $RHK^{EN}$  ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- (3) W  $RHK^{EN}$  dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:
  - (3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;
  - (3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 17.1.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);
  - (3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 17.1.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz
  - (3.4) Specyfikacja  $RD^{EN}$ , na podstawie których został przygotowany  $RHK^{EN}$ .

## 18 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z DOSTAWCAMI USŁUG BILANSUJĄCYCH

### 18.1 Ogólne zasady

- (1) Rozliczenia finansowe pomiędzy DUB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.
- (2) Faktury oraz faktury korygujące są wystawiane oddzielnie za:
  - (2.1) Energię bilansującą;
  - (2.2) Moce bilansujące;
  - (2.3) Rezerwę operacyjną.
- (3) Okresem fakturowania zobowiązań i należności pomiędzy DUB i OSP są dekady (okresy rozliczeniowe).
- (4) Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.
  - (4.1) Dodatkowo faktura powinna zawierać:
    - (a) Numer raportu handlowego;
    - (b) Okres rozliczeniowy;
  - (4.2) Dodatkowo faktura korygująca powinna zawierać:
    - (a) Numer raportu handlowego korygującego;
    - (b) Numer raportu handlowego (korygowanego);
    - (c) Okres rozliczeniowy (korygowany).
- (5) Faktury wystawiają DUB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące DUB lub OSP wystawiają do 21. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i udostępniono raport handlowy korygujący.
- (6) W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest zobowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych dostarczenia jej w inny sposób do odbiorcy, za potwierdzeniem odbioru, nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.
- (7) Terminem płatności faktur jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- (8) Płatność należności wskazanej na każdej fakturze musi być dokonana nie później niż w terminie płatności.
- (9) Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.

- (10) W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.
- (11) W przypadku gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania z DUB w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki za opóźnienie naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.
- (12) W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia, o którym mowa w pkt (11), OSP ma prawo podjąć działania określone w WDB i umowie przesyłania pozwalające na ograniczenie zobowiązań DUB.
- (13) Ceny i stawki powołane w WDB lub ustalone zgodnie z ich postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi w tym zakresie przepisami. DUB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

## 18.2 Energia bilansująca

- (1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy energii bilansującej oraz raport handlowy korygujący energii bilansującej.
- (2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za dostarczoną energię bilansującą w okresie rozliczeniowym jest:
  - (2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię bilansującą dostarczoną na RB wystawia DUB;
  - (2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB wystawia OSP.
- (3) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za odebraną energię bilansującą w okresie rozliczeniowym jest:
  - (3.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię bilansującą odebraną z RB wystawia OSP;
  - (3.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB wystawia DUB.
- (4) Faktury za energię bilansującą dostarczoną na RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

- (4.1) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (4.2) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (4.3) W przypadku faktury za energię bilansującą dostarczoną na RB: sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (4.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB: należność za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.
- (5) Faktury za energię bilansującą odebraną z RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (5.1) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (5.2) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (5.3) W przypadku faktury za energię bilansującą odebraną z RB: sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (5.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB: należność za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.
- (6) Faktury korygujące za energię bilansującą dostarczoną na RB powinny zawierać:
- (6.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
    - (a) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
    - (b) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
    - (c) Sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (6.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
    - (a) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
    - (b) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

- (c) Sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
- (6.3) Wielkość korekty:
- (a) Zmianę sumarycznej energii bilansującej dostarczonej na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (b) Zmianę ceny dekadowej za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (c) Zmianę sumarycznej należności za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.
- (7) Faktury korygujące za energię bilansującą odebraną z RB powinny zawierać:
- (7.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (a) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (b) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (c) Sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
- (7.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (a) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (b) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (c) Sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
- (7.3) Wielkość korekty:
- (a) Zmianę sumarycznej energii bilansującej odebranej z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (b) Zmianę ceny dekadowej za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;
  - (c) Zmianę sumarycznej należności za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.
- (8) Do faktur korygujących za usługę przyjęcia energii bilansującej stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (6) i (7) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przyjęcia energii bilansującej, o których mowa w pkt (4) i (5).
- (9) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami

pkt (2) i (3) (np. dostawa energii bilansującej na RB przez DUB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przyjęcia energii bilansującej na RB albo świadczenie przez DUB usługi przyjęcia energii bilansującej z RB stanie się odbiorem energii bilansującej z RB przez DUB), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez DUB albo OSP należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3).

### 18.3 Moce bilansujące

- (1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy mocy bilansujących oraz raport handlowy korygujący mocy bilansujących.
- (2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy w okresie rozliczeniowym jest:
  - (2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za świadczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy wystawia DUB.
  - (2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy wystawia OSP.
- (3) Faktury za świadczenie mocy bilansujących oraz faktury za przejęcie zobowiązania świadczenia mocy bilansujących powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
  - (3.1) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:
    - (a) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (b) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (c) W przypadku faktury za świadczenie mocy bilansujących: sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (d) W przypadku faktury za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących: należność za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (3.2) W przypadku faktury za świadczenie mocy bilansujących: łączną należność za moce bilansujące uwzględnione na fakturze w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (3.3) W przypadku faktury za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących: należność za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, łącznej należności za moce bilansujące uwzględnione na fakturze w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.

- (4) Faktury korygujące za świadczenie mocy bilansujących powinny zawierać:
- (4.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:
    - (i) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (ii) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (iii) Sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (b) Łączną należność w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB;
- (4.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:
    - (i) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (ii) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (iii) Sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (b) Łączną należność w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB;
- (4.3) Wielkość korekty:
- (a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:
    - (i) Zmianę sumarycznej mocy bilansującej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (ii) Zmianę ceny dekadowej za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (iii) Zmianę sumarycznej należności za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (b) Zmianę łącznej należności w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB.
- (5) Do faktur korygujących za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (4) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących, o których mowa w pkt (3).



- (6) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego i danego typu rezerwy mocy zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami pkt (2) (np. świadczenie mocy bilansującej przez DUB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansującej), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez DUB albo OSP w zakresie tego typu rezerwy mocy należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2).

## 18.4 Rezerwa operacyjna

- (1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy rezerwy operacyjnej oraz raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej.
- (2) Faktury i faktury korygujące za rezerwę operacyjną w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia DUB.
- (3) Faktury za rezerwę operacyjną powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (3.1) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (3.2) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (3.3) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.
- (4) Faktury korygujące za rezerwę operacyjną danego DUB powinny zawierać:
- (4.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
    - (a) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (b) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (c) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (4.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
    - (a) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (b) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
    - (c) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

- (4.3) Wielkości korekty:
- (a) Zmianę sumarycznej wielkości rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (b) Zmianę ceny dekadowej za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;
  - (c) Zmianę sumarycznej należności za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.

## 19 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z PODMIOTAMI ODPOWIEDZIALNYMI ZA BILANSOWANIE

### 19.1 Ogólne zasady

- (1) Rozliczenia finansowe pomiędzy POB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.
- (2) Faktury oraz faktury korygujące są wystawiane za energię niezbilansowania.
- (3) Okresem fakturowania zobowiązań i należności na RB pomiędzy POB i OSP są dekady (okresy rozliczeniowe).
- (4) Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.
  - (4.1) Dodatkowo, faktura powinna zawierać:
    - (a) Numer raportu handlowego;
    - (b) Okres rozliczeniowy;
  - (4.2) Dodatkowo, faktura korygująca powinna zawierać:
    - (a) Numer raportu handlowego korygującego;
    - (b) Numer raportu handlowego (korygowanego);
    - (c) Okres rozliczeniowy (korygowany).
- (5) Faktury wystawiają POB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące POB lub OSP wystawiają do 21. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i udostępniono raport handlowy korygujący.
- (6) W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest zobowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych dostarczenia jej w inny sposób do odbiorcy, za potwierdzeniem odbioru, nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.
- (7) Terminem płatności faktur jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- (8) Płatność należności wskazanej na każdej fakturze musi być dokonana nie później niż w terminie płatności.
- (9) Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.
- (10) W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiąca podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być

naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

- (11) W przypadku gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania z POB w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki za opóźnienie, naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.
- (12) W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia, o którym mowa w pkt (11), OSP ma prawo podjąć działania określone w WDB i umowie przesyłania pozwalające na ograniczenie zobowiązań POB.
- (13) Ceny i stawki powołane w WDB lub ustalane zgodnie z ich postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi w tym zakresie przepisami. POB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

## 19.2 Energia niezbilansowania

- (1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy energii niezbilansowania oraz raport handlowy korygujący energii niezbilansowania.
- (2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JB danego POB za dostarczoną energię niezbilansowania w okresie rozliczeniowym jest:
  - (2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię niezbilansowania dostarczoną na RB wystawia POB;
  - (2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB wystawia OSP.
- (3) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JB danego POB za odebraną energię niezbilansowania w okresie rozliczeniowym jest:
  - (3.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię niezbilansowania odebraną z RB wystawia OSP;
  - (3.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB wystawia POB.
- (4) Faktury za energię niezbilansowania dostarczoną na RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
  - (4.1) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (4.2) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

- (4.3) W przypadku faktury za energię niezbilansowania dostarczoną na RB: sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (4.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB: należność za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.
- (5) Faktury za energię niezbilansowania odebraną z RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (5.1) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (5.2) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (5.3) W przypadku faktury za energię niezbilansowania odebraną z RB: sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (5.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB: należność za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.
- (6) Faktury korygujące za energię niezbilansowania dostarczoną na RB powinny zawierać:
- (6.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (a) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (6.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (a) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

- (6.3) Wielkość korekty:
- (a) Zmianę sumarycznej energii niezbilansowania dostarczonej na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (b) Zmianę ceny dekadowej za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (c) Zmianę sumarycznej należności za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.
- (7) Faktury korygujące za energię niezbilansowania odebraną z RB powinny zawierać:
- (7.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
- (a) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (7.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
- (a) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
- (7.3) Wielkość korekty:
- (a) Zmianę sumarycznej energii niezbilansowania odebranej z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (b) Zmianę ceny dekadowej za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;
  - (c) Zmianę sumarycznej należności za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.
- (8) Do faktur korygujących za usługę przyjęcia energii niezbilansowania stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (6) i (7) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przyjęcia energii niezbilansowania, o których mowa w pkt (4) i (5).
- (9) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3) (np. dostawa energii niezbilansowania na RB przez POB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przyjęcia energii niezbilansowania na RB albo

świadczenie przez POB usługi przyjęcia energii niezbilansowania z RB (stanie się odbiorem energii niezbilansowana z RB przez POB), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez POB albo OSP należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3).

## 20 KOSZTY RYNKU BILANSUJĄCEGO

### 20.1 Ogólne zasady

- (1) Na RB są ponoszone następujące koszty:
  - (1.1) Koszt mocy bilansujących (KMB);
  - (1.2) Koszt usuwania ograniczeń systemowych (KO);
  - (1.3) Koszt rezerwy operacyjnej (KRO).
- (2) KMB, KO oraz KRO są przenoszone w opłacie przesyłowej według stawki jakościowej taryfy OSP. W przypadku gdy KMB lub KO mają wartość ujemną, to pomniejszają koszty alokowane do składnika systemowego opłaty przesyłowej.

### 20.2 Koszt mocy bilansujących

- (1) KMB jest związany z zapewnianiem przez OSP wymaganych wielkości mocy bilansujących w KSE. KMB dla danego OREB jest wyznaczany jako suma należności za moce bilansujące poszczególnych typów rezerwy mocy wszystkich JG, w następujący sposób:

$$KMB_t = \sum_{j \in ZJG} \sum_{r \in R} NMBPU_{jt}^r \quad (20.1)$$

gdzie:

- $KMB_t$  – Koszt mocy bilansujących dla OREB  $t$  [zł]  
 $NMBPU_{jt}^r$  – Należność dla JG  $j$  za moc bilansującą typu  $r$  dla OREB  $t$  [zł]  
 $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG  
 $R$  – Zbiór nabywanych typów rezerwy mocy:  
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

### 20.3 Koszt usuwania ograniczeń systemowych

- (1) KO jest związany z realizacją przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych, stanowi część całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB (KCZ), która nie jest pokryta kosztami bilansowania (KB), i dla danego ORN jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KO_t = KCZ_t + KB_t \quad (20.2)$$

gdzie:

- $KO_t$  – Koszt usuwania ograniczeń dla ORN  $t$  [zł]  
 $KCZ_t$  – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB dla OREB odpowiadającego ORN  $t$  [zł]  
 $KB_t$  – Koszt bilansowania energii dla ORN  $t$  [zł]

- (2) KCZ dla danego OREB powstaje w wyniku prowadzonych przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych w ramach planowania pracy KSE oraz prowadzenia



ruchu tego systemu. W ramach tych działań OSP dokonuje zakupu lub sprzedaży energii bilansującej niezbędnej do zbilansowania zasobów KSE.

KCZ jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą dostarczoną na RB albo odebraną z RB dla OREB odpowiadającego ORN w następujący sposób:

$$KCZ_t = \sum_{j \in ZJG} NEB_{jt} \quad (20.3)$$

gdzie:

- $KCZ_t$  – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB dla OREB  $t$  [zł]  
 $NEB_{jt}$  – Należność za energię bilansującą JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]  
 $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

- (3) KB dla danego ORN odpowiada kosztom rozliczenia niezbilansowania na RB i jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JB za energię niezbilansowania dostarczoną na RB albo odebraną z RB w tym ORN, w następujący sposób:

$$KB_t = \sum_{j \in ZJB} NEN_{jt} \quad (20.4)$$

gdzie:

- $KB_t$  – Koszt bilansowania energii dla ORN  $t$  [zł]  
 $NEN_{jt}$  – Należność za energię niezbilansowania JB  $j$  dla ORN  $t$  [zł]  
 $ZJB$  – Zbiór wszystkich JB

- (4) KCZ i KB w zależności od znaku mają następującą interpretację:

- (4.1) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, to oznacza koszt poniesiony na RB;  
 (4.2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość ujemną, to oznacza przychód na RB.

## 20.4 Koszt rezerwy operacyjnej

- (1) KRO jest związany z rozliczeniem mocy dostępnych dla OSP ponad nabyte wielkości mocy bilansujących. KRO dla danego OREB jest wyznaczany jako suma należności za rezerwę operacyjną wszystkich JG, w następujący sposób:

$$KRO_t = \sum_{j \in ZJG} NRO_{jt} \quad (20.5)$$

gdzie:

- $KRO_t$  – Koszt rezerwy operacyjnej [zł]  
 $NRO_{jt}$  – Należność za rezerwę operacyjną JG  $j$  dla OREB  $t$  [zł]  
 $ZJG$  – Zbiór wszystkich JG

## 21 INFORMACJE O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PUBLIKOWANE PRZEZ OSP

- (1) Informacje o rynku energii elektrycznej publikowane na stronie internetowej OSP zawierają:
  - (1.1) Specyfikację węzłów sieci dla potrzeb grupowania zasobów w jednostkach grafikowych;
  - (1.2) Parametry RB dla roku kalendarzowego, miesiąca oraz doby;
  - (1.3) Prognozowane wielkości;
  - (1.4) Informacje o funkcjonowaniu rynku.
- (2) Parametry RB są publikowane:
  - (2.1) Niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP dla danego roku i dotyczą:
    - (a) Prognozowanego średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług dla roku kalendarzowego;
    - (b) Kosztów transakcyjnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla roku kalendarzowego;
  - (2.2) Do 15. dnia drugiego miesiąca poprzedzającego dany kwartał kalendarzowy i dotyczą:
    - (a) Parametrów LOLP dla danego kwartału wraz z OJNZ, dla których są wyznaczone parametry LOLP, o których mowa w pkt 12.3(5);
    - (b) Współczynników, wielkości stałej oraz górnego limitu wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę stosowanych we wzorze na wymaganą wielkość rezerwy mocy w górę, o których mowa w pkt 7.7(2), dla danego kwartału, wraz z OJNZ, dla których te dane są wyznaczone;
    - (c) Okresów niereprezentatywnych dla danego kwartału, o których mowa w pkt 12.3(7);
  - (2.3) Najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem danego miesiąca kalendarzowego i dotyczą:
    - (a) Wartości ceny odniesienia (Co) dla danego miesiąca kalendarzowego, o której mowa w pkt 6.4(10);
  - (2.4) W ostatniej dobie poprzedzającej dany kwartał kalendarzowy do godz. 8.30 i dotyczą:
    - (a) Ograniczonej średniej wartości COR ( $\overline{COR}^*$ ) dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, o której mowa w pkt 12.4(9), nieuwzględniającej ostatniej doby poprzedniego kwartału kalendarzowego;  
Wielkość jest aktualizowana w pierwszej dobie danego kwartału kalendarzowego wielkością, o której mowa w pkt (2.5), uwzględniającą dane dla ostatniej doby poprzedniego kwartału kalendarzowego;

- (2.5) W pierwszej dobie danego kwartału kalendarzowego do godz. 8.30 i dotyczą:
- (a) Ograniczonej średniej wartości COR ( $\overline{COR}^*$ ) dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, o której mowa w pkt 12.4(9);
- (2.6) Do godz. 7.30 doby  $d-1$  i dotyczą:
- (a) Zapotrzebowania na moce bilansujące (ZMB) nabywane w ramach RMB dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej  $d$ ;
  - (b) Minimalnych i maksymalnych możliwości wytwarzania energii elektrycznej oraz maksymalnych możliwych do świadczenia wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 8.6.2(11), dla ONMB<sup>P</sup> doby handlowej  $d$ ;
- (2.7) Do godz. 8.30 doby  $d-1$  i dotyczą:
- (a) Prognozowanej wartości górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej ( $COR^{Max}$ ) dla doby handlowej  $d$ ;
- (2.8) Do godz. 19.00 doby  $d-1$  i dotyczą:
- (a) Cen SDAC (CSDAC) dla każdego ORN doby handlowej  $d$ ;
- (2.9) W dobie  $d+1$  i dotyczą:
- (a) Ceny  $RC^{CO_2}$  dla doby handlowej  $d$ .
- (3) Prognozowane wielkości są publikowane:
- (3.1) Do godz. 17.00 doby  $d-1$  i dotyczą:
- (a) Prognozowanego stanu zakontraktowania KSE (SK) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (b) Prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej (RO) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
- (3.2) Nie później niż w dobie  $d-1$  i dotyczą:
- (a) Prognozowanej ceny  $RC^{CO_2}$  dla doby handlowej  $d$ ;
- (3.3) Do 1 godziny po zakończeniu OREB doby  $d$  i dotyczą:
- (a) Prognozowanego stanu zakontraktowania KSE (SK) dla ORN odpowiadającego danemu OREB;
  - (b) Prognozowanej ceny rezerwy operacyjnej (COR) dla danego OREB;
  - (c) Prognozowanej ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB) dla danego OREB;
  - (d) Prognozowanej średniej ważonej ceny energii bilansującej ( $\overline{CEB}$ ) dla danego OREB;
- (4) Informacje o funkcjonowaniu RB są publikowane:
- (4.1) Do godz. 17.00 doby  $d-1$  i dotyczą:

- (a) Cen mocy bilansujących nabytych w trybie podstawowym (CMBP) dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej  $d$ ;
  - (b) Wielkości mocy bilansujących nabytych w trybie podstawowym (MBP) dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej  $d$ ;
- (4.2) Nie później niż w dobie  $d+1$  i dotyczą:
- (a) Ceny krańcowej ofert na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (b) Ceny energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB<sup>PP</sup>) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (c) Ilości energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (EB<sup>PP</sup>) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (d) Ceny energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB<sup>RR</sup>) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (e) Ilości energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (EB<sup>RR</sup>) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (f) Średniej ważonej ceny energii bilansującej ( $\overline{\text{CEB}}$ ) dla każdego ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (g) Ceny energii niezbilansowania (CEN) dla każdego ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (h) Ilości energii niezbilansowania (EN) dla każdego ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (i) Cen mocy bilansujących nabytych w trybie uzupełniającym (CMBU) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (j) Wielkości mocy bilansujących nabytych w trybie uzupełniającym (MBU) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (k) Ceny rezerwy operacyjnej (COR) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (l) Wartości górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej (CORD<sup>Max</sup>) dla doby handlowej  $d$ ;
  - (m) Wielkości rezerwy operacyjnej (RO) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (n) Zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną poza platformą RR (ZEB<sup>PP</sup>) dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (o) Stanu zakontraktowania KSE (SK) dla każdego ORN doby handlowej  $d$ ;
  - (p) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych na RBN, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej  $d$ ;
  - (q) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych jako ostatnie w ramach RBN i RBB, wykaz

anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej *d*;

- (r) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystanych przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO), wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej *d*;
- (s) Ofert portfolio na moce bilansujące, w zakresie oferowanych cen oraz wielkości mocy, przyjętych w trybie podstawowym, wykaz anonimowy wszystkich ofert z podziałem na typy mocy bilansujących dla każdego ONMB<sup>P</sup> doby handlowej *d*;
- (t) Ofert na moce bilansujące, w zakresie oferowanych cen oraz wielkości mocy, przyjętych na RBN, wykaz anonimowy wszystkich ofert z podziałem na typy mocy bilansujących dla każdego OREB doby handlowej *d*;
- (u) Kosztu pokrycia zapotrzebowania na RB (KCZ) dla każdego OREB doby handlowej *d*;
- (v) Kosztu bilansowania na RB (KB) dla każdego ORN doby handlowej *d*;
- (w) Kosztu usuwania ograniczeń na RB (KO) dla każdego ORN doby handlowej *d*;
- (x) Kosztu mocy bilansujących (KMB) dla każdego OREB doby handlowej *d*;
- (y) Kosztu rezerwy operacyjnej (KRO) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

## 22 SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE

- (1) System informatyczny OSP, wspomagający działanie RB współdziała z następującymi systemami elektronicznej wymiany danych z URB:
  - (1.1) System wymiany informacji o rynku energii (WIRE);
  - (1.2) System operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących (SOWE);
  - (1.3) Portal rynku energii i usług (PREU);
  - (1.4) System automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (LFC).
- (2) Wymagania funkcjonalne i techniczne oraz zakres wymiany informacji są określone w IRiESP oraz właściwych standardach technicznych.
- (3) Zakres stosowania poszczególnych systemów w celu wymiany danych dotyczących JB oraz JG są określone w pkt 8.1(27), 10 i 11 oraz załączniku nr 2 do WDB.

## **23 ZAWIESZANIE I PRZYWRACANIE DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ROZLICZENIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH**

- (1) Zgodnie z art. 18 ust. 2 rozporządzenia 2017/2195 WDB obejmują:
- (1.1) Zasady zawieszenia i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 rozporządzenia 2017/2196;
  - (1.2) Szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych zgodnie z art. 39 rozporządzenia 2017/2196;

zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z dnia 7 czerwca 2019 r., znak: DRE.WKP.744.2.6.2019.ZJ, wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

## 24 POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- (1) Reklamacje podmiotów RB powstałe na gruncie WDB lub w związku z nimi powinny być zgłaszane na piśmie, w terminie nie dłuższym niż 14 dni od zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.
- (2) Reklamacje powinny być wnoszone:
  - (2.1) W formie pisemnej, podpisanej przez osoby upoważnione do reprezentowania podmiotu RB, pod adres:

*PSE S.A.*  
*Departament Przesyłu*  
*ul. Warszawska 165*  
*05-520 Konstancin-Jeziorna*

lub
  - (2.2) W formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanymi podpisami elektronicznymi osób upoważnionych do reprezentowania podmiotu RB, pocztą elektroniczną na adres e-mail: *bilansowanie@pse.pl*. Informację elektroniczną uznaje się za doręczoną do OSP w chwili przyjęcia jej przez serwer pocztowy OSP, zgodnie z rejestrem zdarzeń na serwerze pocztowym podmiotu RB.

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień WDB, OSP prześle do podmiotów RB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przysyłać reklamacje.

- (3) W reklamacji należy wskazać dane adresowe podmiotu RB oraz adres poczty elektronicznej na potrzeby korespondencji dotyczącej reklamacji, datę zaistnienia i dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, przyczynę reklamacji wraz z uzasadnieniem oraz powołać dokumenty uzasadniające żądanie. Jeżeli dokumenty uzasadniające żądanie nie są w posiadaniu OSP, to poświadczone kopie tych dokumentów powinny być załączone do reklamacji.
- (4) Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana pocztą na dane adresowe wskazane w reklamacji albo w formie elektronicznej i przesyłana pocztą elektroniczną na adres wskazany w reklamacji.
- (5) Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części podmiot RB ma prawo w terminie 14 dni od daty otrzymania odpowiedzi zgłosić do OSP pisemny wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierający uzasadnienie faktyczne i prawne zgłaszanego żądania oraz nazwiska przedstawicieli upoważnionych do prowadzenia bezpośrednich negocjacji.
- (6) Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji rozstrzyga OSP w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego zgłoszenia. OSP może uwzględnić reklamację w całości lub części lub utrzymać swoje poprzednie stanowisko zawarte w odpowiedzi na reklamację.



- (7) OSP rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu RB zgłaszającego ten wniosek.
- (8) Rozstrzygnięcie wniosku o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji OSP przesyła podmiotowi RB w formie pisemnej lub elektronicznej na adresy jak w pkt (4).
- (9) Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi podmiotami RB, powstałe na gruncie WDB lub w związku z nimi, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony umowie przesyłania.
- (10) Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w umowie przesyłania musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

## 25 ZAŁĄCZNIKI

Poniższe załączniki stanowią integralną część WDB:

Załącznik nr 1 Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych.

Załącznik nr 2 Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących.

## ZAŁĄCZNIK NR 1

# ZASADY DZIAŁANIA ALGORYTMÓW OPTYMALIZACJI STOSOWANYCH W PLANOWANIU PRACY JEDNOSTEK GRAFIKOWYCH

<b>1</b>	<b>DEFINICJE, SKRÓTY I OZNACZENIA .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA.....</b>	<b>28</b>
2.1	ALGORYTM DOBORU JEDNOSTEK GRAFIKOWYCH DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH .....	28
2.2	ALGORYTM NABYWANIA MOCY BILANSUJĄCYCH .....	30
2.3	ALGORYTM ROZDZIAŁU OBCIĄŻEŃ.....	31
<b>3</b>	<b>DANE WEJŚCIOWE I WYJŚCIOWE.....</b>	<b>33</b>
3.1	ZBIORY DANYCH WEJŚCIOWYCH .....	33
3.2	ZNACZNIKI AKTYWNOŚCI .....	36
3.3	PROGRAMY PRACY ZWERYFIKOWANE .....	37
3.3.1	<i>Parametry wyznaczone na podstawie PPZ.....</i>	<i>37</i>
3.3.2	<i>Znaczniki wymuszonej pracy.....</i>	<i>40</i>
3.3.3	<i>Znaczniki usług bilansujących.....</i>	<i>40</i>
3.3.4	<i>Wyznaczanie energii wynikającej z grafiku obciążenia .....</i>	<i>41</i>
3.4	OFERTY ZINTEGROWANEGO PROCESU GRAFIKOWANIA .....	42
3.4.1	<i>Oferty na energię bilansującą.....</i>	<i>42</i>
3.4.2	<i>Oferty na moce bilansujące .....</i>	<i>45</i>
3.4.3	<i>Oferty techniczne <math>JG_{W1}</math> .....</i>	<i>46</i>
3.5	PARAMETRY JG.....	47
3.6	PARAMETRY DLA GRUP $JG_{W1}$ .....	52
3.7	PARAMETRY MEE I ESP .....	53
3.8	PARAMETRY SYSTEMOWE .....	53
3.9	ZMIENNE DECYZYJNE .....	55
3.9.1	<i>Zmienne decyzyjne związane ze stanem <math>JG_{W1}</math>.....</i>	<i>55</i>
3.9.2	<i>Zmienne decyzyjne związane ze stanem <math>JG_{M1}</math>.....</i>	<i>57</i>
3.9.3	<i>Zmienne decyzyjne związane z bieżącymi punktami pracy JG.....</i>	<i>59</i>
3.9.4	<i>Zmienne decyzyjne związane z energią JG.....</i>	<i>60</i>
3.9.5	<i>Zmienne decyzyjne związane z potencjałami oraz stanem naładowania MEE albo ESP .....</i>	<i>61</i>
3.9.6	<i>Zmienne decyzyjne związane z mocami bilansującymi JG.....</i>	<i>62</i>
3.9.7	<i>Zmienne decyzyjne związane z rezerwą mocy typu <math>RR^G</math> i <math>RR^D</math> dostępną na JG.....</i>	<i>69</i>
<b>4</b>	<b>SKŁADOWE FUNKCJE CELU.....</b>	<b>73</b>
<b>5</b>	<b>OGRANICZENIA GLOBALNE .....</b>	<b>76</b>
5.1	OGRANICZENIA DOTYCZĄCE ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC.....	76
5.2	OGRANICZENIA DOTYCZĄCE REZERWY MOCY .....	76
<b>6</b>	<b>OGRANICZENIA SIECIOWE .....</b>	<b>78</b>
6.1	OGRANICZENIA DOTYCZĄCE LICZBY JG PRACUJĄCYCH W DANYM WĘZLE LUB DANEJ GRUPIE WĘZŁÓW SIECI .....	78
6.2	OGRANICZENIA DOTYCZĄCE MOCY OBCIĄŻENIA JG W DANYM WĘZLE LUB DANEJ GRUPIE WĘZŁÓW SIECI .....	79
6.3	OGRANICZENIA DOTYCZĄCE MAKSYMALNEJ WIELKOŚCI REZERWY MOCY, KTÓRA MOŻE BYĆ ŚWIADCZONA PRZEZ JG W DANYM WĘZLE LUB DANEJ GRUPIE WĘZŁÓW SIECI.....	80
<b>7</b>	<b>OGRANICZENIA JEDNOSTEK GRAFIKOWYCH.....</b>	<b>81</b>
7.1	PODSTAWOWE OGRANICZENIA JG.....	81
7.1.1	<i>Ograniczenia dotyczące pracy wymuszonej JG z <math>ZAK = 1</math>.....</i>	<i>81</i>
7.1.2	<i>Ograniczenia dotyczące wyłączenia JG z <math>ZAK \neq 1</math> ze świadczenia usług bilansujących w okresie z <math>ZUB = N</math>.....</i>	<i>82</i>
7.1.3	<i>Ograniczenia dotyczące świadczenia usług bilansujących przez <math>JG_{M2}</math> wyłącznie w kierunku generacji albo poboru.....</i>	<i>83</i>
7.1.4	<i>Ograniczenia dotyczące dyspozycyjności JG.....</i>	<i>83</i>
7.1.5	<i>Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG .....</i>	<i>88</i>
7.1.6	<i>Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących dostępnych na JG.....</i>	<i>91</i>
7.1.7	<i>Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy typu <math>RR^G</math> i <math>RR^D</math> dostępnej na JG.....</i>	<i>94</i>

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

7.2	DODATKOWE OGRANICZENIA $JG_{W1}$ .....	95
7.2.1	<i>Ograniczenia dotyczące uruchamiania <math>JG_{W1}</math> według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT.....</i>	95
7.2.2	<i>Ograniczenia dotyczące uruchamiania <math>JG_{W1}</math> według dodatkowej charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego określonej grafikiem obciążenia .....</i>	97
7.2.3	<i>Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy <math>JG_{W1}</math> .....</i>	98
7.2.4	<i>Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień <math>JG_{W1}</math> .....</i>	99
7.2.5	<i>Ograniczenia dotyczące minimalnej liczby pracujących <math>JG_{W1}</math> w zakładzie wytwarzania energii.....</i>	99
7.3	DODATKOWE OGRANICZENIA $JG_{M1}$ .....	100
7.3.1	<i>Ograniczenia dotyczące wykorzystania magazynu OSP związanego z <math>JG_{M1}</math>.....</i>	100
7.3.2	<i>Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy <math>JG_{M1}</math> .....</i>	101
7.3.3	<i>Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu postoju <math>JG_{M1}</math>.....</i>	104
7.3.4	<i>Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby uruchomień <math>JG_{M1}</math> w dobie.....</i>	104
7.3.5	<i>Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień <math>JG_{M1}</math> w ESP.....</i>	104
7.3.6	<i>Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych odstawień <math>JG_{M1}</math> w ESP .....</i>	105
7.3.7	<i>Ograniczenia dotyczące kierunków pracy <math>JG_{M1}</math> w ESP .....</i>	105
7.3.8	<i>Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów poszczególnych <math>JG_{M1}</math> w ESP.....</i>	105
7.4	DODATKOWE OGRANICZENIA $JG_{M2}$ .....	106

## 1 DEFINICJE, SKRÓTY I OZNACZENIA

(1) Znaczenie definicji, skrótów i oznaczeń używanych w niniejszym załączniku nr 1 Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych jest tożsame z ich znaczeniem zawartym w WDB, o ile w treści samego załącznika nr 1 nie określono inaczej.

(2) W niniejszym załączniku nr 1 są dodatkowo wykorzystywane następujące oznaczenia:

- $C_{jtk}^{Gen}$  – CDO dla pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen}$  JG  $j \in J \setminus J_0$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł/MWh]
- $C_{jtk}^{Pob}$  – CDO dla pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Pob}$  JG  $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł/MWh]
- $CUC_j$  – Cena za uruchomienie JG  $j \in J_{W1}$  ze stanu ciepłego [zł]
- $CUG_j$  – Cena za uruchomienie JG  $j \in J_{W1}$  ze stanu gorącego [zł]
- $CUZ_j$  – Cena za uruchomienie JG  $j \in J_{W1}$  ze stanu zimnego [zł]
- $E_{jt}^{DMax}$  – Potencjał dostawy z PPZ dla JG  $j \in J_M$  i chwili  $t$  [MWh]
- $E_{st}^{DMax}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$  możliwy do wykorzystania przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  niezależnie od wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru w poprzednim okresie [MWh]
- $E_{jt}^{OMax}$  – Potencjał odbioru z PPZ dla JG  $j \in J_M$  i chwili  $t$  [MWh]
- $E_{st}^{OMax}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s \in S$  możliwy do wykorzystania przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  niezależnie od wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru w poprzednim okresie [MWh]
- $E_{st}^{PD}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$  pozostały do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$  [MWh]
- $E_{st}^{PD,r}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$ , który pozostałby do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy dla JG  $j \in J_M(s)$  były równe  $P_{jt}^r$  [MWh]
- $E_{st}^{PO}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s \in S$  pozostały do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$  [MWh]
- $E_{st}^{PO,r}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s \in S$ , który pozostałby do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy dla JG  $j \in J_M(s)$  były równe  $P_{jt}^r$  [MWh]
- $E_{jt}^{WD}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$  wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  w wyniku zmiany grafiku obciążenia  $JG_M j$  z PPZ [MWh]
- $E_{jt}^{WD,r}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$ , który zostałby wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy były równe  $P_{jt}^r$  [MWh]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$E_{jt}^{WO}$	– Potencjał odbioru MEE albo ESP związanej z JG $j \in J_M$ wykorzystany przez OSP w okresie $(t - \Delta t; t)$ w wyniku zmiany grafiku obciążenia JG <sub>M</sub> z PPZ [MWh]
$E_{jt}^{WO,r}$	– Potencjał odbioru MEE albo ESP związanej z JG <sub>M</sub> $j \in J_M$ , który zostałby wykorzystany przez OSP w okresie $(t - \Delta t; t)$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu $r \in \{RR^G, RR^D\}$ bieżące punkty pracy były równe $P_{jt}^r$ [MWh]
$EBPP_{jtk}^{Gen}$	– Energia generacji JG $j \in J \setminus J_0$ w okresie $(t - \Delta t, t)$ wynikająca z realizacji bieżących punktów pracy w ramach pasma mocy $k \in K_{jt}^{Gen}$ [MWh]
$EBPP_{jtk}^{Pob}$	– Energia poboru JG $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$ w okresie $(t - \Delta t, t)$ wynikająca z realizacji bieżących punktów pracy w ramach pasma mocy $k \in K_{jt}^{Pob}$ [MWh]
$EGO_{jt}^{Gen}$	– Energia generacji JG $j \in J$ w okresie $(t - \Delta t, t)$ wynikająca z $P_{jt}^{GO}$ [MWh]
$EGO_{jtk}^{Gen}$	– Część $EGO_{jt}^{Gen}$ przypisana do pasma mocy $k \in K_{jt}^{Gen}$ [MWh]
$EGO_{jt}^{Pob}$	– Energia poboru JG $j \in J$ w okresie $(t - \Delta t, t)$ wynikająca z $P_{jt}^{GO}$ [MWh]
$EGO_{jtk}^{Pob}$	– Część $EGO_{jt}^{Pob}$ przypisana do pasma mocy $k \in K_{jt}^{Pob}$ [MWh]
$EP_{jtk}^{Gen}$	– Energia możliwa do wytworzenia z pasma mocy $k \in K_{jt}^{Gen}$ JG $j \in J \setminus J_0$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MWh]
$EP_{jtk}^{Pob}$	– Energia możliwa do pobrania z pasma mocy $k \in K_{jt}^{Pob}$ JG $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MWh]
$GMB_{jt}^r$	– Grafiki mocy bilansującej JG $j \in J$ z PPZ dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ i okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$\Delta h$	– Czas trwania jednej godziny [h]
$H_t$	– Parametr określający czy w chwili $t$ kończy się godzina zegarowa [–]
$J$	– Zbiór JG ( $J = J_W \cup J_M \cup J_0 \cup J_Z \cup J_A$ )
$J_1$	– Zbiór JG z ZAK = 1 ( $J_1 = J_{W1} \cup J_{M1} \cup J_{Z1}$ )
$J_2$	– Zbiór JG z ZAK = 2 ( $J_2 = J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_0 \cup J_{Z2}$ )
$J_3$	– Zbiór JG z ZAK = 3 ( $J_3 = J_{Z3} \cup J_A$ )
$J_A$	– Zbiór JG <sub>A</sub>
$J_M$	– Zbiór JG <sub>M</sub> ( $J_M = J_{M1} \cup J_{M2}$ )
$J_M(s)$	– Zbiór JG <sub>M</sub> związanych z MEE albo ESP $s \in S$
$J_{M1}$	– Zbiór JG <sub>M1</sub>
$J_{M2}$	– Zbiór JG <sub>M2</sub>
$J_0$	– Zbiór JG <sub>0</sub>
$J_W$	– Zbiór JG <sub>W</sub> ( $J_W = J_{W1} \cup J_{W2}$ )

$J_{W1}$	– Zbiór $JG_{W1}$
$J_{W2}$	– Zbiór $JG_{W2}$
$J_Z$	– Zbiór $JG_Z$ ( $J_Z = J_{Z1} \cup J_{Z2} \cup J_{Z3}$ )
$J_{Z1}$	– Zbiór $JG_{Z1}$
$J_{Z2}$	– Zbiór $JG_{Z2}$
$J_{Z3}$	– Zbiór $JG_{Z3}$
$J_{W1}^{LU}(z)$	– Zbiór $JG_{W1}$ należących do grupy $JG_{W1}$ $z \in ZJ_{W1}^{LU}$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień
$J^{MaxLGen}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby $JG$ pracujących w kierunku generacji
$J^{MaxLPob}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby $JG$ pracujących w kierunku poboru
$J^{MaxPGen}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej mocy generacji $JG$
$J^{MaxPPob}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej mocy poboru $JG$
$J^{MinLGen}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby $JG$ pracujących w kierunku generacji
$J_{W1}^{MinLGen}(z)$	– Zbiór $JG_{W1}$ należących do grupy $JG_{W1}$ $z \in ZJ^{MinLGen}$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby pracujących $JG_{W1}$ w zakładzie wytwarzania energii
$J^{MinLPob}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby $JG$ pracujących w kierunku poboru
$J^{MinPGen}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej mocy generacji $JG$
$J^{MinPPob}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej mocy poboru $JG$
$J^{RMDMax}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy w dół możliwej do świadczenia przez te $JG$
$J^{RMGMax}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy w górę możliwej do świadczenia przez te $JG$
$J^{RMMMax}(w)$	– Zbiór $JG$ w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy łącznie w górę i w dół możliwej do świadczenia przez te $JG$



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$J^{RMMax}(w, r)$	– Zbiór JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy typu $r \in R$ możliwej do świadczenia przez te JG
$JKOD^{GMB,r}$	– Jednostkowa kara za zmniejszenie grafiku mocy bilansującej JG z PPZ dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ [zł/MW-h]
$JKOD^{GO+}$	– Jednostkowa kara za odchylenie w górę mocy obciążenia JG od $P_{jt}^{GO'}$ [zł/MW-h]
$JKOD^{GO-}$	– Jednostkowa kara za odchylenie w dół mocy obciążenia JG od $P_{jt}^{GO'}$ [zł/MW-h]
$K_{jt}^{Gen}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z$ : zbiór pasm mocy JG $j$ dla chwili $t$ ; Dla JG $j \in J_M \cup J_A$ : zbiór pasm mocy JG $j$ w kierunku generacji dla chwili $t$ ; Dla JG $j \in J_O$ : zbiór pusty, tj. $K_{jt}^{Gen} = \emptyset$ dla każdej chwili $t$
$K_{jt}^{Pob}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z$ : zbiór pusty, tj. $K_{jt}^{Pob} = \emptyset$ dla każdej chwili $t$ ; Dla JG $j \in J_M \cup J_A$ : zbiór pasm mocy JG $j$ w kierunku poboru dla chwili $t$ ; Dla JG $j \in J_O$ : zbiór pasm mocy $JG_O j$ dla chwili $t$
$KDMB_{jt}$	– Koszt nabycia dodatkowych mocy bilansujących na JG $j \in J$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [zł]
$KEB_{jt}$	– Koszt energii bilansującej JG $j \in J$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [zł]
$KOD_{jt}^{GMB,r}$	– Kara za zmniejszenie grafiku mocy bilansującej JG $j \in J$ z PPZ dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ i okresu $(t - \Delta t, t)$ [zł]
$KOD_{jt}^{GO}$	– Kara za odchylenie od $P_{jt}^{GO'}$ JG $j \in J$ dla chwili $t$ [zł]
$KU_{jt}$	– Koszt uruchomienia JG $j \in J_{W1}$ zakończonego w chwili $t$ [zł]
$KU_{jt}^{GO}$	– Koszt uruchomienia, którego zakończenie zaplanowano w PPZ dla JG $j \in J_{W1}$ dla chwili $t$ [zł]
$L_{wt}^{MaxLGen}$	– Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla chwili $t \in T^{MaxLGen}(w)$ [-]
$L_{wt}^{MaxLPob}$	– Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla chwili $t \in T^{MaxLPob}(w)$ [-]
$L_{wt}^{MinLGen}$	– Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla chwili $t \in T^{MinLGen}(w)$ [-]
$L_{zt}^{MinLGen}$	– Minimalna liczba pracujących $JG_{W1}$ określona dla grupy $JG_{W1}$ $z \in ZJ_{W1}^{MinLGen}$ i chwili $t \in T^{MinLGen}(z)$ [-]
$L_{wt}^{MinLPob}$	– Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla chwili $t \in T^{MinLPob}(w)$ [-]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$LT_{jt}^{TPGen}$	– Liczba chwil należących do zbioru $T_{jt}^{TPGen}$ [–]
$LT_{jt}^{TPPob}$	– Liczba chwil należących do zbioru $T_{jt}^{TPPob}$ [–]
$LT_{jt}^{TPR}$	– Liczba chwil należących do zbioru $T_{jt}^{TPR}$ [–]
$LT_{jt}^{TZS}$	– Liczba chwil należących do zbioru $T_{jt}^{TZS}$ [–]
$LU_z$	– Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG <sub>w1</sub> należących do grupy JG <sub>w1</sub> $z \in ZJ_{w1}^{LU}$ [–]
$LU_j^{GenMax}$	– Maksymalna liczba uruchomień JG $j \in J_{M1}$ do pracy w kierunku generacji w dobie, pomniejszona o liczbę uruchomień w kierunku generacji, które wystąpiły już w danej dobie, ale przed optymalizowanym horyzontem $T_1$ , i nie mniejsza niż liczba uruchomień do pracy w kierunku generacji w PPZ w optymalizowanym horyzontcie $T_1$ [–]
$LU_s^{GenMax}$	– Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG <sub>M1</sub> w ESP $s \in S_{M1}^{ESP}$ do pracy w kierunku generacji [–]
$LU_j^{PobMax}$	– Maksymalna liczba uruchomień JG $j \in J_{M1}$ do pracy w kierunku poboru w dobie, pomniejszona o liczbę uruchomień w kierunku poboru, które wystąpiły już w danej dobie, ale przed optymalizowanym horyzontem $T_1$ , i nie mniejsza niż liczba uruchomień do pracy w kierunku poboru w PPZ w optymalizowanym horyzontcie $T_1$ [–]
$LU_s^{PobMax}$	– Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG <sub>M1</sub> w ESP $s \in S_{M1}^{ESP}$ do pracy w kierunku poboru [–]
$MB_{jt}^{GenMax,r}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ z OMB dla JG $j$ i chwili $t$ [MW]; Dla JG $j \in J_M$ : oferowana moc maksymalna w kierunku generacji dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ z OMB dla JG <sub>M</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]
$MB_{jt}^{GenMin,r}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : oferowana moc minimalna dla typu rezerwy mocy $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$ z OMB dla JG $j$ i chwili $t$ [MW]; Dla JG $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna w kierunku generacji dla typu rezerwy mocy $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$ z OMB dla JG <sub>M</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]
$MB_{jt}^{PobMax,r}$	– Dla JG $j \in J_M$ : oferowana moc maksymalna w kierunku poboru dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ z OMB dla JG <sub>M</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]; Dla JG $j \in J_O$ : oferowana moc maksymalna dla typu rezerwy mocy $r \in R_R$ z OMB dla JG <sub>O</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]
$MB_{jt}^{PobMin,r}$	– Dla JG $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna w kierunku poboru dla typu rezerwy mocy $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$ z OMB dla JG <sub>M</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]; Dla JG $j \in J_O$ : oferowana moc minimalna dla typu rezerwy mocy $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$ z OMB dla JG <sub>O</sub> $j$ i chwili $t$ [MW]

$MDK_{jt}^{Gen,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : moc JG  $j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = MDKP_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = MDKP_{jt}^{Gen,r} + MDKR_{jt}^{Gen,r} + MDKU_{jt}^{Gen,r} + MDKO_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]

 $MDK_{jt}^{Pob,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_O$ : moc JG<sub>O</sub>  $j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDKP_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDKP_{jt}^{Pob,r} + MDKR_{jt}^{Pob,r} + MDKU_{jt}^{Pob,r} + MDKO_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  i chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDK_{jt}^{Gen,r}$$

 $MDKO_{jt}^{Gen,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG<sub>M1</sub>  $j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstąpienie z pracy w kierunku generacji [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]

- $MDKO_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDKP_{jt}^{Gen,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]
- $MDKP_{jt}^{Pob,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]
- $MDKR_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDKR_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDKU_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDKU_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]

$MDP_{jt}^{Gen,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : moc JG  $j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy  $r \in R_R$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} = MDPP_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} = MDPP_{jt}^{Gen,r} + MDPR_{jt}^{Gen,r} + MDPU_{jt}^{Gen,r} + MDPO_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]

 $MDP_{jt}^{Pob,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_O$ : moc JG<sub>O</sub>  $j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDPP_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDPP_{jt}^{Pob,r} + MDPR_{jt}^{Pob,r} + MDPU_{jt}^{Pob,r} + MDPO_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  i chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDP_{jt}^{Gen,r}$$

 $MDPO_{jt}^{Gen,r}$ 

- Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG<sub>M1</sub>  $j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku generacji [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]

- $MDPO_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDPP_{jt}^{Gen,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]
- $MDPP_{jt}^{Pob,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW]
- $MDPR_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDPR_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDPU_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MDPU_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW]
- $MZR_j^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  w kierunku generacji dla JG $_M j$  [MW]
- $MZR_j^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  w kierunku poboru dla JG $_M j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG $_O j$  [MW]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- $O_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy JG  $j \in J_{M1}$  jest odstawiana z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-]
- $O_{jt}^{GenGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla JG  $j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie JG<sub>M1</sub>  $j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-]
- $O_s^{GenMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  z pracy w kierunku generacji [-]
- $O_{jt}^{Pob}$  – Zmienna binarna określająca czy JG  $j \in J_{M1}$  jest odstawiana z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-]
- $O_{jt}^{PobGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla JG  $j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie JG<sub>M1</sub>  $j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-]
- $O_s^{PobMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  z pracy w kierunku poboru [-]
- $OA_{jt}^{GenPPS}$  – Parametr określający czy w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc generacji jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$  [-]
- $OA_{jt}^{PobPPS}$  – Parametr określający czy w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc poboru jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{PobMaxOD} = 0$  [-]
- $OFC_{jt}^r$  – Cena ofertowa dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG  $j \in J$  i chwili  $t$  [zł/MW]
- $on_{jt}^{Gen}$  Dla JG  $j \in J_{W1}$ : zmienna binarna określająca czy moc generacji JG<sub>W1</sub>  $j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej JG<sub>W1</sub>  $j$  w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$ : zmienna binarna określająca czy moc generacji JG<sub>M1</sub>  $j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej JG<sub>M1</sub>  $j$  w kierunku generacji w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-]
- $ON_{jt}^{GenGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla JG  $j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie JG<sub>M1</sub>  $j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-]
- $on_{jt}^{GenPMin}$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$ : zmienna binarna określająca czy JG<sub>W1</sub>  $j$  jest w chwili  $t$  w trakcie pracy poniżej  $P_{jt}^{GenPMinOD}$  [-];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$ : zmienna binarna określająca czy JG<sub>M1</sub>  $j$  jest w chwili  $t$  w trakcie pracy w kierunku generacji z mocą generacji poniżej  $P_{jt}^{GenPMinOD}$  [-]

- $on_{jt}^{Pob}$  – Zmienna binarna określająca czy moc poboru JG  $j \in J_{M1}$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1} j$  w kierunku poboru w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-]
- $ON_{jt}^{PobGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla JG  $j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-]
- $on_{jt}^{PobPMin}$  – Zmienna binarna określająca czy JG  $j \in J_{M1}$  jest w chwili  $t$  w trakcie pracy w kierunku poboru z mocą poboru poniżej  $P_{jt}^{PobMinOD}$  [-]
- $ons_{jt}^{Gen}$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$ : zmienna binarna określająca czy moc generacji  $JG_{W1} j$  w chwili  $t$  jest dodatnia [-];  
Dla JG  $j \in J_{M1}$ : zmienna pomocnicza określająca czy moc generacji  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest dodatnia [-]
- $P_{jt}$  – Zmienna pomocnicza oznaczająca moc obciążenia JG  $j \in J$  dla chwili  $t$  [MW]
- $p_{jt}^{Gen}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$ : moc generacji JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia  $JG_A j$  dla chwili  $t$  [MW]
- $p_j^{GenMax}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z$ : moc maksymalna JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : moc maksymalna JG  $j$  w kierunku generacji [MW]
- $p_{jt}^{GenMaxOD}$  – Dla JG  $j \in J_W$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_W j$  dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_Z$ : prognozowana generacja  $JG_Z j$  dla chwili  $t$  [MW]
- $p_{jt}^{GenMaxOd}$  – Dla JG  $j \in J_{W2}$ : moc równa mniejszej z:
  - Oferowanej mocy maksymalnej z OEB dla  $JG_{W2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2} j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
Dla JG  $j \in J_{M2} \cup J_A$ : moc równa mniejszej z:
  - Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z OEB dla JG  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG  $j$  w kierunku generacji dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
Dla JG  $j \in J_Z$ : prognozowana generacja  $JG_Z j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]
- $p_j^{GenMin}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z$ : moc minimalna JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : moc minimalna  $JG_M j$  w kierunku generacji [MW]
- $p_{j\tau}^{GenMinK}$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$ : zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość korekty mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W1} j$  dla chwili  $t$  w związku z zakończeniem uruchamiania  $JG_{W1} j$  w chwili  $\tau \in T_{jt}^{GenMinK}$  [MW]



$P_{jt}^{GenMinOD}$ 

– Dla  $JG j \in J_W$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_W j$  dla chwili  $t$  [MW];

Dla  $JG j \in J_M$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_M j$  w kierunku generacji dla chwili  $t$  [MW];

Dla  $JG j \in J_Z$ : moc równa większej z:

- Minimalnej mocy dyspozycyjnej  $JG_Z j$  dla chwili  $t$  [MW];
- Różnicy  $P_{jt}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Różnicy  $P_{jt}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t + \Delta t$ , jeżeli dla  $JG_Z j$  i chwili  $t + \Delta t$  została wyznaczona przyjęta OEB [MW]

 $P_{jt}^{GenMinOd}$ 

Dla  $JG j \in J_{W2}$ : moc równa większej z:

- Oferowanej mocy minimalnej z OEB dla  $JG_{W2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2} j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];

Dla  $JG j \in J_{M2}$ : moc równa większej z:

- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z OEB dla  $JG_{M2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2} j$  w kierunku generacji dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];

Dla  $JG j \in J_Z$ : moc równa większej z:

- Minimalnej mocy dyspozycyjnej  $JG_Z j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]; oraz
- Różnicy  $P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t$  [MW]

 $P_{jt}^{Gen,r}$ 

– Dla  $JG j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$ : moc generacji  $JG j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na  $JG j$  [MW];

Dla  $JG j \in J_A$ : moc obciążenia  $JG_A j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na  $JG_A j$  [MW]

 $\Delta P_{jt}^{GenUb}$ 

– Wielkość, o którą redukcja mocy obciążenia  $JG j \in J_Z$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zmniejszona w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia redukcji mocy obciążenia wynikającego z  $RG_j^{Gen}$  w związku z ubytkiem dodatnim lub ujemnym  $JG_Z j$  [MW]

- $\Delta P_{jt}^{GenUbD}$  – Wielkość, o którą moc obciążenia JG  $j \in J \setminus (J_O \cup J_Z)$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zmniejszona w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia mocy obciążenia wynikającego z  $RD_j^{Gen}$  w związku z ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_W$  albo ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_M \cup J_A$  w kierunku generacji [MW]
- $P_{jt}^{GO}$  – Dla JG  $j \in J \setminus J_Z$ : grafik obciążenia JG  $j$  z PPZ dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_Z$ : różnica pomiędzy prognozowaną generacją JG  $j$  z  $P_{jt}^{GenMaxOD}$  a grafikiem obciążenia JG  $j$  z PPZ, określającym wielkość redukcji, dla chwili  $t$  [MW]
- $P_{jt}^{GO'}$  – Moc obciążenia JG  $j \in J$  dla chwili  $t$ , która jest najbliższa wartości  $P_{jt}^{GO}$  i jednocześnie zapewnia dostępność grafików mocy bilansujących  $GMB_{jt}^r$  i  $GMB_{j,t+\Delta t}^r$  dla  $r \in R_R$  [MW]
- $P_{jt}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW]
- $P_{wt}^{MaxPGen}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxPGen}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MaxPPob}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxPPob}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MinPGen}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinPGen}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MinPPob}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinPPob}(w)$  [MW]
- $P_{jt}^{Pob}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$ : moc poboru JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia JG  $j$  z przeciwnym znakiem dla chwili  $t$  [MW]
- $P_j^{PobMax}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : moc maksymalna JG  $j$  w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : moc maksymalna JG  $j$  [MW]
- $P_{jt}^{PobMaxOD}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku poboru dla chwili  $t$  [MW];  
Dla  $j \in J_O$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW]

- $P_{jt}^{PobMaxOd}$  – Dla JG  $j \in J_{M2} \cup J_A$ : moc równa mniejszej z:
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z OEB dla JG  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG  $j$  w kierunku poboru dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
- Dla JG  $j \in J_O$ : moc równa mniejszej z:
- Oferowanej mocy maksymalnej z OEB dla JG<sub>O</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG<sub>O</sub>  $j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]
- $P_j^{PobMin}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : moc minimalna JG<sub>M</sub>  $j$  w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : moc minimalna JG<sub>O</sub>  $j$  [MW]
- $P_{jt}^{PobMinOD}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG<sub>M</sub>  $j$  w kierunku poboru dla chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG<sub>O</sub>  $j$  dla chwili  $t$  [MW]
- $P_{jt}^{PobMinOd}$  Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc równa większej z:
- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z OEB dla JG<sub>M2</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>M2</sub>  $j$  w kierunku poboru dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
- Dla JG  $j \in J_O$ : moc równa większej z:
- Oferowanej mocy minimalnej z OEB dla JG<sub>O</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG<sub>O</sub>  $j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]
- $P_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$ : moc poboru JG  $j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia JG<sub>A</sub>  $j$  z przeciwnym znakiem, która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG<sub>A</sub>  $j$  [MW]
- $\Delta P_{jt}^{PobUbd}$  – Wielkość, o którą moc obciążenia JG  $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zwiększona w stosunku do maksymalnego możliwego zwiększenia mocy obciążenia wynikającego z  $RG_j^{Pob}$  w przypadku JG  $j \in J_O \cup J_M$  albo  $RG_j^{Gen}$  w przypadku JG  $j \in J_A$  w związku z ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_O$  albo ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_M \cup J_A$  w kierunku poboru [MW]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$P_{jt}^r$	– Zmienna pomocnicza oznaczająca moc obciążenia JG $j \in J$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili $t$ w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu $r \in \{RR^G, RR^D\}$ dostępnej na JG $j$ [MW]
$P_{jt}^U$	– Zmienna pomocnicza oznaczająca dla JG $j \in J_{W1}$ i chwili $t$ : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moc generacji JG<sub>W1</sub><math>j</math> dla chwili <math>t</math> w przypadku gdy JG<sub>W1</sub><math>j</math> jest w trakcie uruchamiania w chwili <math>t</math> [MW]; albo</li> <li>• Moc równą 0 w pozostałych przypadkach [MW]</li> </ul>
$P_j^{UC}(n)$	– Moc generacji JG $j \in J_{W1}$ dla chwili poprzedzającej uruchamianie i $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUC_j}{\Delta t}\}$ ) [MW]
$P_j^{UG}(n)$	– Moc generacji JG $j \in J_{W1}$ dla chwili poprzedzającej uruchamianie i $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUG_j}{\Delta t}\}$ ) [MW]
$P_j^{UZ}(n)$	– Moc generacji JG $j \in J_{W1}$ dla chwili poprzedzającej uruchamianie i $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUZ_j}{\Delta t}\}$ ) [MW]
$R$	– Zbiór typów rezerwy mocy; $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$
$R_R$	– Zbiór typów rezerwy mocy innych niż $RR^G$ i $RR^D$ ; $R_R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$
$R_R^D$	– Zbiór typów rezerwy mocy w dół innych niż $RR^D$ ; $R_R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D\}$
$R_R^G$	– Zbiór typów rezerwy mocy w górę innych niż $RR^G$ ; $R_R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G\}$
$RD_j^{Gen}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG $j$ [MW/h]; Dla JG $j \in J_M$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG <sub>M</sub> $j$ w kierunku generacji [MW/h]
$RD_j^{Pob}$	– Dla JG $j \in J_M$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG <sub>M</sub> $j$ w kierunku poboru [MW/h]; Dla JG $j \in J_O$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG <sub>O</sub> $j$ [MW/h]
$RG_j^{Gen}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG $j$ [MW/h]; Dla JG $j \in J_M$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG <sub>M</sub> $j$ w kierunku generacji [MW/h]

- $RG_j^{Pob}$  – Dla  $JG j \in J_M$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_M j$  w kierunku poboru [MW/h];  
Dla  $JG j \in J_O$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_O j$  [MW/h]
- $RM_{jt}^{Gen,r}$  – Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$  i rezerwy mocy typu  $r \in R_R$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  stanowiącej moc bilansującą  $JG j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_M$  i rezerwy mocy typu  $r \in R_R$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku generacji stanowiącej moc bilansującą  $JG_M j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$  i rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_M$  i rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku generacji dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]
- $RM_{jt}^{Pob,r}$  – Dla  $JG j \in J_O$  i rezerwy mocy typu  $r \in R_R$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  stanowiącej moc bilansującą  $JG_O j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_M$  i rezerwy mocy typu  $r \in R_R$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku poboru stanowiącej moc bilansującą  $JG_M j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_O$  i rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG_O j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_M$  i rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku poboru dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]
- $RM_{jt}^r$  – Dla rezerwy mocy typu  $r \in R_R$ : zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość rezerwy mocy typu  $r$  stanowiącej moc bilansującą  $JG j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]  
Dla rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ : zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość rezerwy mocy typu  $r$  dostępnej na  $JG j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]
- $RM_{wt}^{RMDMax}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona przez  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ , gdzie  $t \in T^{RMDMax}(w)$  [MW]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$RM_{wt}^{RMGMax}$	– Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ , gdzie $t \in T^{RMGMax}(w)$ [MW]
$RM_{wt}^{RMMMax}$	– Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy łącznie w górę i w dół, która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ , gdzie $t \in T^{RMMMax}(w)$ [MW]
$RM_{wt}^{RMMMax,r}$	– Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy typu $r \in R$ , która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ , gdzie $t \in T^{RMMMax}(w, r)$ [MW]
$S$	– Zbiór MEE i ESP ( $S = S_{M1} \cup S_{M2}$ )
$S_{M1}$	– Zbiór MEE i ESP związanych z $JG_{M1}$
$S_{M2}$	– Zbiór MEE i ESP związanych z $JG_{M2}$
$\Delta S_{jt}^{BPP}$	– Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG $j \in J_{M1}$ w okresie $(t - \Delta t; t)$ wynikająca z wyznaczonych bieżących punktów pracy $JG_{M1} j$ [MWh]
$\Delta S_{jt}^{BPP,r}$	– Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG $j \in J_{M1}$ w okresie $(t - \Delta t; t)$ , która nastąpiłaby gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu $r \in \{RR^G, RR^D\}$ bieżące punkty pracy były równe $P_{jt}^r$ [MWh]
$S_{M1}^{ESP}$	– Zbiór ESP związanych z $JG_{M1}$ ( $S_{M1}^{ESP} \subseteq S_{M1}$ )
$\Delta S_{jt}^{GO}$	– Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG $j \in J_{M1}$ w okresie $(t - \Delta t; t)$ wynikająca z grafiku obciążenia $JG_{M1} j$ z PPZ [MWh]
$SP_{jt}^{GO}$	– Parametr określający czy dla JG $j \in J_{W1}$ i chwili $t$ stan $JG_{W1}$ z PPZ jest równy $P$ i grafik obciążenia z PPZ jest dodatni [–]
$T$	Zbiór kolejnych chwil należących do $T_1$ i chwil wcześniejszych
$\Delta t$	– Czas trwania okresu pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami należącymi do $T$ [h]
$t_0$	– Chwila poprzedzająca o $\Delta t$ pierwszą z chwil należących do zbioru $T_1$
$T_1$	– Zbiór kolejnych chwil, dla których jest realizowany proces optymalizacji w ramach danej iteracji procesu planowania

- $T_{jt}^{GenMinK}$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$ : zbiór zawierający chwile należące do zbioru  $T_1$  poprzedzające chwilę  $t$ , w których zakończenie uruchomienia JG $_{W1} j$  powoduje brak możliwości osiągnięcia mocy minimalnej dyspozycyjnej JG $_{W1} j$  w chwili  $t$  ze względu na maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG $_{W1} j$ , tj.:
- $$T_{jt}^{GenMinK} = \left\{ \tau \in T_1 : t - \frac{P_{jt}^{GenMinOD} - P_j^{GenMin}}{RG_j^{Gen}} < \tau < t \right\}$$
- $T_t^h$  – Zbiór zawierający chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t - 1$  h i nie późniejsze niż chwila  $t$
- $T^{MaxLGen}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej liczby JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MaxLPob}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej liczby JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MaxPGen}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej mocy generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MaxPPob}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej mocy poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MinLGen}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MinLGen}(z)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby pracujących JG $_{W1}$  dla grupy JG $_{W1} z \in ZJ^{MinLGen}$
- $T^{MinLPob}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MinPGen}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej mocy generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{MinPPob}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej mocy poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{RMDMax}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy w dół możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{RMGMax}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy w górę możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$

- $T^{RMMax}(w)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy łącznie w górę i w dół możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T^{RMMax}(w, r)$  – Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy typu  $r \in R$  możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$
- $T_j^{TPC}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPC_j + TUC_j)$
- $T_j^{TPG}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPG_j + TUG_j)$
- $T_{jt}^{TPGen}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:
- Chwila  $t + TP_j^{Gen}$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG<sub>M1</sub>  $j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG<sub>M1</sub>  $j$  do pracy w kierunku generacji i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$
- $T_{jt_0}^{TPGen}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS ostatnie nieobjęte horyzontem optymalizacji zakończenie uruchamiania do pracy w kierunku generacji zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TP_j^{Gen}$ : zbiór wszystkich chwil ze zbioru  $T_1$  nie późniejszych niż:
- Chwila  $t + TP_j^{Gen}$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG<sub>M1</sub>  $j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG<sub>M1</sub>  $j$  do pracy w kierunku generacji i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{GenMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
- Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego w okresie  $(t_0 - TP_j^{Gen}, t_0)$  zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku generacji: zbiór pusty
- $T_j^{TPM}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 - TPM_j$



$T_{jt}^{TPPop}$ 

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:
  - Chwila  $t + TP_j^{Pop}$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{M1} j$  z niezerową mocą poboru, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} < 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{M1} j$  do pracy w kierunku poboru i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$

 $T_{jt_0}^{TPPop}$ 

- Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS ostatnie nieobjęte horyzontem optymalizacji zakończenie uruchamiania do pracy w kierunku poboru zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TP_j^{Pop}$ : zbiór wszystkich chwil ze zbioru  $T_1$  nie późniejszych niż:
  - Chwila  $t + TP_j^{Pop}$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{M1} j$  z niezerową mocą poboru, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} < 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{M1} j$  do pracy w kierunku poboru i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{PopMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego w okresie  $(t_0 - TP_j^{Pop}, t_0)$  zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku poboru: zbiór pusty

 $T_{jt}^{TPR}$ 

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:
  - Chwila  $t + TPR_j$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{W1} j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{W1} j$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$

$T_{jt_0}^{TPR}$ 

Dla JG  $j \in J_{W1}$ , dla której w PPS zakończenie ostatniego uruchamiania według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT rozpoczętego w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TPR_j$ : zbiór wszystkich chwil ze zbioru  $T_1$  nie późniejszych niż:

- Chwila  $t + TPR_j$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG<sub>W1</sub>  $j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG<sub>W1</sub>  $j$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{GenMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;

Dla JG  $j \in J_{W1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego uruchomienia według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT rozpoczętego w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji i zakońzonego po chwili  $t_0 - TPR_j$ : zbiór pusty

 $T_j^{TPZ}$ 

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPZ_j + TUZ_j)$

 $T_{jt}^{TZS}$ 

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  związanej z ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:

- Chwila  $t + TZS_s$ ;
- W przypadku gdy w chwili  $\tau \geq t$  zaplanowano w PPZ zmianę stanu JG<sub>M1</sub>  $j$ : ostatnia chwila następująca po chwili  $\tau$ , dla której w PPZ nie zaplanowano zmiany stanu żadnej JG<sub>M1</sub> związanej z ESP  $s$ ; oraz
- W przypadku gdy  $OA_{jt}^{GenPPS} = 0$  albo  $OA_{jt}^{PobPPS} = 0$ : ostatnia chwila następująca po chwili  $t$ , dla której w PPS nie zaplanowano zmiany stanu żadnej JG<sub>M1</sub> związanej z ESP  $s$

 $T_s^{TZS}$ 

- Zbiór określony dla ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 - TZS_s$

 $T_{jt}^{UC}$ 

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t - (TPZ_j + TUC_j)$  i nie późniejsze niż chwila  $t - (TPC_j + TUC_j)$

$T_{jt}^{UD}$	– Dla JG $j \in J_{W1}$ i chwili $t$ , dla której $ZUD_{jt}^{GO} = 1$ : zbiór chwil ze zbioru $T$ poprzedzających chwilę $t$ i następujących po ostatniej chwili $t' < t$ ze zbioru $T$ , dla której $P_{jt'}^{GenMaxOD} = 0$ ; Dla JG $j \in J_{W1}$ i chwili $t$ , dla której $ZUD_{jt}^{GO} = 0$ : zbiór pusty
$T_{jt}^{UG}$	– Zbiór określony dla JG $j \in J_{W1}$ zawierający wszystkie chwile ze zbioru $T$ następujące po chwili $t - (TPC_j + TUG_j)$ i nie późniejsze niż chwila $t - (TPG_j + TUG_j)$
$TP_j^{Gen}$	– Minimalny czas pracy JG $j \in J_{M1}$ w kierunku generacji [h]
$TP_j^{Pob}$	– Minimalny czas pracy JG $j \in J_{M1}$ w kierunku poboru [h]
$TPC_j$	– Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu ciepłego, z OT dla JG $j \in J_{W1}$ [h]
$TPG_j$	– Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego, z OT dla JG $j \in J_{W1}$ [h]
$TPM_j$	– Minimalny czas postoju JG $j \in J_{M1}$ po jej odstawieniu [h]
$TPR_j$	– Minimalny czas pracy JG $j \in J_{W1}$ [h]
$TPZ_j$	– Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu zimnego, z OT dla JG $j \in J_{W1}$ [h]
$TUC_j$	– Całkowity czas trwania uruchamiania JG $j \in J_{W1}$ ze stanu ciepłego [h]
$TUD_{jt}$	– Całkowity czas trwania uruchamiania JG $j \in J_{W1}$ ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia zakończony w chwili $t$ [h]
$TUG_j$	– Całkowity czas trwania uruchamiania JG $j \in J_{W1}$ ze stanu gorącego [h]
$TUZ_j$	– Całkowity czas trwania uruchamiania JG $j \in J_{W1}$ ze stanu zimnego [h]
$TZS_s$	– Minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych $JG_{M1}$ w ESP $s \in S_{M1}^{ESP}$ [h]
$W$	– Zbiór węzłów lub grup węzłów sieci
$WMB_t^{aFRR^D}$	– Wymagana wielkość mocy bilansującej $aFRR^D$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WMB_t^{aFRR^G}$	– Wymagana wielkość mocy bilansującej $aFRR^G$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WMB_t^{FCR^D}$	– Wymagana wielkość mocy bilansującej $FCR^D$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WMB_t^{FCR^G}$	– Wymagana wielkość mocy bilansującej $FCR^G$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WMB_t^{FRR^D}$	– Wymagana łączna wielkość mocy bilansujących $aFRR^D$ i $mFRR^D$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WMB_t^{FRR^G}$	– Wymagana łączna wielkość mocy bilansujących $aFRR^G$ i $mFRR^G$ dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$WRM_t^D$	– Wymagana wielkość rezerwy mocy w dół dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$WRM_t^G$	– Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla okresu $(t - \Delta t, t)$ [MW]
$y_{jtk}$	– Waga dla ceny pasma mocy $k \in K_{jt}^{Gen} \cup K_{jt}^{Pob}$ [–]
$Z_t$	– Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JG dla chwili $t$ [MW]
$Z_j^{Gen,mFRRd}$	– Znacznik dostępności rezerwy mocy mFRRd w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu JG $j \in J_{M1}$ przy wykorzystaniu rezerwy [–]
$z_{st}^{mFRRd^G}$	– Zmienna binarna określająca czy co najmniej jedna $JG_{M1}$ związana z MEE albo ESP $s \in S_{M1}$ w okresie $(t - \Delta t, t)$ jest w postoju i wykorzystuje moc do świadczenia mFRRd <sup>G</sup> [–]
$Z_j^{Pob,mFRRd}$	– Znacznik dostępności rezerwy mocy mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu JG $j \in J_{M1}$ przy wykorzystaniu rezerwy [–]
$ZDUR_{jt}^{Gen,r}$	– Dla JG $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy $r \in R_R$ dla JG $j$ i chwili $t$ [–]; Dla JG $j \in J_M$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy $r \in R_R$ dla kierunku generacji dla $JG_M j$ i chwili $t$ [–]
$ZDUR_{jt}^{Pob,r}$	– Dla JG $j \in J_M$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy $r \in R_R$ dla kierunku poboru dla $JG_M j$ i chwili $t$ [–]; Dla JG $j \in J_O$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy $r \in R_R$ dla $JG_O j$ i chwili $t$ [–]
$ZJ_{W1}^{LU}$	– Zbiór grup $JG_{W1}$ , dla których określono ograniczenie na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień
$ZJ_{W1}^{MinLGen}$	– Zbiór grup $JG_{W1}$ , dla których określono ograniczenie dotyczące minimalnej liczby pracujących $JG_{W1}$ w zakładzie wytwarzania energii
$ZPDO_{jt}$	– ZPDO z PPZ dla JG $j \in J_{M1}$ dla chwili $t$ [–]
$ZPDO_{st}$	– ZPDO dla MEE albo ESP $s \in S_{M1}$ dla chwili $t$ [–]
$z_{jt}^{Gen}$	– Dla JG $j \in J_{W1}$ : zmienna pomocnicza określająca czy $JG_{W1} j$ kończy uruchomienie w chwili $t$ [–]; Dla JG $j \in J_{M1}$ : zmienna binarna określająca czy $JG_{M1} j$ kończy uruchomienie do pracy w kierunku generacji w chwili $t$ [–]
$z_{jt}^{Pob}$	– Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{M1}$ kończy uruchomienie do pracy w kierunku poboru w chwili $t$ [–]
$ZUB_{jt}$	– ZUB z PPZ dla JG $j \in J_2 \cup J_3$ i chwili $t$
$z_{jt}^{Gen}$	– Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{W1}$ kończy uruchomienie ze stanu ciepłego w chwili $t$ [–]
$z_{jt}^{Gen}$	– Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{W1}$ kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili $t$ zgodnie z dodatkową charakterystyką określoną grafikiem obciążenia z PPZ [–]

$ZUD_{jt}^{GO}$	– Parametr określający czy w PPZ dla JG $j \in J_{W1}$ zaplanowano dla chwili $t$ zakończenie uruchomienia JG $_{W1} j$ ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikami obciążenia [–]
$zug_{jt}^{Gen}$	– Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{W1}$ kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili $t$ [–]
$zuz_{jt}^{Gen}$	– Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{W1}$ kończy uruchomienie ze stanu zimnego w chwili $t$ [–]
$ZWP_{jt}$	– ZWP z PPZ dla JG $j \in J_1$ i chwili $t$
$\eta_s$	– Współczynnik sprawności MEE albo ESP $s \in S$ [–]

## 2 OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA

- (1) Algorytmy optymalizacji są stosowane przez OSP do efektywnego ekonomicznie planowania pracy JG w ramach planowania koordynacyjnego dobowego KSE, na podstawie przyjętych do realizacji programów pracy i OZPG JG, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc i wymaganych wielkości rezerw mocy w KSE, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń JG.
- (2) Planowanie pracy JG w zakresie bilansowania zapotrzebowania na moc w KSE, przy uwzględnieniu ograniczeń sieciowych, odbywa się poprzez określenie wielkości generacji lub poboru mocy poszczególnych JG w punktach czasowych na koniec poszczególnych OREB lub OPCR, zwanych dalej chwilami.
- (3) Planowanie pracy JG w zakresie zapewnienia wymaganych wielkości rezerw mocy w KSE odbywa się poprzez określenie wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy dostępnych na poszczególnych JG w poszczególnych OREB lub OPCR.
- (4) W skład algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG wchodzi:
  - (4.1) Algorytm doboru jednostek grafikowych do świadczenia usług bilansujących (ADJ);
  - (4.2) Algorytm nabywania mocy bilansujących (ANM);
  - (4.3) Algorytm rozdziału obciążeń (ARO).

### 2.1 Algorytm doboru jednostek grafikowych do świadczenia usług bilansujących

- (1) ADJ realizuje dobór JG do pracy, rozdział obciążeń JG oraz nabycie mocy bilansujących na JG przy najniższych kosztach i przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc i wymaganych wielkości rezerw mocy w KSE, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń JG.
- (2) W ADJ dla  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  optymalizacji podlegają zmienne decyzyjne dotyczące: stanu JG, mocy generacji lub poboru JG oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG. Dla  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$ ,  $JG_O$ ,  $JG_{Z1}$ ,  $JG_{Z2}$ ,  $JG_{Z3}$  i  $JG_A$  optymalizacji podlegają zmienne decyzyjne dotyczące: mocy generacji lub poboru JG oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG.
- (3) Danymi wejściowymi ADJ są:
  - (3.1) PPZ JG (pkt 3.3);
  - (3.2) OZPG JG (pkt 3.4);
  - (3.3) Parametry JG (pkt 3.5);
  - (3.4) Parametry dla grup  $JG_{W1}$  (pkt 3.6);
  - (3.5) Parametry MEE i ESP (pkt 3.7);
  - (3.6) Parametry systemowe (pkt 3.8);
  - (3.7) PPS JG z poprzednich iteracji procesu planowania (pkt 3.9(2)).

- (4) Funkcją celu ADJ jest minimalizacja kosztu będącego sumą:
- (4.1) Kary za odchylenia od grafików obciążenia JG z PPZ (wzór Z.4.1);
  - (4.2) Kary za zmniejszenie grafików mocy bilansujących JG z PPZ (wzór Z.4.4);
  - (4.3) Kosztu uruchomień JG<sub>w1</sub> (wzór Z.4.7);
  - (4.4) Kosztu energii bilansującej JG (wzór Z.4.9);
  - (4.5) Kosztu nabycia dodatkowych mocy bilansujących na JG (wzór Z.4.11).
- (5) W celu ograniczenia wpływu zmian cen ofertowych energii bilansującej JG na wynik ADJ w zakresie doboru JG do pracy i nabycia mocy bilansujących, przy obliczaniu kosztu energii bilansującej JG, stosowane są wagi z zakresu od 0 do 1 w odniesieniu do cen pasm mocy JG.
- (6) ADJ dobierając JG<sub>w1</sub> i JG<sub>m1</sub> do pracy dąży do utrzymania stanów tych JG z ich PPZ. Ze względu na potrzebę spełnienia ograniczeń systemowych KSE, w tym w szczególności pokrycia zapotrzebowania na moc w KSE, przy uwzględnieniu optymalizowanego kryterium kosztowego, ADJ może zaplanować uruchomienie dodatkowych JG<sub>w1</sub> i JG<sub>m1</sub> lub odstawienie JG<sub>w1</sub> i JG<sub>m1</sub>, które zostały zaplanowane do pracy zgodnie z ich PPZ.
- (7) ADJ zapewniając spełnienie ograniczeń na wymagane wielkości rezerw mocy dąży do utrzymania grafików mocy bilansujących z PPZ. W przypadku potrzeby nabycia dodatkowych mocy bilansujących ADJ dąży do pozyskania tych mocy na JG bez zmiany ich grafiku obciążenia z PPZ, a następnie na JG, dla których możliwa jest zmiana grafiku obciążenia w celu świadczenia tych mocy, w przypadku JG<sub>w1</sub> bez dodatkowej zmiany stanu JG<sub>w1</sub>. Ostatecznie, w celu pozyskania mocy bilansujących ADJ może podjąć decyzję o uruchomieniu albo odstawieniu JG<sub>w1</sub>. Zmiana stanu JG<sub>w1</sub> lub JG<sub>m1</sub> może również nastąpić w celu zapewnienia wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę lub w dół.
- (8) ADJ uwzględnia następujące ograniczenia:
- (8.1) Ograniczenia globalne (pkt 5);
  - (8.2) Ograniczenia sieciowe (pkt 6);
  - (8.3) Ograniczenia JG (pkt 7).
- (9) W ADJ, w przypadku braku możliwości jednoczesnego spełnienia wymagań na pokrycie zapotrzebowania na moc oraz na rezerwy mocy, stosowany jest priorytet spełnienia tych wymagań, zgodnie z poniższą kolejnością:
- (9.1) Zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc (wzór Z.5.1);
  - (9.2) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej FCR<sup>G</sup> (wzór Z.5.2);
  - (9.3) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej FCR<sup>D</sup> (wzór Z.5.3);
  - (9.4) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej aFRR<sup>G</sup> (wzór Z.5.4);
  - (9.5) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej aFRR<sup>D</sup> (wzór Z.5.5);
  - (9.6) Zapewnienie wymaganej łącznej wielkości mocy bilansujących aFRR<sup>G</sup> i mFRR<sup>dG</sup> (wzór Z.5.6);

- (9.7) Zapewnienie wymaganej łącznej wielkości mocy bilansujących aFRR<sup>D</sup> i mFRRd<sup>D</sup> (wzór Z.5.7);
  - (9.8) Zapewnienie wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę (wzór Z.5.8);
  - (9.9) Zapewnienie wymaganej wielkości rezerwy mocy w dół (wzór Z.5.9).
- (10) Danymi wyjściowymi ADJ są:
- (10.1) Stany JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub>;
  - (10.2) Bieżące punkty pracy JG;
  - (10.3) Wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG, w tym mocy bilansujących JG.

## 2.2 Algorytm nabywania mocy bilansujących

- (1) ANM realizuje nabycie dodatkowych mocy bilansujących JG przy najniższych kosztach w zakresie, w jakim jest to konieczne do spełnienia wymagań na moce bilansujące, bez zmiany ustalonych stanów JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub>, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc i wymaganych wielkości mocy bilansujących, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń technicznych JG.
- (2) Danymi wejściowymi ANM są:
- (2.1) PPZ JG (pkt 3.3);
  - (2.2) OZPG JG (pkt 3.4);
  - (2.3) Parametry JG (pkt 3.5);
  - (2.4) Parametry MEE i ESP (pkt 3.7);
  - (2.5) Parametry systemowe (pkt 3.8);
  - (2.6) PPS JG z poprzednich iteracji procesu planowania (pkt 3.9(2) i pkt (3)).
- (3) W ANM zmienne związane ze stanem JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> dla danego horyzontu optymalizacji mają ustalone wartości wyznaczone na podstawie PPS z ostatniej iteracji procesu planowania obejmującej dany horyzont optymalizacji i nie podlegają optymalizacji.
- (4) Funkcją celu ANM jest minimalizacja kosztu będącego sumą:
- (4.1) Kary za odchylenia od grafików obciążenia JG z PPZ (wzór Z.4.1);
  - (4.2) Kary za zmniejszenie grafików mocy bilansujących JG z PPZ (wzór Z.4.4);
  - (4.3) Kosztu energii bilansującej JG (wzór Z.4.9);
  - (4.4) Kosztu nabycia dodatkowych mocy bilansujących na JG (wzór Z.4.11).
- (5) W celu ograniczenia wpływu zmian cen ofertowych energii bilansującej JG na wynik ANM w zakresie nabycia mocy bilansujących, przy obliczaniu kosztu energii bilansującej JG, stosowane są wagi z zakresu od 0 do 1 w odniesieniu do cen pasm mocy JG.



- (6) ANM uwzględni następujące ograniczenia:
- (6.1) Ograniczenia globalne (pkt 5.1 i pkt 5.2(1.1)-(1.3));
  - (6.2) Ograniczenia sieciowe (pkt 6.2 i pkt 6.3);
  - (6.3) Ograniczenia JG (pkt 7.1.1 w zakresie ograniczeń dotyczących zmiennych decyzyjnych związanych z bieżącymi punktami pracy JG i mocami bilansującymi JG, pkt 7.1.2-7.1.6, pkt 7.3.1 i pkt 7.4).
- (7) W ANM ograniczenia sieciowe, o których mowa w pkt 6.3(1.1), nie są uwzględniane w zakresie rezerwy mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$ , a w ograniczeniach sieciowych, o których mowa w pkt 6.3(1.2)-(1.4), przyjmuje się wielkości rezerwy mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$  równe 0 MW.
- (8) W ANM, w przypadku braku możliwości jednoczesnego spełnienia wymagań na pokrycie zapotrzebowania na moc oraz na moce bilansujące, stosowany jest priorytet spełnienia tych wymagań, zgodnie z poniższą kolejnością:
- (8.1) Zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc (wzór Z.5.1);
  - (8.2) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej  $FCR^G$  (wzór Z.5.2);
  - (8.3) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej  $FCR^D$  (wzór Z.5.3);
  - (8.4) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej  $aFRR^G$  (wzór Z.5.4);
  - (8.5) Zapewnienie wymaganej wielkości mocy bilansującej  $aFRR^D$  (wzór Z.5.5);
  - (8.6) Zapewnienie wymaganej łącznej wielkości mocy bilansujących  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  (wzór Z.5.6);
  - (8.7) Zapewnienie wymaganej łącznej wielkości mocy bilansujących  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$  (wzór Z.5.7).
- (9) ANM dokonuje nabycia mocy bilansujących na JG zaplanowanych do pracy oraz w przypadku  $mFRRd$ , dodatkowo na  $JG_{M1}$  w trakcie uruchomienia oraz w postoju, jeżeli dla  $JG_{M1}$  w ramach kwalifikacji wstępnej potwierdzono możliwość świadczenia tej usługi z postoju.
- (10) Danymi wyjściowymi ANM są:
- (10.1) Bieżące punkty pracy JG;
  - (10.2) Wielkości mocy bilansujących JG.

## 2.3 Algorytm rozdziału obciążeń

- (1) ARO realizuje pokrycie zapotrzebowania na moc poprzez rozdział obciążeń JG przy najniższych kosztach, bez zmiany ustalonych stanów  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  oraz grafików mocy bilansujących JG z PPZ, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń technicznych JG.
- (2) Danymi wejściowymi ARO są:
- (2.1) PPZ JG (pkt 3.3);

- (2.2) OZPG JG (pkt 3.4);
  - (2.3) Parametry JG (pkt 3.5);
  - (2.4) Parametry MEE i ESP (pkt 3.7);
  - (2.5) Parametry systemowe (pkt 3.8);
  - (2.6) PPS JG z poprzednich iteracji procesu planowania (pkt 3.9(2) i pkt (3)).
- (3) W ARO zmienne związane ze stanem JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> oraz zmienne związane z mocami bilansującymi JG dla danego horyzontu optymalizacji mają ustalone wartości wyznaczone na podstawie PPS z ostatniej iteracji procesu planowania obejmującej dany horyzont optymalizacji i nie podlegają optymalizacji.
- (4) Funkcją celu ARO jest minimalizacja kosztu będącego sumą:
- (4.1) Kary za odchylenia od grafików obciążenia JG z PPZ (wzór Z.4.1);
  - (4.2) Kosztu energii bilansującej JG (wzór Z.4.9).
- (5) W ARO wagi stosowane przy obliczaniu kosztu energii bilansującej JG są równe 1 dla wszystkich pasm mocy każdej JG.
- (6) ARO uwzględnia następujące ograniczenia:
- (6.1) Ograniczenia globalne (pkt 5.1);
  - (6.2) Ograniczenia sieciowe (pkt 6.2);
  - (6.3) Ograniczenia JG (pkt 7.1.1-7.1.5 w zakresie ograniczeń dotyczących zmiennych decyzyjnych związanych z bieżącymi punktami pracy JG, pkt 7.3.1 i pkt 7.4).
- (7) Danymi wyjściowymi ARO są bieżące punkty pracy JG.

### 3 DANE WEJŚCIOWE I WYJŚCIOWE

- (1) Dane wejściowe algorytmów optymalizacji dzielą się na:
- (1.1) Zbiory danych wejściowych;
  - (1.2) Parametry:
    - (a) PPZ, OZPG i parametry JG;
    - (b) Parametry dla grup JG<sub>w1</sub>;
    - (c) Parametry MEE i ESP; oraz
    - (d) Parametry systemowe;
  - (1.3) Wartości zmiennych decyzyjnych wyznaczone na podstawie PPS JG z poprzednich iteracji procesu planowania.
- (2) Dane wyjściowe stanowią wartości zmiennych decyzyjnych dotyczących:
- (2.1) Stanów JG<sub>w1</sub> i JG<sub>M1</sub>;
  - (2.2) Bieżących punktów pracy JG;
  - (2.3) Wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG, w tym mocy bilansujących JG.

#### 3.1 Zbiory danych wejściowych

- (1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące zbiory danych wejściowych:

$J$	– Zbiór JG ( $J = J_W \cup J_M \cup J_O \cup J_Z \cup J_A$ )
$J_1$	– Zbiór JG z ZAK = 1 ( $J_1 = J_{W1} \cup J_{M1} \cup J_{Z1}$ )
$J_2$	– Zbiór JG z ZAK = 2 ( $J_2 = J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_O \cup J_{Z2}$ )
$J_3$	– Zbiór JG z ZAK = 3 ( $J_3 = J_{Z3} \cup J_A$ )
$J_A$	– Zbiór JG <sub>A</sub>
$J_M$	– Zbiór JG <sub>M</sub> ( $J_M = J_{M1} \cup J_{M2}$ )
$J_M(s)$	Zbiór JG <sub>M</sub> związanych z MEE albo ESP $s \in S$
$J_{M1}$	– Zbiór JG <sub>M1</sub>
$J_{M2}$	– Zbiór JG <sub>M2</sub>
$J_O$	– Zbiór JG <sub>O</sub>
$J_W$	– Zbiór JG <sub>w</sub> ( $J_W = J_{W1} \cup J_{W2}$ )
$J_{W1}$	– Zbiór JG <sub>w1</sub>
$J_{W2}$	– Zbiór JG <sub>w2</sub>
$J_Z$	– Zbiór JG <sub>Z</sub> ( $J_Z = J_{Z1} \cup J_{Z2} \cup J_{Z3}$ )
$J_{Z1}$	– Zbiór JG <sub>Z1</sub>
$J_{Z2}$	– Zbiór JG <sub>Z2</sub>
$J_{Z3}$	– Zbiór JG <sub>Z3</sub>

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

- $J_{W_1}^{LU}(z)$  – Zbiór  $JG_{W_1}$  należących do grupy  $JG_{W_1}$   $z \in ZJ_{W_1}^{LU}$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień
- $J^{MaxLGen}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby  $JG$  pracujących w kierunku generacji
- $J^{MaxLPob}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby  $JG$  pracujących w kierunku poboru
- $J^{MaxPGen}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej mocy generacji  $JG$
- $J^{MaxPPob}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej mocy poboru  $JG$
- $J^{MinLGen}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby  $JG$  pracujących w kierunku generacji
- $J_{W_1}^{MinLGen}(z)$  – Zbiór  $JG_{W_1}$  należących do grupy  $JG_{W_1}$   $z \in ZJ^{MinLGen}$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby pracujących  $JG_{W_1}$  w zakładzie wytwarzania energii
- $J^{MinLPob}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej liczby  $JG$  pracujących w kierunku poboru
- $J^{MinPGen}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej mocy generacji  $JG$
- $J^{MinPPob}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym minimalnej mocy poboru  $JG$
- $J^{RMDMax}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy w dół możliwej do świadczenia przez te  $JG$
- $J^{RMGMax}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy w górę możliwej do świadczenia przez te  $JG$
- $J^{RMMMax}(w)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy łącznie w górę i w dół możliwej do świadczenia przez te  $JG$
- $J^{RMMMax}(w, r)$  – Zbiór  $JG$  w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$ , które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej wielkości rezerwy mocy typu  $r \in R$  możliwej do świadczenia przez te  $JG$
- $K_{jt}^{Gen}$  – Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z$ : zbiór pasm mocy  $JG j$  dla chwili  $t$ ;  
 Dla  $JG j \in J_M \cup J_A$ : zbiór pasm mocy  $JG j$  w kierunku generacji dla chwili  $t$ ;  
 Dla  $JG j \in J_O$ : zbiór pusty, tj.  $K_{jt}^{Gen} = \emptyset$  dla każdej chwili  $t$

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

$K_{jt}^{Pob}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Dla JG <math>j \in J_W \cup J_Z</math>: zbiór pusty, tj. <math>K_{jt}^{Pob} = \emptyset</math> dla każdej chwili <math>t</math>;</li> <li>– Dla JG <math>j \in J_M \cup J_A</math>: zbiór pasm mocy JG <math>j</math> w kierunku poboru dla chwili <math>t</math>;</li> <li>– Dla JG <math>j \in J_O</math>: zbiór pasm mocy JG<sub>0</sub><math>j</math> dla chwili <math>t</math></li> </ul>
$R$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zbiór typów rezerwy mocy;</li> <li>– <math>R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}</math></li> </ul>
$R_R$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zbiór typów rezerwy mocy innych niż <math>RR^G</math> i <math>RR^D</math>;</li> <li>– <math>R_R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}</math></li> </ul>
$R_R^D$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zbiór typów rezerwy mocy w dół innych niż <math>RR^D</math>;</li> <li>– <math>R_R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D\}</math></li> </ul>
$R_R^G$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zbiór typów rezerwy mocy w górę innych niż <math>RR^G</math>;</li> <li>– <math>R_R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G\}</math></li> </ul>
$S$	– Zbiór MEE i ESP ( $S = S_{M1} \cup S_{M2}$ )
$S_{M1}$	– Zbiór MEE i ESP związanych z JG <sub>M1</sub>
$S_{M1}^{ESP}$	– Zbiór ESP związanych z JG <sub>M1</sub> ( $S_{M1}^{ESP} \subseteq S_{M1}$ )
$S_{M2}$	– Zbiór MEE i ESP związanych z JG <sub>M2</sub>
$T$	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Zbiór kolejnych chwil należących do <math>T_1</math> i chwil wcześniejszych;</li> <li>– Czas trwania okresu pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami należącymi do <math>T</math> jest stały dla danego algorytmu optymalizacji, oznaczany jako <math>\Delta t</math> i wyrażany w godzinach</li> </ul>
$T_1$	– Zbiór kolejnych chwil, dla których jest realizowany proces optymalizacji w ramach danej iteracji procesu planowania
$T^{MaxLGen}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej liczby JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MaxLPob}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej liczby JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MaxPGen}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej mocy generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MaxPPob}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej mocy poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MinLGen}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MinLGen}(z)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby pracujących JG <sub>w1</sub> dla grupy JG <sub>w1</sub> $z \in ZJ^{MinLGen}$

$T^{MinLPob}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej liczby JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MinPGen}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej mocy generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{MinPPob}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące minimalnej mocy poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{RMDMax}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy w dół możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{RMGMax}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy w górę możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{RMMMax}(w)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy łącznie w górę i w dół możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$T^{RMMMax}(w, r)$	– Zbiór chwil, dla których obowiązuje ograniczenie dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy typu $r \in R$ możliwej do świadczenia przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci $w \in W$
$W$	– Zbiór węzłów lub grup węzłów sieci
$ZJ_{W1}^{LU}$	– Zbiór grup $JG_{W1}$ , dla których określono ograniczenie na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień
$ZJ_{W1}^{MinLGen}$	– Zbiór grup $JG_{W1}$ , dla których określono ograniczenie dotyczące minimalnej liczby pracujących $JG_{W1}$ w zakładzie wytwarzania energii

### 3.2 Znaczniki aktywności

(1) JG w zależności od wartości ZAK podlega optymalizacji w zakresie:

- $ZAK_j = 1$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$ : stanu  $JG_{W1}$ , mocy generacji  $JG_{W1}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{W1}$ ;  
 Dla JG  $j \in J_{M1}$ : stanu  $JG_{M1}$ , mocy generacji lub poboru  $JG_{M1}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{M1}$ ;  
 Dla JG  $j \in J_{Z1}$ : mocy generacji  $JG_{Z1}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{Z1}$
- $ZAK_j = 2$  – Dla JG  $j \in J_{W2} \cup J_{Z2}$ : mocy generacji JG oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG;  
 Dla JG  $j \in J_{M2}$ : mocy generacji lub poboru  $JG_{M2}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{M2}$ ;  
 Dla JG  $j \in J_0$ : mocy poboru  $JG_0$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_0$

- $ZAK_j = 3$  – Dla  $JG j \in J_{Z3}$ : mocy generacji  $JG_{Z3}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{Z3}$ ;  
Dla  $JG j \in J_A$ : mocy generacji lub poboru  $JG_A$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_A$

### 3.3 Programy pracy zweryfikowane

#### 3.3.1 Parametry wyznaczone na podstawie PPZ

- (1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry wyznaczone dla  $JG$  na podstawie PPZ:

- (1.1) Parametry dla  $JG j \in J$ :

- $P_{jt}^{GO}$  – Dla  $JG j \in J \setminus J_Z$ : grafik obciążenia  $JG j$  z PPZ dla chwili  $t$  [MW];  
Dla  $JG j \in J_Z$ : różnica pomiędzy prognozowaną generacją  $JG_Z j P_{jt}^{GenMaxOD}$  a grafikiem obciążenia  $JG_Z j$  z PPZ, określającym wielkość redukcji, dla chwili  $t$  [MW]

- $EGO_{jt}^{Gen}$  – Energia generacji  $JG j$  w okresie  $(t - \Delta t, t)$  wynikająca z  $P_{jt}^{GO}$  [MWh];  
Wartość parametru  $EGO_{jt}^{Gen}$  jest wyznaczana w sposób opisany w pkt 3.3.4

- $EGO_{jt}^{Pob}$  – Energia poboru  $JG j$  w okresie  $(t - \Delta t, t)$  wynikająca z  $P_{jt}^{GO}$  [MWh];  
Wartość parametru  $EGO_{jt}^{Pob}$  jest wyznaczana w sposób opisany w pkt 3.3.4

- $GMB_{jt}^r$  – Grafik mocy bilansującej  $JG j$  z PPZ dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla  $JG j$  i typu rezerwy mocy  $r$ , do świadczenia którego  $JG j$  nie jest kwalifikowana, przyjmuje się dla każdej chwili  $t$  wartość parametru  $GMB_{jt}^r$  równą 0

- (1.2) Dodatkowe parametry dla  $JG j \in J_{W1}$ :

- $ZUD_{jt}^{GO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla  $JG_{W1} j$  zaplanowano dla chwili  $t$  zakończenie uruchomienia  $JG_{W1} j$  ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia [-];

Wartość parametru  $ZUD_{jt}^{GO}$  jest równa:

- 1, jeżeli w PPZ dla  $JG_{W1} j$  zaplanowano dla chwili  $t$  zakończenie uruchomienia ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

- $TUD_{jt}$  – Całkowity czas trwania uruchamiania  $JG_{W1} j$  ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia zakończonego w chwili  $t$  [h];

Wartość parametru  $TUD_{jt}$  jest równa 0, jeżeli  $ZUD_{jt}^{GO} = 0$

- $SP_{jt}^{GO}$  – Parametr określający czy dla  $JG_{W1} j$  i chwili  $t$  stan  $JG_{W1}$  z PPZ jest równy  $P$  i grafik obciążenia z PPZ jest dodatni [-];  
Wartość parametru  $SP_{jt}^{GO}$  jest równa:
- 1, jeżeli dla  $JG_{W1} j$  i chwili  $t$  stan  $JG_{W1}$  z PPZ jest równy  $P$  i grafik obciążenia z PPZ jest dodatni; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- (1.3) Dodatkowe parametry dla  $JG j \in J_M$ :
- $E_{jt}^{DMax}$  – Potencjał dostawy z PPZ dla  $JG_M j$  i chwili  $t$  [MWh]
- $E_{jt}^{OMax}$  – Potencjał odbioru z PPZ dla  $JG_M j$  i chwili  $t$  [MWh]
- $\Delta S_{jt}^{GO}$  – Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z  $JG_M j \in J_{M1}$  w okresie  $(t - \Delta t; t)$  wynikająca z grafiku obciążenia  $JG_{M1} j$  z PPZ [MWh]
- $ZPDO_{jt}$  – ZPDO z PPZ dla  $JG_M j \in J_{M1}$  dla chwili  $t$  [-]
- $O_{jt}^{GenGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla  $JG_M j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-];  
Wartość parametru  $O_{jt}^{GenGO}$  jest równa:
- 1, jeżeli w PPZ dla  $JG_{M1} j$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$ , tj.  $ZWP_{jt} = 0$ ,  $P_{jt}^{GenMaxOD} > 0$ ,  $P_{jt}^{GO} = 0$  i  $P_{j,t-\Delta t}^{GO} > 0$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $O_{jt}^{PobGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla  $JG_M j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-];  
Wartość parametru  $O_{jt}^{PobGO}$  jest równa:
- 1, jeżeli w PPZ dla  $JG_{M1} j$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$ , inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$ , tj.  $ZWP_{jt} = 0$ ,  $P_{jt}^{PobMaxOD} > 0$ ,  $P_{jt}^{GO} = 0$  i  $P_{j,t-\Delta t}^{GO} < 0$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku



$ON_{jt}^{GenGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla  $JG_M j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-];

Wartość parametru  $ON_{jt}^{GenGO}$  jest równa:

- 0, jeżeli w PPZ dla  $JG_{M1} j$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$ , tj.  $ZWP_{jt} = 0$ ,  $P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$ ,  $P_{jt}^{GO} = 0$  i  $P_{j,t-\Delta t}^{GO} > 0$ ; albo

- 1, w przeciwnym przypadku

$ON_{jt}^{PobGO}$  – Parametr określający czy w PPZ dla  $JG_M j \in J_{M1}$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$  [-];

Wartość parametru  $ON_{jt}^{PobGO}$  jest równa:

- 0, jeżeli w PPZ dla  $JG_{M1} j$  zaplanowano odstawienie  $JG_{M1} j$  wynikające z niedyspozycyjności z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t; t)$ , tj.  $ZWP_{jt} = 0$ ,  $P_{jt}^{PobMaxOD} = 0$ ,  $P_{jt}^{GO} = 0$  i  $P_{j,t-\Delta t}^{GO} < 0$ ; albo

- 1, w przeciwnym przypadku

(1.4) Dodatkowe parametry dla  $JG j \in J_Z$ :

$P_{jt}^{GOM}$  – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla  $JG_Z j$  dla chwili  $t$  [MW];

Dla  $JG_Z j$ , dla której w PPZ dla chwili  $t$  nie jest określony grafik obciążenia magazynu, przyjmuje się wartość parametru  $P_{jt}^{GOM}$  równą 0

(2) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry wyznaczone dla MEE i ESP na podstawie PPZ JG:

$ZPDO_{st}$  – ZPDO dla MEE albo ESP  $s \in S_{M1}$  dla chwili  $t$  [-];

Wartość parametru  $ZPDO_{st}$  jest równa:

- 0, jeżeli dla MEE albo ESP  $s$  i chwili  $t$   $\sum_{j \in J(s)} ZPDO_{jt} = 0$ ; albo
- 1, jeżeli dla MEE albo ESP  $s$  i chwili  $t$   $\sum_{j \in J(s)} ZPDO_{jt} > 0$ ;

$E_{st}^{DMax}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$  możliwy do wykorzystania przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  niezależnie od wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru w poprzednim okresie [MWh];

Wartość parametru  $E_{st}^{DMax}$  jest wyznaczana w następujący sposób:

Dla MEE albo ESP  $s \in S_{M1}$ :

- Jeżeli  $ZPDO_{st} = 0$ , to  $E_{st}^{DMax} = \max(\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{DMax} - E_{jk}^{DMax}); 0)$ , gdzie  $k$  jest ostatnią chwilą poprzedzającą  $t$ , dla której  $\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jk}^{DMax} + E_{jk}^{OMax}) > 0$  lub  $ZPDO_{sk} = 1$ ;
- Jeżeli  $ZPDO_{st} = 1$ , to  $E_{st}^{DMax} = \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{DMax}$ ;

Dla MEE albo ESP  $s \in S_{M2}$ :  $E_{st}^{DMax} = \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{DMax}$

$E_{st}^{OMax}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s$  możliwy do wykorzystania przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  niezależnie od wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru w poprzednim okresie [MWh];

Wartość parametru  $E_{st}^{OMax}$  jest wyznaczana w następujący sposób:

Dla MEE albo ESP  $s \in S_{M1}$ :

- Jeżeli  $ZPDO_{st} = 0$ , to  $E_{st}^{OMax} = \max(\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{OMax} - E_{jk}^{OMax}); 0)$ , gdzie  $k$  jest ostatnią chwilą poprzedzającą  $t$ , dla której  $\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jk}^{DMax} + E_{jk}^{OMax}) > 0$  lub  $ZPDO_{sk} = 1$ ;
- Jeżeli  $ZPDO_{st} = 1$ , to  $E_{st}^{OMax} = \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{OMax}$ ;

Dla MEE albo ESP  $s \in S_{M2}$ :  $E_{st}^{OMax} = \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{OMax}$

### 3.3.2 Znaczniki wymuszonej pracy

(1) Zakres optymalizacji JG z ZAK = 1 w zależności od wartości ZWP z PPZ dla danej chwili może być ograniczony w następujący sposób:

$ZWP_{jt} = 0$  – JG  $j \in J_1$  podlega optymalizacji w chwili  $t$  w pełnym zakresie wynikającym z rodzaju JG

$ZWP_{jt} = 1$  – JG  $j \in J_1$  nie podlega optymalizacji w chwili  $t$

$ZWP_{jt} = 2$  – JG  $j \in J_{W1} \cup J_{M1}$  podlega optymalizacji w ograniczonym zakresie:

- Dla JG  $j \in J_{W1}$ : mocy generacji  $JG_{W1}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{W1}$ , bez zmiany stanu  $JG_{W1}$  z PPZ;
- Dla JG  $j \in J_{M1}$ : mocy generacji lub poboru  $JG_{M1}$  oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy  $JG_{M1}$ , bez zmiany stanu  $JG_{M1}$  z PPZ

### 3.3.3 Znaczniki usług bilansujących

(1) Zakres optymalizacji JG z ZAK = 2 albo ZAK = 3 w zależności od wartości ZUB z PPZ dla danej chwili może być ograniczony w następujący sposób:

$ZUB_{jt} = N$  – JG  $j \in J_2 \cup J_3$  nie podlega optymalizacji w chwili  $t$

- $ZUB_{jt} = D$  – JG  $j \in (J_2 \setminus J_{M2}) \cup J_3$  podlega optymalizacji w chwili  $t$  w pełnym zakresie wynikającym z rodzaju JG
- $ZUB_{jt} = D^G$  – JG  $j \in J_{M2}$  podlega optymalizacji w chwili  $t$  w zakresie mocy generacji JG oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy świadczonych w kierunku generacji
- $ZUB_{jt} = D^P$  – JG  $j \in J_{M2}$  podlega optymalizacji w chwili  $t$  w zakresie mocy poboru JG oraz wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy świadczonych w kierunku poboru

### 3.3.4 Wyznaczanie energii wynikającej z grafiku obciążenia

- (1) Energia wynikająca z  $P_{jt}^{GO}$ , odpowiednio w kierunku generacji ( $EGO_{jt}^{Gen}$ ) albo poboru ( $EGO_{jt}^{Pob}$ ), jest wyznaczana, z zastrzeżeniem pkt (2), w następujący sposób:

$$(1.1) \quad EGO_{jt}^{Gen} = \max\left(\frac{P_{jt}^{GO} + P_{j,t-\Delta t}^{GO}}{2} \cdot \Delta t; 0\right); \text{ oraz}$$

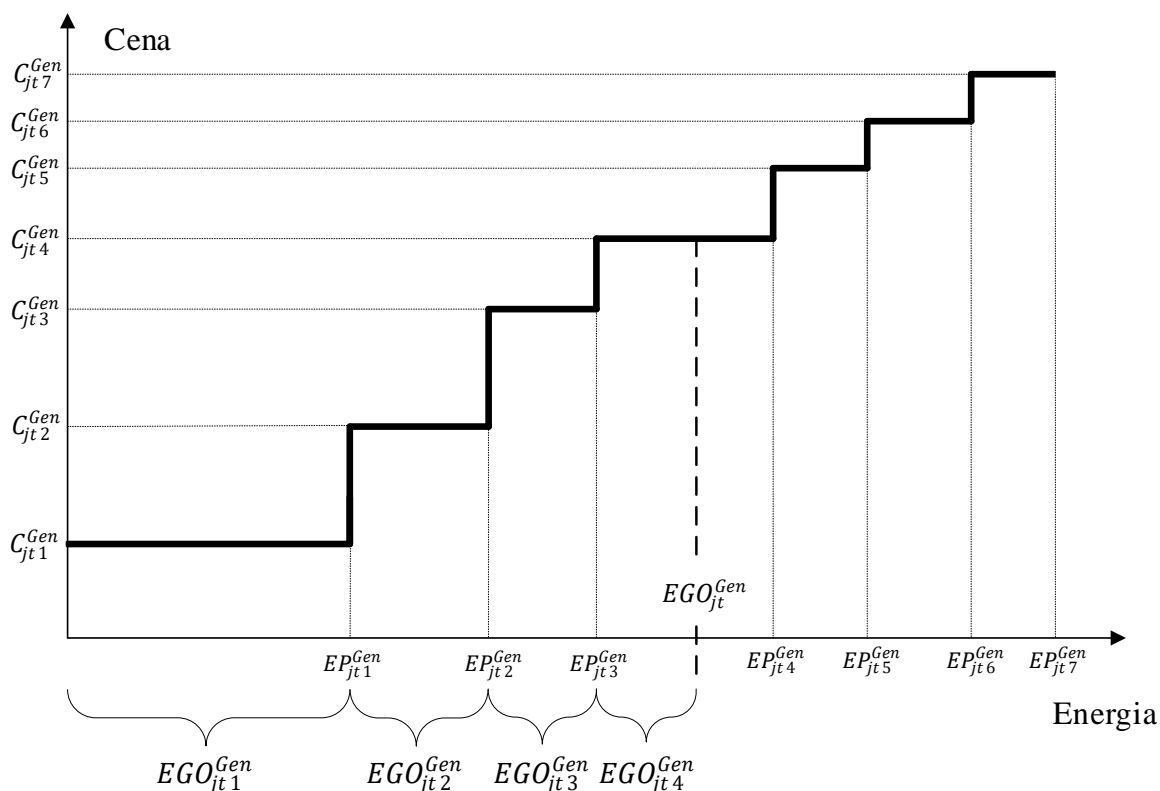
$$(1.2) \quad EGO_{jt}^{Pob} = \max\left(-\frac{P_{jt}^{GO} + P_{j,t-\Delta t}^{GO}}{2} \cdot \Delta t; 0\right).$$

- (2) Dla JG  $j \in J_{W1} \cup J_{M1}$ , dla której stan JG z PPZ dla chwili  $t$  jest równy  $R$ :

$$(2.1) \quad EGO_{jt}^{Gen} = 0; \text{ oraz}$$

$$(2.2) \quad EGO_{jt}^{Pob} = 0.$$

- (3) Energia wynikająca z grafiku obciążenia  $EGO_{jt}^{Gen}$  oraz  $EGO_{jt}^{Pob}$  jest przypisywana do pasm mocy JG  $j$  odpowiednio w kierunku generacji i poboru dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ . Wielkości energii wynikającej z grafiku obciążenia przypisane do poszczególnych pasm  $k$ ,  $EGO_{jtk}^{Gen}$  i  $EGO_{jtk}^{Pob}$ , są wyznaczane zgodnie z pkt 3.4.1(1). Rysunek Z.1. przedstawia przykład ilustrujący umiejscowienie  $EGO_{jt}^{Gen}$  wśród pasm mocy JG.



**Rysunek Z.1. Przypisanie energii generacji JG wynikającej z grafiku obciążenia do pasm mocy JG**

### 3.4 Oferty zintegrowanego procesu grafikowania

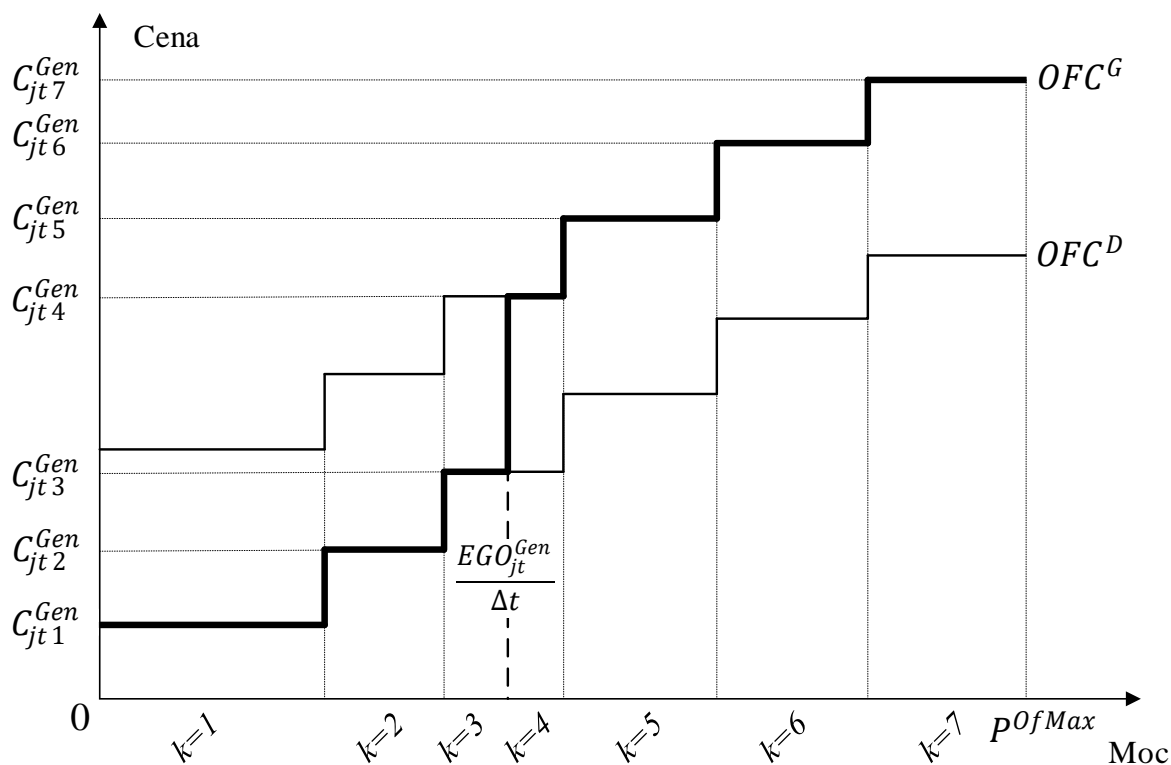
- (1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane parametry wyznaczone na podstawie OZPG JG, tj.:
  - (1.1) Dla JG<sub>w1</sub>: OEB, OMB oraz OT;
  - (1.2) Dla JG innej niż JG<sub>w1</sub>: OEB oraz OMB.

#### 3.4.1 Oferty na energię bilansującą

- (1) Parametrami wyznaczanymi na podstawie ostatniej przyjętej OEB dla JG są:

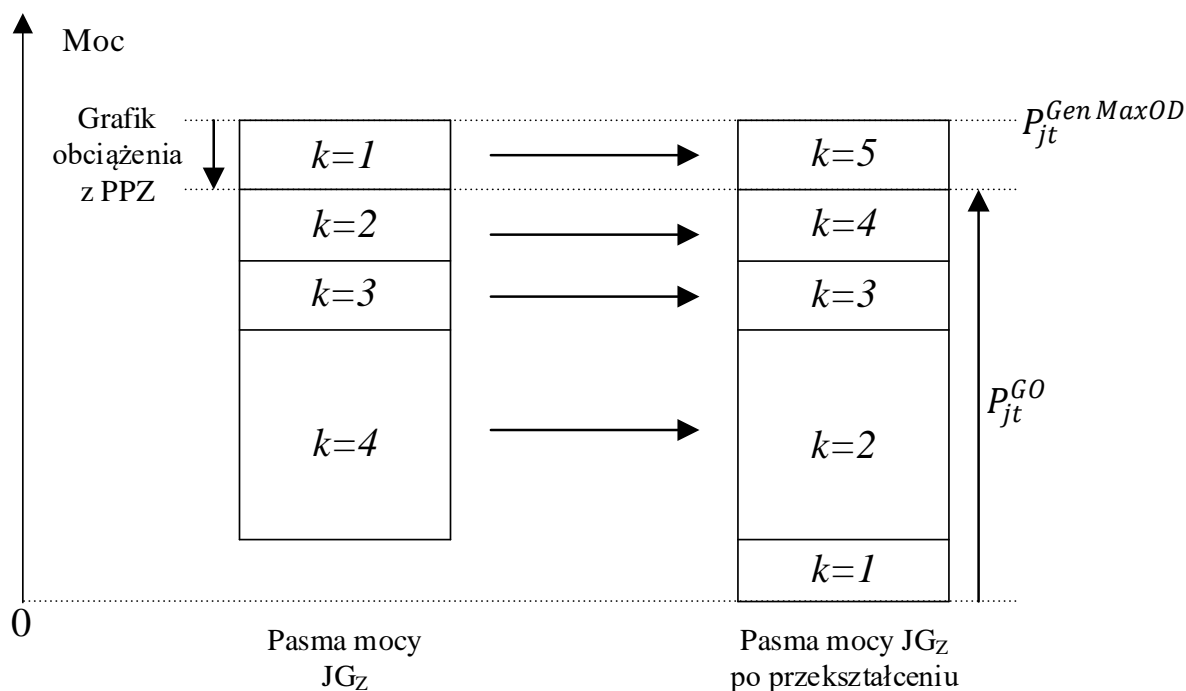
$C_{jtk}^{Gen}$  – CDO dla pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen}$  JG  $j \in J \setminus J_0$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł/MWh];  
 CDO jest wyznaczana na podstawie cen ofertowych OEB zgodnie z zasadami określonymi w WDB, z zastrzeżeniem, że ceny CDO w ADJ nie uwzględniają korekt wynikających z kosztów uruchomienia;  
 $C_{jtk}^{Gen}$  jest ceną aktywacji w górę albo w dół w zależności czy dotyczy mocy powyżej albo poniżej grafiku obciążenia, co prezentuje rys. Z.2.

- $C_{jtk}^{Pob}$  – CDO dla pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Pob}$  JG  $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł/MWh];  
CDO jest wyznaczana na podstawie cen ofertowych OEB zgodnie z zasadami określonymi w WDB;  
 $C_{jtk}^{Pob}$  jest ceną aktywacji w górę albo w dół w zależności czy dotyczy mocy powyżej albo poniżej grafiku obciążenia
- $EP_{jtk}^{Gen}$  – Energia możliwa do wytworzenia z pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen}$  JG  $j \in J \setminus J_O$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MWh]
- $EP_{jtk}^{Pob}$  – Energia możliwa do pobrania z pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Pob}$  JG  $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MWh]
- $EGO_{jtk}^{Gen}$  – Część  $EGO_{jt}^{Gen}$  przypisana do pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen}$  [MWh];  
Wartość parametru  $EGO_{jtk}^{Gen}$  jest wyznaczana w następujący sposób:
- $$EGO_{jtk}^{Gen} = \begin{cases} \min(EP_{jtk}^{Gen}; EGO_{jt}^{Gen}), & \text{jeżeli } k = 1 \\ \min(EP_{jtk}^{Gen}; EGO_{jt}^{Gen} - \sum_{l \in \{1, \dots, k-1\}} EGO_{jtl}^{Gen}), & \text{jeżeli } k > 1 \end{cases}$$
- $EGO_{jtk}^{Pob}$  – Część  $EGO_{jt}^{Pob}$  przypisana do pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Pob}$  [MWh];  
Wartość parametru  $EGO_{jtk}^{Pob}$  jest wyznaczana w następujący sposób:
- $$EGO_{jtk}^{Pob} = \begin{cases} \min(EP_{jtk}^{Pob}; EGO_{jt}^{Pob}), & \text{jeżeli } k = 1 \\ \min(EP_{jtk}^{Pob}; EGO_{jt}^{Pob} - \sum_{l \in \{1, \dots, k-1\}} EGO_{jtl}^{Pob}), & \text{jeżeli } k > 1 \end{cases}$$
- (2) Ilustracja graficzna pasm mocy JG dla kierunku generacji oraz cen ofertowych aktywacji w górę (OFC<sup>G</sup>) i w dół (OFC<sup>D</sup>) jest przedstawiona na rys. Z.2.



**Rysunek Z.2. Ceny ofertowe aktywacji w górę i w dół dla pasm mocy JG w kierunku generacji**

- (3) Na potrzeby optymalizacji, pasma mocy JGz są przekształcane do postaci zgodnej z pasmami mocy dla pozostałych rodzajów JG. Przekształcenie polega na odwróceniu kolejności pasm oferty oraz dodaniu pasma uzupełniającego ofertę tak, aby była zbudowana od mocy równej 0 MW. Po przekształceniu dodane pierwsze pasmo ma ceny ofertowe aktywacji w górę i w dół równe dolnemu limitowi ceny oraz dodatnią oferowaną moc albo nieokreślone ceny ofertowe i oferowaną moc równą 0 MW, jeżeli oferowana moc maksymalna przed przekształceniem była nie mniejsza niż prognozowana generacja JGz. Ilustracja graficzna tego przekształcenia jest przedstawiona na rys. Z.3.



Rysunek Z.3. Ilustracja graficzna przekształcenia pasm mocy dla JGz

### 3.4.2 Oferty na moce bilansujące

(1) Parametrami wyznaczanymi na podstawie ostatniej przyjętej OMB dla JG są:

- $OFC_{jt}^r$  – Cena ofertowa dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG  $j \in J$  i chwili  $t$  [zł/MW]
- $MB_{jt}^{GenMax,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG  $j$  i chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc maksymalna w kierunku generacji dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG<sub>M</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]
- $MB_{jt}^{GenMin,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : oferowana moc minimalna dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  z OMB dla JG  $j$  i chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna w kierunku generacji dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  z OMB dla JG<sub>M</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]
- $MB_{jt}^{PobMax,r}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc maksymalna w kierunku poboru dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG<sub>M</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : oferowana moc maksymalna dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  z OMB dla JG<sub>O</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]
- $MB_{jt}^{PobMin,r}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna w kierunku poboru dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  z OMB dla JG<sub>M</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : oferowana moc minimalna dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  z OMB dla JG<sub>O</sub>  $j$  i chwili  $t$  [MW]

(2) Dla JG i typu rezerwy mocy, do świadczenia którego dana JG nie jest kwalifikowana (z uwzględnieniem kierunku generacji lub poboru w przypadku JG<sub>M</sub>) przyjmuje się zerowe wartości parametrów, o których mowa w pkt (1). W przypadku JG<sub>M</sub>  $j$ , która jest

kwalifikowana do świadczenia typu rezerwy mocy  $r$  wyłącznie w kierunku generacji albo poboru, przyjmuje się dla każdej chwili  $t$  zerowe wartości odpowiednio parametrów  $MB_{jt}^{PobMin,r}$  i  $MB_{jt}^{PobMax,r}$  albo parametrów  $MB_{jt}^{GenMin,r}$  i  $MB_{jt}^{GenMax,r}$ .

### 3.4.3 Oferty techniczne JG<sub>w1</sub>

(1) Parametrami wyznaczanymi na podstawie ostatniej przyjętej OT dla JG<sub>w1</sub> są:

- $TPG_j$  – Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego, z OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$  [h]
- $TPC_j$  – Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu ciepłego, z OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$  [h]
- $TPZ_j$  – Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu zimnego, z OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$  [h]
- $TUG_j$  – Całkowity czas trwania uruchamiania JG<sub>w1</sub>  $j$  ze stanu gorącego [h];  
Wartość parametru  $TUG_j$  jest równa sumie czasu od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSG) i czasu od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG<sub>w1</sub> (TRG), określonych dla stanu gorącego w OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$ , tj.  $TUG_j = TSG_j + TRG_j$
- $TUC_j$  – Całkowity czas trwania uruchamiania JG<sub>w1</sub>  $j$  ze stanu ciepłego [h];  
Wartość parametru  $TUC_j$  jest równa sumie czasu od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSC) i czasu od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG<sub>w1</sub> (TRC), określonych dla stanu ciepłego w OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$ , tj.  $TUC_j = TSC_j + TRC_j$
- $TUZ_j$  – Całkowity czas trwania uruchamiania JG<sub>w1</sub>  $j$  ze stanu zimnego [h];  
Wartość parametru  $TUZ_j$  jest równa sumie czasu od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji (TSZ) i czasu od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG<sub>w1</sub> (TRZ), określonych dla stanu zimnego w OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$ , tj.  $TUZ_j = TSZ_j + TRZ_j$
- $P_j^{UG}(n)$  – Moc generacji JG<sub>w1</sub>  $j$  dla chwili poprzedzającej uruchamianie i  $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUG_j}{\Delta t}\}$ ) [MW];  
Wartość parametru  $P_j^{UG}(n)$  jest równa:

- 0, jeżeli  $n \leq \frac{TSG_j}{\Delta t}$ ; albo
- Wartości mocy osiągananej dla  $(n - \frac{TSG_j}{\Delta t})$ -tej chwili okresu  $TRG_j$  określonej w OT dla JG<sub>w1</sub>  $j$ , jeżeli  $n > \frac{TSG_j}{\Delta t}$



- $P_j^{UC}(n)$  – Moc generacji JG<sub>W1</sub>  $j$  dla chwili poprzedzającej uruchamianie i  $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUC_j}{\Delta t}\}$ ) [MW];  
Wartość parametru  $P_j^{UC}(n)$  jest równa:
- 0, jeżeli  $n \leq \frac{TSC_j}{\Delta t}$ ; albo
  - Wartości mocy osiąganey dla  $(n - \frac{TSC_j}{\Delta t})$ -tej chwili okresu  $TRC_j$  określonej w OT dla JG<sub>W1</sub>  $j$ , jeżeli  $n > \frac{TSC_j}{\Delta t}$
- $P_j^{UZ}(n)$  – Moc generacji JG<sub>W1</sub>  $j$  dla chwili poprzedzającej uruchamianie i  $n$ -tej chwili charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego ( $n \in \{0, \dots, \frac{TUZ_j}{\Delta t}\}$ ) [MW];  
Wartość parametru  $P_j^{UZ}(n)$  jest równa:
- 0, jeżeli  $n \leq \frac{TSZ_j}{\Delta t}$ ; albo
  - Wartości mocy osiąganey dla  $(n - \frac{TSZ_j}{\Delta t})$ -tej chwili okresu  $TRZ_j$  określonej w OT dla JG<sub>W1</sub>  $j$ , jeżeli  $n > \frac{TSZ_j}{\Delta t}$

(2) Wielkości czasów z OT są przeliczane z minut na godziny.

### 3.5 Parametry JG

(1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące stałe parametry techniczne JG:

- $P_j^{GenMax}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z$ : moc maksymalna JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : moc maksymalna JG  $j$  w kierunku generacji [MW]
- $P_j^{PobMax}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : moc maksymalna JG  $j$  w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : moc maksymalna JG<sub>O</sub>  $j$  [MW]
- $P_j^{GenMin}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z$ : moc minimalna JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : moc minimalna JG<sub>M</sub>  $j$  w kierunku generacji [MW]
- $P_j^{PobMin}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : moc minimalna JG<sub>M</sub>  $j$  w kierunku poboru [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : moc minimalna JG<sub>O</sub>  $j$  [MW]
- $MZR_j^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  w kierunku generacji dla JG<sub>M</sub>  $j$  [MW]
- $MZR_j^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  w kierunku poboru dla JG<sub>M</sub>  $j$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_O$ : maksymalny zakres rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG<sub>O</sub>  $j$  [MW]

- $RG_j^{Gen}$  – Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG j$  [MW/h];  
Dla  $JG j \in J_M$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_M j$  w kierunku generacji [MW/h]
- $RD_j^{Gen}$  – Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego  $JG j$  [MW/h];  
Dla  $JG j \in J_M$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego  $JG_M j$  w kierunku generacji [MW/h]
- $RG_j^{Pob}$  – Dla  $JG j \in J_M$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_M j$  w kierunku poboru [MW/h];  
Dla  $JG j \in J_O$ : maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego  $JG_O j$  [MW/h]
- $RD_j^{Pob}$  – Dla  $JG j \in J_M$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego  $JG_M j$  w kierunku poboru [MW/h];  
Dla  $JG j \in J_O$ : maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego  $JG_O j$  [MW/h]
- $TPR_j$  – Minimalny czas pracy  $JG j \in J_{W1}$  [h]
- $TP_j^{Gen}$  – Minimalny czas pracy  $JG j \in J_{M1}$  w kierunku generacji [h]
- $TP_j^{Pob}$  – Minimalny czas pracy  $JG j \in J_{M1}$  w kierunku poboru [h]
- $TPM_j$  – Minimalny czas postoju  $JG j \in J_{M1}$  po jej odstawieniu [h]
- $LU_j^{GenMax}$  – Maksymalna liczba uruchomień  $JG j \in J_{M1}$  do pracy w kierunku generacji w dobie, pomniejszona o liczbę uruchomień w kierunku generacji, które wystąpiły już w danej dobie, ale przed optymalizowanym horyzontem  $T_1$ , i nie mniejsza niż liczba uruchomień do pracy w kierunku generacji w PPZ w optymalizowanym horyzontcie  $T_1$  [–]
- $LU_j^{PobMax}$  – Maksymalna liczba uruchomień  $JG j \in J_{M1}$  do pracy w kierunku poboru w dobie, pomniejszona o liczbę uruchomień w kierunku poboru, które wystąpiły już w danej dobie, ale przed optymalizowanym horyzontem  $T_1$ , i nie mniejsza niż liczba uruchomień do pracy w kierunku poboru w PPZ w optymalizowanym horyzontcie  $T_1$  [–]
- $Z_j^{Gen,mFRRd}$  – Znacznik dostępności mFRRd w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu  $JG j \in J_{M1}$  przy wykorzystaniu rezerwy [–];  
Wartość parametru  $Z_j^{Gen,mFRRd}$  jest równa:
- 0, jeżeli wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji nie może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1} j$ ;
  - 1, jeżeli wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1} j$ ;

$Z_j^{Pob,mFRRd}$  – Znacznik dostępności mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu JG  $j \in J_{M1}$  przy wykorzystaniu rezerwy [-];

Wartość parametru  $Z_j^{Pob,mFRRd}$  jest równa:

- 0, jeżeli wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru nie może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1} j$ ;
- 1, jeżeli wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru może skutkować zmianą stanu  $JG_{M1} j$ ;

- (2) Wielkości minimalnych czasów pracy i postoju są przeliczane z minut na godziny.
- (3) Dla JG  $j$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R$ , do świadczenia którego JG  $j$  nie jest kwalifikowana (z uwzględnieniem kierunku generacji lub poboru w przypadku  $JG_M$ ) przyjmuje się zerowe wartości parametrów  $MZR_j^{Gen,r}$  lub  $MZR_j^{Pob,r}$ .
- (4) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry JG wynikające z dyspozycyjności JG oraz oferowanych mocy maksymalnych i minimalnych z OEB dla JG:

$P_{jt}^{GenMaxOD}$  – Dla JG  $j \in J_W$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_w j$  dla chwili  $t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG  $j$  w kierunku generacji dla chwili  $t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_Z$ : prognozowana generacja  $JG_Z j$  dla chwili  $t$  [MW]

$P_{jt}^{GenMaxOd}$  – Dla JG  $j \in J_{W2}$ : moc równa mniejszej z:

- Oferowanej mocy maksymalnej z OEB dla  $JG_{W2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2} j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M2} \cup J_A$ : moc równa mniejszej z:

- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z OEB dla JG  $j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG  $j$  w kierunku generacji dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_Z$ : prognozowana generacja  $JG_Z j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]

- $P_{jt}^{GenMinOD}$  – Dla JG  $j \in J_W$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_W j$  dla chwili  $t$  [MW];  
 Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_M j$  w kierunku generacji dla chwili  $t$  [MW];  
 Dla JG  $j \in J_Z$ : moc równa większej z:
- Minimalnej mocy dyspozycyjnej  $JG_Z j$  dla chwili  $t$  [MW];
  - Różnicy  $P_{jt}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Różnicy  $P_{jt}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t + \Delta t$ , jeżeli dla  $JG_Z j$  i chwili  $t + \Delta t$  została wyznaczona przyjęta OEB [MW]
- $P_{jt}^{GenMinOd}$  Dla JG  $j \in J_{W2}$ : moc równa większej z:
- Oferowanej mocy minimalnej z OEB dla  $JG_{W2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{W2} j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
- Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc równa większej z:
- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z OEB dla  $JG_{M2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2} j$  w kierunku generacji dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
- Dla JG  $j \in J_Z$ : moc równa większej z:
- Minimalnej mocy dyspozycyjnej  $JG_Z j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]; oraz
  - Różnicy  $P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD}$  i oferowanej mocy maksymalnej z OEB, przed przekształceniem zgodnie z pkt 3.4.1(3), dla  $JG_Z j$  i chwili  $t$  [MW]
- $P_{jt}^{PobMaxOD}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_A$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG j$  w kierunku poboru dla chwili  $t$  [MW];  
 Dla  $j \in J_O$ : oferowana moc maksymalna dyspozycyjna  $JG_O j$  dla chwili  $t$  [MW]
- $P_{jt}^{PobMaxOd}$  – Dla JG  $j \in J_{M2} \cup J_A$ : moc równa mniejszej z:
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z OEB dla  $JG j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG j$  w kierunku poboru dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];
- Dla JG  $j \in J_O$ : moc równa mniejszej z:
- Oferowanej mocy maksymalnej z OEB dla  $JG_O j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
  - Mocy maksymalnej dyspozycyjnej  $JG_O j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]

$P_{jt}^{PobMinOD}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_M j$  w kierunku poboru dla chwili  $t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_O$ : oferowana moc minimalna dyspozycyjna  $JG_O j$  dla chwili  $t$  [MW]

$P_{jt}^{PobMinOd}$  Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc równa większej z:

- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z OEB dla  $JG_{M2} j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_{M2} j$  w kierunku poboru dla chwili  $t - \Delta t$  [MW];

Dla JG  $j \in J_O$ : moc równa większej z:

- Oferowanej mocy minimalnej z OEB dla  $JG_O j$  i chwili  $t$  [MW]; oraz
- Mocy minimalnej dyspozycyjnej  $JG_O j$  dla chwili  $t - \Delta t$  [MW]

(5) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry  $JG_{M1}$  wynikające z dyspozycyjności  $JG_{M1}$  oraz PPS  $JG_{M1}$  z poprzednich iteracji procesu planowania:

$OA_{jt}^{GenPPS}$  – Parametr określający czy w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc generacji jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$  [-];

Wartość parametru  $OA_{jt}^{GenPPS}$  jest równa:

- 0, jeżeli w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc generacji jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$ ; albo
- 1, w przeciwnym przypadku;

W przypadku gdy w poprzedniej iteracji procesu planowania nie wyznaczono PPS dla  $JG_{M1} j$  i chwili  $t$ , to przyjmuje się wartość parametru  $OA_{jt}^{GenPPS}$  równą 1

$OA_{jt}^{PobPPS}$  – Parametr określający czy w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc poboru jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{PobMaxOD} = 0$  [-];

Wartość parametru  $OA_{jt}^{PobPPS}$  jest równa:

- 0, jeżeli w PPS dla JG  $j \in J_{M1}$  moc poboru jest dodatnia w okresie od wcześniejszej z chwil  $t_0$  i  $t - \Delta t$  do chwili  $t$  oraz chwila  $t$  jest pierwszą chwilą w tym okresie, dla której  $P_{jt}^{PobMaxOD} = 0$ ; albo
- 1, w przeciwnym przypadku;

W przypadku gdy w poprzedniej iteracji procesu planowania nie wyznaczono PPS dla  $JG_{M1} j$  i chwili  $t$ , to przyjmuje się wartość parametru  $OA_{jt}^{PobPPS}$  równą 1

- (6) W algorytmach optymalizacji dla JG  $j \in J_{W1} \cup J_{M1}$  i chwil  $t$ , takich że  $ZWP_{jt} = 1$  i  $ZWP_{j,t-\Delta t} = 0$ :

$$(6.1) \quad \text{Jeżeli } P_{jt}^{GO} \geq P_j^{GenMin} \text{ i } P_{jt}^{GO} < P_j^{GenMinOD}, \text{ to przyjmuje się } P_{jt}^{GenMinOD} = P_{jt}^{GO};$$

$$(6.2) \quad \text{Jeżeli dla JG } j \in J_{M1} \text{ } P_{jt}^{GO} \leq -P_j^{PobMin} \text{ i } P_{jt}^{GO} > -P_j^{PobMinOD}, \text{ to przyjmuje się } P_{jt}^{PobMinOD} = -P_{jt}^{GO}.$$

- (7) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry techniczne JG wynikające z dyspozycyjności układów regulacji JG:

$ZDUR_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG  $j$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];

Dla JG  $j \in J_M$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla kierunku generacji dla JG<sub>M</sub>  $j$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];

Wartość parametru  $ZDUR_{jt}^{Gen,r}$  jest równa:

- 1, jeżeli układ regulacji rezerwy mocy  $r$  dla JG  $j$  (dla kierunku generacji w przypadku JG<sub>M</sub>) i okresu  $(t - \Delta t, t)$  jest dyspozycyjny; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

$ZDUR_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_M$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla kierunku poboru dla JG<sub>M</sub>  $j$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];

Dla JG  $j \in J_O$ : znacznik dyspozycyjności układu regulacji rezerwy mocy  $r \in R_R$  dla JG<sub>O</sub>  $j$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];

Wartość parametru  $ZDUR_{jt}^{Pob,r}$  jest równa:

- 1, jeżeli układ regulacji rezerwy mocy  $r$  dla JG  $j$  (dla kierunku poboru w przypadku JG<sub>M</sub>) i okresu  $(t - \Delta t, t)$  jest dyspozycyjny; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

- (8) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry JG<sub>W1</sub> dotyczące kosztów uruchomień:

$CUG_j$  – Cena za uruchomienie JG<sub>W1</sub>  $j$  ze stanu gorącego [zł]

$CUC_j$  – Cena za uruchomienie JG<sub>W1</sub>  $j$  ze stanu ciepłego [zł]

$CUZ_j$  – Cena za uruchomienie JG<sub>W1</sub>  $j$  ze stanu zimnego [zł]

### 3.6 Parametry dla grup JG<sub>W1</sub>

- (1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry dla grup JG<sub>W1</sub>:

$LU_Z$  – Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG<sub>W1</sub> należących do grupy JG<sub>W1</sub>  $z \in ZJ_{W1}^{LU}$  [-]

$L_{zt}^{MinLGen}$  – Minimalna liczba pracujących JG<sub>w1</sub> określona dla grupy JG<sub>w1</sub>  $z \in Z_{w1}^{MinLGen}$  i chwili  $t \in T^{MinLGen}(z)$  [-]

### 3.7 Parametry MEE i ESP

(1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry MEE i ESP:

$\eta_s$  – Współczynnik sprawności MEE albo ESP  $s \in S$  [-]

$LU_s^{GenMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  do pracy w kierunku generacji [-]

$LU_s^{PobMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  do pracy w kierunku poboru [-]

$O_s^{GenMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  z pracy w kierunku generacji [-]

$O_s^{PobMax}$  – Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  z pracy w kierunku poboru [-]

$TZS_s$  – Minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG<sub>M1</sub> w ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  [h];  
Wielkość  $TZS_s$  jest przeliczana z minut na godziny

### 3.8 Parametry systemowe

(1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry systemowe:

(1.1) Parametry dotyczące zapotrzebowania na moc:

$Z_t$  – Zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JG dla chwili  $t$  [MW]

(1.2) Parametry dotyczące wymaganych wielkości rezerw mocy w KSE, w tym mocy bilansujących:

$WMB_t^{FCR^G}$  – Wymagana wielkość mocy bilansującej  $FCR^G$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WMB_t^{FCR^D}$  – Wymagana wielkość mocy bilansującej  $FCR^D$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WMB_t^{aFRR^G}$  – Wymagana wielkość mocy bilansującej  $aFRR^G$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WMB_t^{aFRR^D}$  – Wymagana wielkość mocy bilansującej  $aFRR^D$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WMB_t^{FRR^G}$  – Wymagana łączna wielkość mocy bilansujących  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WMB_t^{FRR^D}$  – Wymagana łączna wielkość mocy bilansujących  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

$WRM_t^G$  – Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]

- $WRM_t^D$  – Wymagana wielkość rezerwy mocy w dół dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW]
- (1.3) Parametry dotyczące ograniczeń sieciowych:
- $LJ_{wt}^{MaxLGen}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxLGen}(w)$  [-]
- $LJ_{wt}^{MaxLPob}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxLPob}(w)$  [-]
- $LJ_{wt}^{MinLGen}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku generacji w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinLGen}(w)$  [-]
- $LJ_{wt}^{MinLPob}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG pracujących w kierunku poboru w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinLPob}(w)$  [-]
- $P_{wt}^{MaxPGen}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxPGen}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MaxPPob}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MaxPPob}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MinPGen}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc generacji JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinPGen}(w)$  [MW]
- $P_{wt}^{MinPPob}$  – Minimalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci moc poboru JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla chwili  $t \in T^{MinPPob}(w)$  [MW]
- $RM_{wt}^{RMMMax,r}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R$ , która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ , gdzie  $t \in T^{RMMMax}(w, r)$  [MW]
- $RM_{wt}^{RMGMax}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ , gdzie  $t \in T^{RMGMax}(w)$  [MW]
- $RM_{wt}^{RMDMax}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona przez JG w węźle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ , gdzie  $t \in T^{RMDMax}(w)$  [MW]



$RM_{wt}^{RMMax}$  – Maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących wielkość rezerwy mocy łącznie w górę i w dół, która może być świadczona przez JG w węzle lub grupie węzłów sieci  $w \in W$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$ , gdzie  $t \in T^{RMMax}(w)$  [MW]

### 3.9 Zmienne decyzyjne

(1) Zmiennymi decyzyjnymi podlegającymi optymalizacji w algorytmach optymalizacji, stanowiącymi dane wyjściowe tych algorytmów, są:

(1.1) W przypadku ADJ:

- (a) Zmienne decyzyjne związane ze stanem  $JG_{w1}$ ;
- (b) Zmienne decyzyjne związane ze stanem  $JG_{M1}$ ;
- (c) Zmienne decyzyjne związane z bieżącymi punktami pracy JG;
- (d) Zmienne decyzyjne związane z energią JG;
- (e) Zmienne decyzyjne związane z potencjałami oraz stanem naładowania MEE albo ESP;
- (f) Zmienne decyzyjne związane z mocami bilansującymi JG;
- (g) Zmienne decyzyjne związane z rezerwą mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$  dostępną na JG;

(1.2) W przypadku ANM: zmienne decyzyjne, o których mowa w pkt (1.1.c)-(1.1.f);

(1.3) W przypadku ARO: zmienne decyzyjne, o których mowa w pkt (1.1.c)-(1.1.e).

(2) Zmienne decyzyjne dla chwil nieobjętych horyzontem optymalizacji, tj. nie późniejszych niż chwila  $t_0$ , mają ustalone wartości wyznaczone na podstawie PPS JG z poprzedniej iteracji procesu planowania i nie podlegają optymalizacji. Również zmienne decyzyjne, które dotyczą chwil objętych horyzontem optymalizacji, ale są związane z uruchomieniem  $JG_{w1}$  rozpoczętym przed horyzontem optymalizacji, mają ustalone wartości wynikające z PPS JG i nie podlegają optymalizacji.

#### 3.9.1 Zmienne decyzyjne związane ze stanem $JG_{w1}$

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{w1}$  są:

$on_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy moc generacji  $JG_{w1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{w1} j$  w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-];

Zmienna  $on_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:

- 1, jeżeli moc generacji  $JG_{w1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{w1} j$  ( $P_{jt}^{Gen} \geq P_j^{GenMin}$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia ( $P_{jt}^{Gen} > 0$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$ ; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

- $ons_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy moc generacji  $JG_{W1 j}$  w chwili  $t$  jest dodatnia [-];  
Zmienna  $ons_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli moc generacji  $JG_{W1 j}$  w chwili  $t$  jest dodatnia; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zug_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili  $t$  [-];  
Zmienna  $zug_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili  $t$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zud_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili  $t$  zgodnie z dodatkową charakterystyką określoną grafikami obciążenia z PPZ [-];  
Zmienna  $zud_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu gorącego w chwili  $t$  zgodnie z dodatkową charakterystyką określoną grafikami obciążenia z PPZ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zuc_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu ciepłego w chwili  $t$  [-];  
Zmienna  $zuc_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu ciepłego w chwili  $t$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zuz_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu zimnego w chwili  $t$  [-];  
Zmienna  $zuz_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{W1 j}$  kończy uruchomienie ze stanu zimnego w chwili  $t$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku

$zu_{jt}^{Gen}$  – Zmienna pomocnicza określająca czy  $JG_{W1} j$  kończy uruchomienie w chwili  $t$  [-];

Zmienna  $zu_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:

- 1, jeżeli  $JG_{W1} j$  kończy uruchomienie w chwili  $t$ ; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

Wartość zmiennej  $zu_{jt}^{Gen}$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$zu_{jt}^{Gen} = zug_{jt}^{Gen} + zud_{jt}^{Gen} + zuc_{jt}^{Gen} + zuz_{jt}^{Gen}$$

(2) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{W1}$  zachodzą następujące zależności:

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 0 \wedge on_{jt}^{Gen} = 1 \Rightarrow zu_{jt}^{Gen} = 1 \quad (Z.3.1)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 1 \vee on_{jt}^{Gen} = 0 \Rightarrow zu_{jt}^{Gen} = 0 \quad (Z.3.2)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$zu_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \quad (Z.3.3)$$

### 3.9.2 Zmienne decyzyjne związane ze stanem $JG_{M1}$

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{M1}$  są:

$on_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy moc generacji  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1} j$  w kierunku generacji w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-];

Zmienna  $on_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:

- 1, jeżeli moc generacji  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1} j$  w kierunku generacji ( $P_{jt}^{Gen} \geq P_j^{GenMin}$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia ( $P_{jt}^{Gen} > 0$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$ ; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

$ons_{jt}^{Gen}$  – Zmienna pomocnicza określająca czy moc generacji  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest dodatnia [-];

Wartość zmiennej  $ons_{jt}^{Gen}$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$ons_{jt}^{Gen} = on_{jt}^{Gen}$$

- $on_{jt}^{Pob}$  – Zmienna binarna określająca czy moc poboru  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1} j$  w kierunku poboru w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$  [-];  
Zmienna  $on_{jt}^{Pob}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli moc poboru  $JG_{M1} j$  w chwili  $t$  jest równa co najmniej mocy minimalnej  $JG_{M1} j$  w kierunku poboru ( $P_{jt}^{Pob} \geq P_j^{PobMin}$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} \neq 1$  albo dodatnia ( $P_{jt}^{Pob} > 0$ ) w przypadku  $ZWP_{jt} = 1$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zu_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{M1} j$  kończy uruchomienie do pracy w kierunku generacji w chwili  $t$  [-];  
Zmienna  $zu_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{M1} j$  kończy uruchomienie do pracy w kierunku generacji w chwili  $t$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $o_{jt}^{Gen}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{M1} j$  jest odstawiana z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];  
Zmienna  $o_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{M1} j$  jest odstawiana z pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $zu_{jt}^{Pob}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{M1} j$  kończy uruchomienie do pracy w kierunku poboru w chwili  $t$  [-];  
Zmienna  $zu_{jt}^{Pob}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{M1} j$  kończy uruchomienie do pracy w kierunku poboru w chwili  $t$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku
- $o_{jt}^{Pob}$  – Zmienna binarna określająca czy  $JG_{M1} j$  jest odstawiana z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  [-];  
Zmienna  $o_{jt}^{Pob}$  przyjmuje wartość:
- 1, jeżeli  $JG_{M1} j$  jest odstawiana z pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$ ; albo
  - 0, w przeciwnym przypadku

(2) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{M1}$  zachodzą następujące zależności:

$$on_{jt}^{Gen} + on_{jt}^{Pob} \leq 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.4)$$

$$on_{jt}^{Gen} \leq 1 - on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.5)$$

$$on_{jt}^{Pob} \leq 1 - on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.6)$$

$$zu_{jt}^{Gen} - o_{jt}^{Gen} = on_{jt}^{Gen} - on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.7)$$

$$zu_{jt}^{Gen} + o_{jt}^{Gen} \leq 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.8)$$

$$zu_{jt}^{Gen} + o_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \quad (Z.3.9)$$

$$zu_{jt}^{Pob} - o_{jt}^{Pob} = on_{jt}^{Pob} - on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.10)$$

$$zu_{jt}^{Pob} + o_{jt}^{Pob} \leq 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.3.11)$$

$$zu_{jt}^{Pob} + o_{jt}^{Pob} = 0 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \quad (Z.3.12)$$

### 3.9.3 Zmienne decyzyjne związane z bieżącymi punktami pracy JG

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi z bieżącymi punktami pracy JG są:

- $P_{jt}^{Gen}$
- Dla JG  $j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$ : moc generacji JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW];
  - Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia  $JG_A j$  dla chwili  $t$  [MW];
  - Dla JG  $j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$  zmienna  $P_{jt}^{Gen}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$P_{jt}^{Gen} \geq 0$$

- $P_{jt}^{Pob}$
- Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$ : moc poboru JG  $j$  dla chwili  $t$  [MW];
  - Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia  $JG_A j$  z przeciwnym znakiem dla chwili  $t$  [MW];
  - Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$  zmienna  $P_{jt}^{Pob}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$P_{jt}^{Pob} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_A$  zmienna  $P_{jt}^{Pob}$  ma charakter pomocniczy i jej wartość jest wyznaczana w następujący sposób:

$$P_{jt}^{Pob} = -P_{jt}^{Gen}$$

- $P_{jt}$
- Zmienna pomocnicza oznaczająca moc obciążenia JG  $j \in J$  dla chwili  $t$  [MW];

Wartość zmiennej  $P_{jt}$  jest wyznaczana w następujący sposób:

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ :

$$P_{jt} = P_{jt}^{Gen}$$

- Dla JG  $j \in J_O$ :

$$P_{jt} = -P_{jt}^{Pob}$$

- Dla JG  $j \in J_M$ :

$$P_{jt} = P_{jt}^{Gen} - P_{jt}^{Pob}$$

- (2) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi z bieżącymi punktami pracy  $JG_{W1}$  oraz zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{W1}$  zachodzą następujące zależności:

$$P_{jt}^{Gen} = 0 \Rightarrow ons_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.3.13)$$

$$P_{jt}^{Gen} > 0 \Rightarrow ons_{jt}^{Gen} = 1 \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.3.14)$$

### 3.9.4 Zmienne decyzyjne związane z energią JG

- (1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi z energią JG są:

$EBPP_{jtk}^{Gen}$  – Energia generacji JG  $j \in J \setminus J_O$  w okresie  $(t - \Delta t, t)$  wynikająca z realizacji bieżących punktów pracy w ramach pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen}$  [MWh];

Zmienna  $EBPP_{jtk}^{Gen}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $EP_{jtk}^{Gen}$ , tj.:

$$0 \leq EBPP_{jtk}^{Gen} \leq EP_{jtk}^{Gen}$$

$EBPP_{jtk}^{Pob}$  – Energia poboru JG  $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  w okresie  $(t - \Delta t, t)$  wynikająca z realizacji bieżących punktów pracy w ramach pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Pob}$  [MWh];

Zmienna  $EBPP_{jtk}^{Pob}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $EP_{jtk}^{Pob}$ , tj.:

$$0 \leq EBPP_{jtk}^{Pob} \leq EP_{jtk}^{Pob}$$

- (2) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi z energią JG, zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  oraz zmiennymi decyzyjnymi związanymi z bieżącymi punktami pracy JG zachodzą następujące zależności:

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 0 \vee on_{jt}^{Gen} = 1 \Rightarrow \sum_{k \in K_j^{Gen}} EBPP_{jtk}^{Gen} = \frac{P_{jt}^{Gen} + P_{j,t-\Delta t}^{Gen}}{2} \cdot \Delta t \quad (Z.3.15)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 1 \wedge on_{jt}^{Gen} = 0 \Rightarrow \sum_{k \in K_j^{Gen}} EBPP_{jtk}^{Gen} = 0 \quad (Z.3.16)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Pob} = 0 \vee on_{jt}^{Pob} = 1 \Rightarrow \sum_{k \in K_j^{Pob}} EBPP_{jtk}^{Pob} = \frac{P_{jt}^{Pob} + P_{j,t-\Delta t}^{Pob}}{2} \cdot \Delta t \quad (Z.3.17)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Pob} = 1 \wedge on_{jt}^{Pob} = 0 \Rightarrow \sum_{k \in K_j^{Pob}} EBPP_{jtk}^{Pob} = 0 \quad (Z.3.18)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$\sum_{k \in K_j^{Gen}} EBPP_{jtk}^{Gen} - \sum_{k \in K_j^{Pob}} EBPP_{jtk}^{Pob} = \frac{P_{jt} + P_{j,t-\Delta t}}{2} \cdot \Delta t \quad (Z.3.19)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0$$

$$\sum_{k \in K_j^{Gen}} EBPP_{jtk}^{Gen} - \sum_{k \in K_j^{Pob}} EBPP_{jtk}^{Pob} = \frac{P_{jt} + P_{j,t-\Delta t}}{2} \cdot \Delta t \quad (Z.3.20)$$

$$\forall j \in J \setminus (J_{W1} \cup J_{M1}), t \in T_1$$

### 3.9.5 Zmienne decyzyjne związane z potencjałami oraz stanem naładowania MEE albo ESP

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi z potencjałami oraz stanem naładowania MEE albo ESP są:

$E_{st}^{PD}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$  pozostały do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$  [MWh];  
Zmienna  $E_{st}^{PD}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{st}^{PD} \geq 0$$

$E_{st}^{PO}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s \in S$  pozostały do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$  [MWh];  
Zmienna  $E_{st}^{PO}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{st}^{PO} \geq 0$$

$E_{jt}^{WD}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$  wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  w wyniku zmiany grafiku obciążenia JG<sub>M</sub>  $j$  z PPZ [MWh];  
Zmienna  $E_{jt}^{WD}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{jt}^{WD} \geq 0$$

$E_{jt}^{WO}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$  wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$  w wyniku zmiany grafiku obciążenia JG<sub>M</sub>  $j$  z PPZ [MWh];  
Zmienna  $E_{jt}^{WO}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{jt}^{WO} \geq 0$$

$\Delta S_{jt}^{BPP}$  – Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_{M1}$  w okresie  $(t - \Delta t; t)$  wynikająca z wyznaczonych bieżących punktów pracy JG<sub>M1</sub>  $j$  [MWh]

### 3.9.6 Zmienne decyzyjne związane z mocami bilansującymi JG

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi z mocami bilansującymi JG są:

$MDK_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : moc JG  $j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = MDKP_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = MDKP_{jt}^{Gen,r} + MDKR_{jt}^{Gen,r} + MDKU_{jt}^{Gen,r} + MDKO_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Zmienna  $MDK_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDK_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_O$ : moc JG<sub>O</sub>  $j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDKP_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDKP_{jt}^{Pob,r} + MDKR_{jt}^{Pob,r} + MDKU_{jt}^{Pob,r} + MDKO_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  i chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = MDK_{jt}^{Gen,r}$$

Zmienna  $MDK_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDK_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$



$MDKP_{jt}^{Gen,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];  
Zmienna  $MDKP_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKP_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDKP_{jt}^{Pob,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];  
Zmienna  $MDKP_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKP_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDKR_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKR_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKR_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDKR_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie postoju na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKR_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKR_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDKU_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku generacji na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKU_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKU_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDKU_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku poboru na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKU_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKU_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDKO_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku generacji [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKO_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKO_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której  $P_j^{GenMin} < P_j^{GenMax}$ ,  $MDKO_{jt}^{Gen,r} = 0$  dla typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$  i każdej chwili  $t$

$MDKO_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc JG $_{M1} j$  dostępna na końcu okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku poboru [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDKO_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDKO_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której  $P_j^{PobMin} < P_j^{PobMax}$ ,  $MDKO_{jt}^{Pob,r} = 0$  dla typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$  i każdej chwili  $t$

$MDP_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : moc JG  $j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} = MDPP_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} = MDPP_{jt}^{Gen,r} + MDPR_{jt}^{Gen,r} + MDP_{jt}^{Gen,r} + MDPO_{jt}^{Gen,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG $_{M2} j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Zmienna  $MDP_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDP_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_0$ : moc JG<sub>0</sub>  $j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in R_R \setminus \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDPP_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDPP_{jt}^{Pob,r} + MDPR_{jt}^{Pob,r} + MDP_{jt}^{Pob,r} + MDPO_{jt}^{Pob,r}$$

Dla JG  $j \in J_{M2}$ : moc JG<sub>M2</sub>  $j$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : zmienna pomocnicza, której wartość dla rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  i chwili  $t$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} = MDP_{jt}^{Gen,r}$$

Zmienna  $MDP_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDP_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDPP_{jt}^{Gen,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Zmienna  $MDPP_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPP_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDPP_{jt}^{Pob,r}$  – Moc JG  $j \in J_{M1}$  dostępna w trakcie pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  [MW];

Zmienna  $MDPP_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPP_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDPR_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc JG<sub>M1</sub>  $j$  dostępna w trakcie postoju na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPR_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPR_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDPR_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc JG<sub>M1</sub>  $j$  dostępna w trakcie postoju na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPR_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPR_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDPU_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku generacji na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPU_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPU_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$MDPU_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna w trakcie uruchamiania do pracy w kierunku poboru na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPU_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPU_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

$MDPO_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku generacji [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPO_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPO_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której  $P_j^{GenMin} < P_j^{GenMax}$ ,  $MDPO_{jt}^{Gen,r} = 0$  dla typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$  i każdej chwili  $t$

$MDPO_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G\}$ : moc  $JG_{M1} j$  dostępna na początku okresu  $(t - \Delta t, t)$  na potrzeby świadczenia rezerwy mocy typu  $r$  poprzez odstawienie z pracy w kierunku poboru [MW];

Dla JG  $j \in J_{M1}$  i typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^D\}$ : zmienna pomocnicza równa 0 dla każdej chwili  $t$  [MW];

Zmienna  $MDPO_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$MDPO_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której  $P_j^{PobMin} < P_j^{PobMax}$ ,  $MDPO_{jt}^{Pob,r} = 0$  dla typu rezerwy mocy  $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$  i każdej chwili  $t$

$Z_{St}^{mFRRd^G}$  – Zmienna binarna określająca czy co najmniej jedna  $JG_{M1}$  związana z MEE albo ESP  $s \in S_{M1}$  w okresie  $(t - \Delta t, t)$  jest w postoju i wykorzystuje moc do świadczenia  $mFRRd^G$  [-];

Zmienna  $z_{st}^{mFRRd^G}$  przyjmuje wartość:

- 1, jeżeli co najmniej jedna  $JG_M$  związana z MEE albo ESP s w okresie  $(t - \Delta t, t)$  jest w postoju i wykorzystuje moc do świadczenia  $mFRRd^G$ ; albo
- 0, w przeciwnym przypadku

$RM_{jt}^{Gen,r}$  – Dla  $JG j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  stanowiącej moc bilansującą  $JG j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla  $JG j \in J_M$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku generacji stanowiącej moc bilansującą  $JG_M j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  zmienna  $RM_{jt}^{Gen,r}$  ma charakter nieciągły i przyjmuje wartość 0 albo wartości z zakresu pomiędzy  $MB_{jt}^{GenMin,r}$  a większą z wartości:  $MB_{jt}^{GenMax,r}$  oraz  $GMB_{jt}^r$  nie większego niż  $MZR_j^{Gen,r}$ , tj.:

$$RM_{jt}^{Gen,r} = 0 \text{ albo}$$

$$MB_{jt}^{GenMin,r} \leq RM_{jt}^{Gen,r} \leq \max(MB_{jt}^{GenMax,r}; \min(GMB_{jt}^r; MZR_j^{Gen,r}))$$

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$  zmienna  $RM_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż większa z wartości:  $MB_{jt}^{GenMax,r}$  oraz  $GMB_{jt}^r$  nie większego niż  $MZR_j^{Gen,r}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Gen,r} \leq \max(MB_{jt}^{GenMax,r}; \min(GMB_{jt}^r; MZR_j^{Gen,r}))$$

$RM_{jt}^{Pob,r}$  – Dla  $JG j \in J_O$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  stanowiącej moc bilansującą  $JG_O j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla  $JG j \in J_M$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  dostępnej na  $JG_M j$  w kierunku poboru stanowiącej moc bilansującą  $JG_M j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{FCR^G, FCR^D\}$  zmienna  $RM_{jt}^{Pob,r}$  ma charakter nieciągły i przyjmuje wartość 0 albo wartości z zakresu pomiędzy  $MB_{jt}^{PobMin,r}$  a większą z wartości:  $MB_{jt}^{PobMax,r}$  oraz  $GMB_{jt}^r$  nie większego niż  $MZR_j^{Pob,r}$ , tj.:

$$RM_{jt}^{Pob,r} = 0 \text{ albo}$$

$$MB_{jt}^{PobMin,r} \leq RM_{jt}^{Pob,r} \leq \max(MB_{jt}^{PobMax,r}; \min(GMB_{jt}^r; MZR_j^{Pob,r}))$$

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$  zmienna  $RM_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż większa z wartości:  $MB_{jt}^{PobMax,r}$  oraz  $GMB_{jt}^r$  nie większego niż  $MZR_j^{Pob,r}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Pob,r} \leq \max(MB_{jt}^{PobMax,r}; \min(GMB_{jt}^r; MZR_j^{Pob,r}))$$

$RM_{jt}^r$  – Zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość rezerwy mocy typu  $r \in R_R$  stanowiącej moc bilansującą JG  $j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Wartość zmiennej  $RM_{jt}^r$  jest wyznaczana w następujący sposób:

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Gen,r}$$

- Dla JG  $j \in J_O$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Pob,r}$$

- Dla JG  $j \in J_M$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Gen,r} + RM_{jt}^{Pob,r}$$

(2) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi z mocami bilansującymi JG<sub>W1</sub> oraz zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem JG<sub>W1</sub> zachodzą następujące zależności:

$$MDP_{jt}^{Gen,r} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot MZR_j^{Gen,r} \quad (Z.3.21)$$

$$\forall j \in J_{W1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDK_{jt}^{Gen,r} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot MZR_j^{Gen,r} \quad (Z.3.22)$$

$$\forall j \in J_{W1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

(3) Pomiędzy zmiennymi decyzyjnymi związanymi z mocami bilansującymi JG<sub>M1</sub> oraz zmiennymi decyzyjnymi związanymi ze stanem JG<sub>M1</sub> zachodzą następujące zależności:

(3.1) Dla zmiennych związanych z kierunkiem generacji:

$$MDPP_{jt}^{Gen,r} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot MZR_j^{Gen,r} \quad (Z.3.23)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKP_{jt}^{Gen,r} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot MZR_j^{Gen,r} \quad (Z.3.24)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPR_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq (1 - on_{jt}^{Gen} - on_{jt}^{Pob}) \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} \cdot Z_j^{Gen,mFRRd} \quad (Z.3.25)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKR_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq (1 - on_{jt}^{Gen} - on_{jt}^{Pob}) \cdot P_{jt}^{GenMaxOD} \cdot Z_j^{Gen,mFRRd} \quad (Z.3.26)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPU_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq zu_{jt}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} \quad (Z.3.27)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKU_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq zu_{jt}^{Gen} \cdot (P_{jt}^{GenMaxOD} - P_{jt}^{GenMin}) \quad (Z.3.28)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPO_{jt}^{Gen,mFRRd^D} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} \cdot Z_j^{Gen,mFRRd} \quad (Z.3.29)$$

$$\forall j \in J_{M1}: P_j^{GenMin} = P_j^{GenMax}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKO_{jt}^{Gen,mFRRd^D} \leq on_{jt}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMaxOD} \cdot Z_j^{Gen,mFRRd} \quad (Z.3.30)$$

$$\forall j \in J_{M1}: P_j^{GenMin} = P_j^{GenMax}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

(3.2) Dla zmiennych związanych z kierunkiem poboru:

$$MDPP_{jt}^{Pob,r} \leq (on_{jt}^{Pob} - zu_{jt}^{Pob}) \cdot MZR_j^{Pob,r} \quad (Z.3.31)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKP_{jt}^{Pob,r} \leq (on_{jt}^{Pob} - zu_{jt}^{Pob}) \cdot MZR_j^{Pob,r} \quad (Z.3.32)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPR_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq (1 - on_{jt}^{Gen} - on_{jt}^{Pob}) \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD} \cdot Z_j^{Pob,mFRRd} \quad (Z.3.33)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKR_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq (1 - on_{jt}^{Gen} - on_{jt}^{Pob}) \cdot P_{jt}^{PobMaxOD} \cdot Z_j^{Pob,mFRRd} \quad (Z.3.34)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPU_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq zu_{jt}^{Pob} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD} \quad (Z.3.35)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKU_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq zu_{jt}^{Pob} \cdot (P_{jt}^{PobMaxOD} - P_{jt}^{PobMin}) \quad (Z.3.36)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDPO_{jt}^{Pob,mFRRd^G} \leq (on_{jt}^{Pob} - zu_{jt}^{Pob}) \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD} \cdot Z_j^{Pob,mFRRd} \quad (Z.3.37)$$

$$\forall j \in J_{M1}: P_j^{PobMin} = P_j^{PobMax}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$MDKO_{jt}^{Pob,mFRRd^G} \leq on_{jt}^{Pob} \cdot P_{jt}^{PobMaxOD} \cdot Z_j^{Pob,mFRRd} \quad (Z.3.38)$$

$$\forall j \in J_{M1}: P_j^{PobMin} = P_j^{PobMax}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

### 3.9.7 Zmienne decyzyjne związane z rezerwą mocy typu $RR^G$ i $RR^D$ dostępną na JG

(1) Zmiennymi decyzyjnymi związanymi z rezerwą mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$  dostępną na JG są:

- $RM_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];  
Dla JG  $j \in J_M$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  w kierunku generacji dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{RR^G\}$ : zmienna  $RM_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $\frac{RG_j^{Gen}}{2}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Gen,r} \leq \frac{RG_j^{Gen}}{2}$$

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{RR^D\}$ : zmienna  $RM_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $\frac{RD_j^{Gen}}{2}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Gen,r} \leq \frac{RD_j^{Gen}}{2}$$

$RM_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_O$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG<sub>O</sub>  $j$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla JG  $j \in J_M$ : wielkość rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG<sub>M</sub>  $j$  w kierunku poboru dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{RR^G\}$ : zmienna  $RM_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $\frac{RG_j^{Pob}}{2}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Pob,r} \leq \frac{RG_j^{Pob}}{2}$$

Dla typu rezerwy mocy  $r \in \{RR^D\}$ : zmienna  $RM_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne i nie większe niż  $\frac{RD_j^{Pob}}{2}$ , tj.:

$$0 \leq RM_{jt}^{Pob,r} \leq \frac{RD_j^{Pob}}{2}$$

$RM_{jt}^r$  – Zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [MW];

Wartość zmiennej  $RM_{jt}^r$  jest wyznaczana w następujący sposób:

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Gen,r}$$

- Dla JG  $j \in J_O$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Pob,r}$$

- Dla JG  $j \in J_M$ :

$$RM_{jt}^r = RM_{jt}^{Gen,r} + RM_{jt}^{Pob,r}$$

$P_{jt}^{Gen,r}$  – Dla JG  $j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$ : moc generacji JG  $j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia JG<sub>A</sub>  $j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG<sub>A</sub>  $j$  [MW];



Dla JG  $j \in J_W \cup J_M \cup J_Z$  zmienna  $P_{jt}^{Gen,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$P_{jt}^{Gen,r} \geq 0$$

$P_{jt}^{Pob,r}$  – Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$ : moc poboru JG  $j$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  [MW];

Dla JG  $j \in J_A$ : moc obciążenia  $JG_A j$  z przeciwnym znakiem, która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na  $JG_A j$  [MW];

Dla JG  $j \in J_M \cup J_O$  zmienna  $P_{jt}^{Pob,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$P_{jt}^{Pob,r} \geq 0$$

Dla JG  $j \in J_A$  zmienna  $P_{jt}^{Pob,r}$  ma charakter pomocniczy i jej wartość jest wyznaczana w następujący sposób:

$$P_{jt}^{Pob,r} = -P_{jt}^{Gen,r}$$

$P_{jt}^r$  – Zmienna pomocnicza oznaczająca moc obciążenia JG  $j \in J$ , która mogłaby zostać osiągnięta w chwili  $t$  w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  dostępnej na JG  $j$  [MW];

Wartość zmiennej  $P_{jt}^r$  jest wyznaczana w następujący sposób:

- Dla JG  $j \in J_W \cup J_Z \cup J_A$ :

$$P_{jt}^r = P_{jt}^{Gen,r}$$

- Dla JG  $j \in J_O$ :

$$P_{jt}^r = -P_{jt}^{Pob,r}$$

- Dla JG  $j \in J_M$ :

$$P_{jt}^r = P_{jt}^{Gen,r} - P_{jt}^{Pob,r}$$

$E_{st}^{PD,r}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP  $s \in S$ , który pozostałby do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy dla JG  $j \in J_M(s)$  były równe  $P_{jt}^r$  [MWh];

Zmienna  $E_{st}^{PD,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{st}^{PD,r} \geq 0$$

$E_{st}^{PO,r}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP  $s \in S$ , który pozostałby do wykorzystania przez OSP po chwili  $t$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy dla JG  $j \in J_M(s)$  były równe  $P_{jt}^r$  [MWh];

Zmienna  $E_{st}^{PO,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{st}^{PO,r} \geq 0$$

$E_{jt}^{WD,r}$  – Potencjał dostawy MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$ , który zostałby wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy były równe  $P_{jt}^r$  [MWh];

Zmienna  $E_{jt}^{WD,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{jt}^{WD,r} \geq 0$$

$E_{jt}^{WO,r}$  – Potencjał odbioru MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_M$ , który zostałby wykorzystany przez OSP w okresie  $(t - \Delta t; t)$ , gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy były równe  $P_{jt}^r$  [MWh];

Zmienna  $E_{jt}^{WO,r}$  przyjmuje wartości nieujemne, tj.:

$$E_{jt}^{WO,r} \geq 0$$

$\Delta S_{jt}^{BPP,r}$  – Zmiana stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG  $j \in J_{M1}$  w okresie  $(t - \Delta t; t)$ , która nastąpiłaby gdyby w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu  $r \in \{RR^G, RR^D\}$  bieżące punkty pracy były równe  $P_{jt}^r$  [MWh]

## 4 SKŁADOWE FUNKCJI CELU

- (1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące składowe funkcji celu:
- (1.1) Kara za odchylenia od grafików obciążenia JG z PPZ;
  - (1.2) Kara za zmniejszenie grafików mocy bilansujących JG z PPZ;
  - (1.3) Koszt uruchomień JG<sub>w1</sub>;
  - (1.4) Koszt energii bilansującej JG;
  - (1.5) Koszt nabycia dodatkowych mocy bilansujących na JG.
- (2) Kara za odchylenia od grafików obciążenia JG z PPZ ( $KOD^{GO}$ ), wynikająca z różnicy pomiędzy bieżącymi punktami pracy JG i  $P_{jt}^{GO}$  skorygowanymi ze względu na grafiki mocy bilansujących JG z PPZ, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$KOD^{GO} = \sum_{j \in J} \sum_{t \in T_1} KOD_{jt}^{GO} \quad (Z.4.1)$$

$$KOD_{jt}^{GO} \geq JKOD^{GO+} \cdot (P_{jt} - P_{jt}^{GO'}) \cdot \Delta t \quad \forall j \in J, t \in T_1 \quad (Z.4.2)$$

$$KOD_{jt}^{GO} \geq JKOD^{GO-} \cdot (P_{jt}^{GO'} - P_{jt}) \cdot \Delta t \quad \forall j \in J, t \in T_1 \quad (Z.4.3)$$

gdzie:

$KOD_{jt}^{GO}$  – Kara za odchylenie od  $P_{jt}^{GO'}$  JG  $j \in J$  dla chwili  $t$  [zł]

$JKOD^{GO+}$  – Jednostkowa kara za odchylenie w górę mocy obciążenia JG od  $P_{jt}^{GO'}$  [zł/MW-h]

$JKOD^{GO-}$  – Jednostkowa kara za odchylenie w dół mocy obciążenia JG od  $P_{jt}^{GO'}$  [zł/MW-h]

$P_{jt}^{GO'}$  – Moc obciążenia JG  $j \in J$  dla chwili  $t$ , która jest najbliższa wartości  $P_{jt}^{GO}$  i jednocześnie zapewnia dostępność grafików mocy bilansujących  $GMB_{jt}^r$  i  $GMB_{j,t+\Delta t}^r$  dla  $r \in R_R$  [MW]

- (3) Kara za zmniejszenie grafików mocy bilansujących JG z PPZ ( $KOD^{GMB}$ ), wynikająca z wyznaczenia przez algorytm optymalizacji wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG mniejszych niż grafiki mocy bilansujących JG z PPZ, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$KOD^{GMB} = \sum_{j \in J} \sum_{t \in T_1} \sum_{r \in R_R} KOD_{jt}^{GMB,r} \quad (Z.4.4)$$

$$KOD_{jt}^{GMB,r} \geq JKOD^{GMB,r} \cdot (GMB_{jt}^r - RM_{jt}^r) \cdot \Delta t \quad \forall j \in J, t \in T_1, r \in R_R \quad (Z.4.5)$$

$$KOD_{jt}^{GMB,r} \geq 0 \quad \forall j \in J, t \in T_1, r \in R_R \quad (Z.4.6)$$

gdzie:

$KOD_{jt}^{GMB,r}$  – Kara za zmniejszenie grafiku mocy bilansującej JG  $j \in J$  z PPZ dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  i okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł]

$JKOD^{GMB,r}$  – Jednostkowa kara za zmniejszenie grafiku mocy bilansującej JG z PPZ dla typu rezerwy mocy  $r \in R_R$  [zł/MW-h]

- (4) Koszt uruchomień  $JG_{W1}$  ( $KU$ ), stanowiący różnicę kosztu uruchomień  $JG_{W1}$  wyznaczonych przez algorytm optymalizacji i kosztu uruchomień  $JG_{W1}$  zaplanowanych w PPZ, jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KU = \sum_{j \in J_{W1}} \sum_{t \in T_1} (KU_{jt} - KU_{jt}^{GO}) \quad (Z.4.7)$$

$$KU_{jt} = (zug_{jt}^{Gen} + zud_{jt}^{Gen}) \cdot CUG_j + zuc_{jt}^{Gen} \cdot CUC_j + zuz_{jt}^{Gen} \cdot CUZ_j \quad (Z.4.8)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1$$

gdzie:

$KU_{jt}$  – Koszt uruchomienia JG  $j \in J_{W1}$  kończącego się w chwili  $t$  [zł]

$KU_{jt}^{GO}$  – Koszt uruchomienia, którego zakończenie zaplanowano w PPZ dla JG  $j \in J_{W1}$  dla chwili  $t$  [zł]

- (5) Koszt energii bilansującej JG ( $KEB$ ), wynikający z różnicy pomiędzy energią generacji lub poboru wynikającą z realizacji bieżących punktów pracy JG i energią generacji lub poboru wynikającą z grafiku obciążenia JG z PPZ, jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB = \sum_{j \in J} \sum_{t \in T_1} KEB_{jt} \quad (Z.4.9)$$

$$KEB_{jt} = \sum_{k \in K_{jt}^{Gen}} (EBPP_{jtk}^{Gen} - EGO_{jtk}^{Gen}) \cdot C_{jtk}^{Gen} \cdot y_{jtk} \quad (Z.4.10)$$

$$+ \sum_{k \in K_{jt}^{Pob}} (EGO_{jtk}^{Pob} - EBPP_{jtk}^{Pob}) \cdot C_{jtk}^{Pob} \cdot y_{jtk}$$

$$\forall j \in J, t \in T_1$$

gdzie:

$KEB_{jt}$  – Koszt energii bilansującej JG  $j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł]

$y_{jtk}$  – Waga dla ceny pasma mocy  $k \in K_{jt}^{Gen} \cup K_{jt}^{Pob}$  [-]

- (6) Koszt nabycia dodatkowych mocy bilansujących ( $KDMB$ ) na JG, wynikająca z wyznaczenia przez algorytm optymalizacji wielkości poszczególnych typów rezerwy mocy JG większych niż grafiki mocy bilansujących JG z PPZ, jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KDMB = \sum_{j \in J} \sum_{t \in T_1} KDMB_{jt} \quad (\text{Z.4.11})$$

$$KDMB_{jt} \geq \sum_{r \in R_R} (RM_{jt}^r - GMB_{jt}^r) \cdot OFC_{jt}^r \cdot \Delta t \quad \forall j \in J, t \in T_1 \quad (\text{Z.4.12})$$

$$KDMB_{jt} \geq 0 \quad \forall j \in J, t \in T_1 \quad (\text{Z.4.13})$$

gdzie:

$KDMB_{jt}$  – Koszt nabycia dodatkowych mocy bilansujących na JG  $j \in J$  dla okresu  $(t - \Delta t, t)$  [zł]

## 5 OGRANICZENIA GLOBALNE

(1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane następujące ograniczenia globalne:

(1.1) Ograniczenia dotyczące zapotrzebowania na moc;

(1.2) Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy.

### 5.1 Ograniczenia dotyczące zapotrzebowania na moc

(1) Ograniczenia dotyczące zapotrzebowania na moc mają na celu zapewnienie bilansu mocy obciążenia JG i zapotrzebowania na moc w obszarze RB i mają następującą postać:

$$\sum_{j \in J} P_{jt} + \sum_{j \in J_Z} P_{jt}^{GOM} = Z_t \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.1)$$

### 5.2 Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy

(1) Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy mają na celu zapewnienie wymaganych wielkości poszczególnych typów lub grup typów rezerwy mocy i mają następującą postać:

(1.1) Ograniczenia związane z zapewnieniem wymaganej wielkości mocy bilansujących  $FCR^G$  i  $FCR^D$ :

$$\sum_{j \in J} RM_{jt}^{FCR^G} \geq WMB_t^{FCR^G} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.2)$$

$$\sum_{j \in J} RM_{jt}^{FCR^D} \geq WMB_t^{FCR^D} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.3)$$

(1.2) Ograniczenia związane z zapewnieniem wymaganej wielkości mocy bilansujących  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$ :

$$\sum_{j \in J} RM_{jt}^{aFRR^G} \geq WMB_t^{aFRR^G} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.4)$$

$$\sum_{j \in J} RM_{jt}^{aFRR^D} \geq WMB_t^{aFRR^D} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.5)$$

(1.3) Ograniczenia związane z zapewnieniem wymaganej łącznej wielkości mocy bilansujących  $aFRR^G$  i  $mFRRd^G$  oraz  $aFRR^D$  i  $mFRRd^D$ :

$$\sum_{j \in J} (RM_{jt}^{aFRR^G} + RM_{jt}^{mFRRd^G}) \geq WMB_t^{FRR^G} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.6)$$

$$\sum_{j \in J} (RM_{jt}^{aFRR^D} + RM_{jt}^{mFRRd^D}) \geq WMB_t^{FRR^D} \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.7)$$

(1.4) Ograniczenia związane z zapewnieniem wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę i w dół:

$$\sum_{j \in J} \left( RM_{jt}^{FCR^G} + RM_{jt}^{aFRR^G} + RM_{jt}^{mFRRd^G} + RM_{jt}^{RR^G} \right) \geq WRM_t^G \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.8)$$

$$\sum_{j \in J} \left( RM_{jt}^{FCR^D} + RM_{jt}^{aFRR^D} + RM_{jt}^{mFRRd^D} + RM_{jt}^{RR^D} \right) \geq WRM_t^D \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.9)$$

## 6 OGRANICZENIA SIECIOWE

- (1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane następujące ograniczenia sieciowe:
- (1.1) Ograniczenia dotyczące liczby JG pracujących w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci;
  - (1.2) Ograniczenia dotyczące mocy obciążenia JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci;
  - (1.3) Ograniczenia dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy, która może być świadczona przez JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci.

### 6.1 Ograniczenia dotyczące liczby JG pracujących w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci

- (1) Ograniczenia dotyczące liczby JG pracujących w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci mają na celu zapewnienie, że w danym węźle lub grupie węzłów sieci pracuje w kierunku generacji lub poboru nie mniejsza niż minimalna lub nie większa niż maksymalna dopuszczalna ze względu na warunki pracy sieci liczba JG. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z maksymalną liczbą JG pracujących w kierunku generacji:

$$\sum_{j \in J^{MaxLGen}(w)} on_{jt}^{Gen} \leq L_{J_{wt}}^{MaxLGen} \quad \forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MaxLGen}(w) \quad (Z.6.1)$$

- (1.2) Ograniczenia związane z maksymalną liczbą JG pracujących w kierunku poboru:

$$\sum_{j \in J^{MaxLPob}(w)} on_{jt}^{Pob} \leq L_{J_{wt}}^{MaxLPob} \quad \forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MaxLPob}(w) \quad (Z.6.2)$$

- (1.3) Ograniczenia związane z minimalną liczbą JG pracujących w kierunku generacji:

$$\sum_{j \in J^{MinLGen}(w)} (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \geq L_{J_{wt}}^{MinLGen} \quad (Z.6.3)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MinLGen}(w)$$

- (1.4) Ograniczenia związane z minimalną liczbą JG pracujących w kierunku poboru:

$$\sum_{j \in J^{MinLPob}(w)} (on_{jt}^{Pob} - zu_{jt}^{Pob}) \geq L_{J_{wt}}^{MinLPob} \quad (Z.6.4)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MinLPob}(w)$$



## 6.2 Ograniczenia dotyczące mocy obciążenia JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci

(1) Ograniczenia dotyczące mocy obciążenia JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci mają na celu zapewnienie wykonalności mocy obciążenia i dostępności mocy bilansujących świadczonych przez JG zlokalizowane w danym węźle lub grupie węzłów sieci ze względu na minimalną lub maksymalną moc generacji lub poboru JG dopuszczalną ze względu na warunki pracy sieci. Ograniczenia te mają następującą postać:

(1.1) Ograniczenia związane z maksymalną mocą generacji JG:

$$\sum_{j \in J^{MaxPGen}(w)} (P_{jt}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDK_{jt}^{Gen,r}) \leq P_{wt}^{MaxPGen} \quad (Z.6.5)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MaxPGen}(w)$$

$$\sum_{j \in J^{MaxPGen}(w)} (P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDP_{jt}^{Gen,r}) \leq P_{w,t-\Delta t}^{MaxPGen} \quad (Z.6.6)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1: (t - \Delta t) \in T^{MaxPGen}(w)$$

(1.2) Ograniczenia związane z maksymalną mocą poboru JG:

$$\sum_{j \in J^{MaxPPob}(w)} (P_{jt}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDK_{jt}^{Pob,r}) \leq P_{wt}^{MaxPPob} \quad (Z.6.7)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MaxPPob}(w)$$

$$\sum_{j \in J^{MaxPPob}(w)} (P_{j,t-\Delta t}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDP_{jt}^{Pob,r}) \leq P_{w,t-\Delta t}^{MaxPPob} \quad (Z.6.8)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1: (t - \Delta t) \in T^{MaxPPob}(w)$$

(1.3) Ograniczenia związane z minimalną mocą generacji JG:

$$\sum_{j \in J^{MinPGen}(w)} (P_{jt}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDK_{jt}^{Gen,r}) \geq P_{wt}^{MinPGen} \quad (Z.6.9)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MinPGen}(w)$$

$$\sum_{j \in J^{MinPGen}(w)} \left( P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDP_{jt}^{Gen,r} \right) \geq P_{w,t-\Delta t}^{MinPGen} \quad (Z.6.10)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1: (t - \Delta t) \in T^{MinPGen}(w)$$

(1.4) Ograniczenia związane z minimalną mocą poboru JG:

$$\sum_{j \in J^{MinPPob}(w)} (P_{jt}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDK_{jt}^{Pob,r}) \geq P_{wt}^{MinPPob} \quad (Z.6.11)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{MinPPob}(w)$$

$$\sum_{j \in J^{MinPPob}(w)} \left( P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDP_{jt}^{Pob,r} \right) \geq P_{w,t-\Delta t}^{MinPPob} \quad (Z.6.12)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1: (t - \Delta t) \in T^{MinPPob}(w)$$

### 6.3 Ograniczenia dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy, która może być świadczona przez JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci

- (1) Ograniczenia dotyczące maksymalnej wielkości rezerwy mocy, która może być świadczona przez JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci, mają na celu zapewnienie, że wielkość rezerwy mocy dla danego typu lub grupy typów rezerwy mocy świadczona przez JG w danym węźle lub danej grupie węzłów sieci nie jest większa niż maksymalna dopuszczalna wielkość rezerwy mocy ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z maksymalną wielkością rezerwy mocy danego typu:

$$\sum_{j \in J^{RMMax}(w,r)} RM_{jt}^r \leq RM_{wt}^{RMMax,r} \quad \forall w \in W, r \in R, t \in T_1 \cap T^{RMMax}(w,r) \quad (Z.6.13)$$

- (1.2) Ograniczenia związane z maksymalną wielkością rezerwy mocy w górę:

$$\sum_{j \in J^{RMGMax}(w)} \left( RM_{jt}^{FCR^G} + RM_{jt}^{aFRR^G} + RM_{jt}^{mFRRd^G} + RM_{jt}^{RR^G} \right) \leq RM_{wt}^{RMGMax} \quad (Z.6.14)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{RMGMax}(w)$$

- (1.3) Ograniczenia związane z maksymalną wielkością rezerwy mocy w dół:

$$\sum_{j \in J^{RMDMax}(w)} \left( RM_{jt}^{FCR^D} + RM_{jt}^{aFRR^D} + RM_{jt}^{mFRRd^D} + RM_{jt}^{RR^D} \right) \leq RM_{wt}^{RMDMax} \quad (Z.6.15)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{RMDMax}(w)$$

- (1.4) Ograniczenia związane z maksymalną wielkością rezerwy mocy łącznie w górę i w dół:

$$\sum_{j \in J^{RMMax}(w)} \sum_{r \in R} RM_{jt}^r \leq RM_{wt}^{RMMax} \quad (Z.6.16)$$

$$\forall w \in W, t \in T_1 \cap T^{RMMax}(w)$$

## 7 OGRANICZENIA JEDNOSTEK GRAFIKOWYCH

### 7.1 Podstawowe ograniczenia JG

- (1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane następujące podstawowe ograniczenia JG:
  - (1.1) Ograniczenia dotyczące pracy wymuszonej JG z  $ZAK = 1$ ;
  - (1.2) Ograniczenia dotyczące wyłączenia JG z  $ZAK \neq 1$  ze świadczenia usług bilansujących w okresie z  $ZUB = N$ ;
  - (1.3) Ograniczenia dotyczące świadczenia usług bilansujących przez  $JG_{M2}$  wyłącznie w kierunku generacji albo poboru;
  - (1.4) Ograniczenia dotyczące dyspozycyjności JG;
  - (1.5) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG;
  - (1.6) Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących dostępnych na JG;
  - (1.7) Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy typu  $RR^G$  i  $RR^D$  dostępnej na JG.

#### 7.1.1 Ograniczenia dotyczące pracy wymuszonej JG z $ZAK = 1$

- (1) Ograniczenia dotyczące pracy wymuszonej JG z  $ZAK = 1$  mają na celu:
  - (1.1) Usztywnienie mocy obciążenia w okresie pracy wymuszonej ze stałą mocą ( $ZWP = 1$ );
  - (1.2) Usztywnienie stanu  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  w okresie pracy wymuszonej ze zmienną mocą ( $ZWP = 2$ );
  - (1.3) Zapewnienie zakończenia uruchomienia  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  przed okresem pracy wymuszonej rozpoczynającej się niezerową mocą obciążenia oraz wymuszenie postoju  $JG_{W1}$  i  $JG_{M1}$  po zakończeniu pracy wymuszonej kończącej się mocą obciążenia spoza zakresu mocy odpowiadającego pracy z  $ZWP = 0$ ; oraz
  - (1.4) Wykluczenie możliwości świadczenia:
    - (a) Mocy bilansujących wymagających dostępnej mocy JG w okresie pracy wymuszonej ze stałą mocą ( $ZWP = 1$ ); oraz
    - (b) Mocy bilansujących  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  przez odstawienie  $JG_{M1}$  w okresie pracy wymuszonej ze zmienną mocą ( $ZWP = 2$ ).
- (2) Ograniczenia dotyczące pracy wymuszonej JG z  $ZAK = 1$  mają następującą postać:
  - (2.1) Ograniczenia związane z usztywnieniem mocy obciążenia:

$$P_{jt} = P_{jt}^{GO} \quad \forall j \in J_1, t \in T_1: ZWP_{jt} = 1 \quad (Z.7.1)$$

- (2.2) Ograniczenia związane z usztywnieniem stanu  $JG_{W1}$  oraz  $JG_{M1}$ :

$$on_{jt}^{Gen} = 1 \quad \forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \wedge P_{jt}^{GO} > 0 \quad (Z.7.2)$$

$$on_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \wedge P_{jt}^{GO} \leq 0 \quad (Z.7.3)$$

$$on_{jt}^{Pob} = 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \wedge P_{jt}^{GO} < 0 \quad (Z.7.4)$$

$$on_{jt}^{Pob} = 0 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 0 \wedge P_{jt}^{GO} \geq 0 \quad (Z.7.5)$$

- (2.3) Ograniczenia związane z koniecznością zakończenia uruchomienia JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> przed okresem pracy wymuszonej z niezerową mocą obciążenia:

$$on_{jt}^{Gen} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \quad (Z.7.6)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} = 0 \wedge ZWP_{jt} \neq 0$$

$$on_{jt}^{Pob} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \quad (Z.7.7)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} = 0 \wedge ZWP_{jt} \neq 0$$

- (2.4) Ograniczenia związane z koniecznością wymuszenia postoju JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> po zakończeniu pracy wymuszonej kończącej się mocą obciążenia spoza zakresu mocy odpowiadającego pracy z ZWP = 0:

$$on_{jt}^{Gen} = 0 \quad (Z.7.8)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 0 \wedge ZWP_{jt} = 0 \wedge (P_{j,t-\Delta t}^{GO} < P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD} \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} > P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD})$$

$$on_{jt}^{Pob} = 0 \quad (Z.7.9)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 0 \wedge ZWP_{jt} = 0 \wedge (P_{j,t-\Delta t}^{GO} > -P_{j,t-\Delta t}^{PobMinOD} \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} < -P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD})$$

- (2.5) Ograniczenia związane z wykluczeniem możliwości świadczenia mocy bilansujących:

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad \forall j \in J_1, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} = 1 \quad (Z.7.10)$$

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M1}, r \in R_R, t \in T_1: ZWP_{jt} = 1 \quad (Z.7.11)$$

$$MDKO_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad (Z.7.12)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 2$$

$$MDKO_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad (Z.7.13)$$

$$\forall j \in J_{M1}, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 2$$

### 7.1.2 Ograniczenia dotyczące wyłączenia JG z ZAK ≠ 1 ze świadczenia usług bilansujących w okresie z ZUB = N

- (1) Ograniczenia dotyczące wyłączenia JG z ZAK ≠ 1 ze świadczenia usług bilansujących w okresie z ZUB = N mają na celu usztywnienie mocy obciążenia w okresie z ZUB = N oraz wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących wymagających dostępnej mocy JG w okresie z ZUB = N. Ograniczenia te mają następującą postać:

$$P_{jt} = P_{jt}^{GO} \quad \forall j \in J_2 \cup J_3, t \in T_1: ZUB_{jt} = N \quad (Z.7.14)$$

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad \forall j \in J \setminus (J_1 \cup J_0), r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = N \quad (Z.7.15)$$

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M2} \cup J_0 \cup J_A, r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = N \quad (Z.7.16)$$

### 7.1.3 Ograniczenia dotyczące świadczenia usług bilansujących przez JG<sub>M2</sub> wyłącznie w kierunku generacji albo poboru

- (1) Ograniczenia dotyczące świadczenia usług bilansujących przez JG<sub>M2</sub> wyłącznie w kierunku generacji albo poboru mają na celu wyzerowanie mocy generacji lub poboru w okresie odpowiednio z  $ZUB \neq D^G$  i  $P_{jt}^{GO} \leq 0$  lub  $ZUB \neq D^P$  i  $P_{jt}^{GO} \geq 0$  i wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących wymagających dostępnej mocy w kierunku generacji albo poboru w okresie odpowiednio z  $ZUB = D^P$  albo  $ZUB = D^G$ . Ograniczenia te mają następującą postać:

$$P_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{jt} \neq D^G \wedge P_{jt}^{GO} \leq 0 \quad (Z.7.17)$$

$$P_{jt}^{Pob} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{jt} \neq D^P \wedge P_{jt}^{GO} \geq 0 \quad (Z.7.18)$$

$$MDK_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = D^P \quad (Z.7.19)$$

$$MDK_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = D^G \quad (Z.7.20)$$

### 7.1.4 Ograniczenia dotyczące dyspozycyjności JG

- (1) Ograniczeniami dotyczącymi dyspozycyjności JG są:
- (1.1) Ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG; oraz
  - (1.2) Ograniczenia dotyczące dyspozycyjności układów regulacji JG.
- (2) Ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG mają na celu zapewnienie wykonalności mocy obciążenia i dostępności mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących ze względu na oferowane moce i moce dyspozycyjne JG w okresie pracy z odpowiednio do rodzaju JG  $ZWP \neq 1$  albo  $ZUB \neq N$ .
- (2.1) W przypadku JG<sub>w1</sub> ograniczenia te zapewniają również:
- (a) Możliwość pracy poniżej mocy minimalnej dyspozycyjnej, jeżeli od chwili zakończenia ostatniego uruchomienia JG<sub>w1</sub> jej moc generacji jest zwiększana zgodnie z maksymalnym gradientem naboru obciążenia bazowego;
  - (b) Zgodność mocy generacji z charakterystyką uruchamiania w okresie uruchamiania;
  - (c) Zerową moc generacji w okresie postoju;
  - (d) Wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących wymagających dostępnej mocy JG<sub>w1</sub> w okresie uruchamiania lub postoju; oraz
  - (e) Wykluczenie możliwości uruchamiania w okresie niedyspozycyjności JG<sub>w1</sub>.

- (2.2) W przypadku JG<sub>M1</sub> ograniczenia te zapewniają również:
- Osiągnięcie mocy generacji (poboru) równej co najmniej mocy minimalnej dyspozycyjnej w kierunku generacji (poboru) w chwili zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku generacji (poboru);
  - Zerową moc generacji i poboru w okresie postoju;
  - Wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących FCR<sup>G</sup>, FCR<sup>D</sup>, aFRR<sup>G</sup> i aFRR<sup>D</sup> w okresie postoju i uruchamiania.
- (3) W przypadku JG<sub>W1</sub> ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG mają następującą postać:
- (3.1) Ograniczenia związane z wykonalnością mocy generacji i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących:

$$P_{jt}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDK_{jt}^{Gen,r} \leq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot P_{jt}^{GenMaxOD} + P_{jt}^U \quad (Z.7.21)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{jt}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDK_{jt}^{Gen,r} \quad (Z.7.22)$$

$$\geq (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) \cdot P_{jt}^{GenMinOD} - \sum_{\tau \in T_{jt}^{GenMinK}} P_{jt\tau}^{GenMinK} + P_{jt}^U$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDP_{jt}^{Gen,r} \quad (Z.7.23)$$

$$\leq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} - zu_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_j^{GenMin} + P_{j,t-\Delta t}^U$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \leq P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD})$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDP_{jt}^{Gen,r} \quad (Z.7.24)$$

$$\geq (on_{j,t-\Delta t}^{Gen} - zu_{j,t-\Delta t}^{Gen}) \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD} - \sum_{\tau \in T_{jt}^{GenMinK}} P_{j,t-\Delta t,\tau}^{GenMinK} + P_{j,t-\Delta t}^U$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \geq P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD})$$

gdzie:

$P_{jt}^U$

– Zmienna pomocnicza oznaczająca dla JG  $j \in J_{W1}$  i chwili  $t$ :

- Moc generacji JG<sub>W1</sub>  $j$  dla chwili  $t$  w przypadku gdy JG<sub>W1</sub>  $j$  jest w trakcie uruchamiania w chwili  $t$  [MW]; albo
- Moc równą 0 w pozostałych przypadkach [MW];

Wartość zmiennej  $P_{jt}^U$  jest wyznaczana w następujący sposób:

$$\begin{aligned}
P_{jt}^U &= \sum_{t' \in T_1; t \leq t' \leq t+TUG_j} zug_{jt'}^{Gen} \cdot P_j^{UG} \left( \frac{TUG_j - (t' - t)}{\Delta t} \right) \\
&+ \sum_{t' \in T_1; t \leq t' \leq t+TUC_j} zuc_{jt'}^{Gen} \cdot P_j^{UC} \left( \frac{TUC_j - (t' - t)}{\Delta t} \right) \\
&+ \sum_{t' \in T_1; t \leq t' \leq t+TUZ_j} zuz_{jt'}^{Gen} \cdot P_j^{UZ} \left( \frac{TUZ_j - (t' - t)}{\Delta t} \right) \\
&+ \sum_{t' \in T_1; t \leq t' \leq t+TUD_{jt'}} zud_{jt'}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GO}
\end{aligned}$$

$P_{jt\tau}^{GenMinK}$  – Zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość korekty mocy minimalnej dyspozycyjnej JG  $j \in J_{W1}$  dla chwili  $t$  w związku z zakończeniem uruchamiania JG $_{W1}j$  w chwili  $\tau \in T_{jt}^{GenMinK}$  [MW];

Wartość zmiennej  $P_{jt\tau}^{GenMinK}$  jest równa:

- $P_{jt}^{GenMinOD} - P_j^{GenMin} - RG_j^{Gen} \cdot (t - \tau)$ , w przypadku gdy JG $_{W1}j$  zakończyła uruchamianie w chwili  $\tau$  i jest w trakcie pracy w okresie  $(\tau, t)$ ; albo
- 0, w pozostałych przypadkach

$T_{jt}^{GenMinK}$  – Zbiór zawierający chwile należące do zbioru  $T_1$  poprzedzające chwilę  $t$ , w których zakończenie uruchomienia JG  $j \in J_{W1}$  powoduje brak możliwości osiągnięcia mocy minimalnej dyspozycyjnej JG $_{W1}j$  w chwili  $t$  ze względu na maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG $_{W1}j$ , tj.:

$$T_{jt}^{GenMinK} = \left\{ \tau \in T_1 : t - \frac{P_{jt}^{GenMinOD} - P_j^{GenMin}}{RG_j^{Gen}} < \tau < t \right\}$$

(3.2) Ograniczenia związane z wielkością korekty mocy minimalnej dyspozycyjnej JG $_{W1}$ :

$$P_{jt\tau}^{GenMinK} \leq zu_{j\tau}^{Gen} \cdot \left( P_{jt}^{GenMinOD} - P_j^{GenMin} - RG_j^{Gen} \cdot (t - \tau) \right) \quad (Z.7.25)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1, \tau \in T_{jt}^{GenMinK} : ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{jt\tau}^{GenMinK} \leq on_{jt'}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMinOD} \quad (Z.7.26)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_1, \tau \in T_{jt}^{GenMinK}, t' \in (\tau; t) : ZWP_{jt} \neq 1$$

(3.3) Ograniczenia związane z wykluczeniem możliwości uruchamiania JG $_{W1}$  w okresie niedyspozycyjności:

$$\begin{aligned}
\sum_{t' \in T_1; t < t' < t+TUG_j} zug_{jt'}^{Gen} &= 0 \quad (Z.7.27) \\
\forall j \in J_{W1} : TUG_j > \Delta t, t \in T_1 : P_{jt}^{GenMaxOD} &= 0
\end{aligned}$$

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' < t + TUC_j} zuc_{jt'}^{Gen} = 0 \quad (Z.7.28)$$

$$\forall j \in J_{W1}: TUC_j > \Delta t, t \in T_1: P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$$

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' < t + TUZ_j} zuz_{jt'}^{Gen} = 0 \quad (Z.7.29)$$

$$\forall j \in J_{W1}: TUZ_j > \Delta t, t \in T_1: P_{jt}^{GenMaxOD} = 0$$

(4) W przypadku  $JG_{M1}$  ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG mają następującą postać:

(4.1) Ograniczenia związane z wykonalnością mocy generacji i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy lub uruchamiania do pracy w kierunku generacji:

$$P_{jt}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDKP_{jt}^{Gen,r} + MDKU_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq on_{jt}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMaxOD} \quad (Z.7.30)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{jt}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDKP_{jt}^{Gen,r} \geq on_{jt}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMinOD} \quad (Z.7.31)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDPP_{jt}^{Gen,r} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} \quad (Z.7.32)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \leq P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD})$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDPP_{jt}^{Gen,r} \geq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD} \quad (Z.7.33)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \geq P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD})$$

(4.2) Ograniczenia związane z wykonalnością mocy poboru i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy lub uruchamiania do pracy w kierunku poboru:

$$P_{jt}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDKP_{jt}^{Pob,r} + MDKU_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq on_{jt}^{Pob} \cdot P_{jt}^{PobMaxOD} \quad (Z.7.34)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{jt}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDKP_{jt}^{Pob,r} \geq on_{jt}^{Pob} \cdot P_{jt}^{PobMinOD} \quad (Z.7.35)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$$



$$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDPP_{jt}^{Pob,r} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD} \quad (Z.7.36)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \geq -P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD})$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDPP_{jt}^{Pob,r} \geq on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMinOD} \quad (Z.7.37)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \leq -P_{j,t-\Delta t}^{PobMinOD})$$

(5) W przypadku JGz1 oraz JG z ZAK  $\neq 1$  ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG mają następującą postać:

(5.1) Ograniczenia związane wykonalnością mocy generacji i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy w kierunku generacji:

$$P_{jt}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDK_{jt}^{Gen,r} \leq P_{jt}^{GenMaxOD} \quad (Z.7.38)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_Z \cup J_A, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$P_{jt}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDK_{jt}^{Gen,r} \geq P_{jt}^{GenMinOD} \quad (Z.7.39)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_Z, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDP_{jt}^{Gen,r} \leq P_{jt}^{GenMaxOd} \quad (Z.7.40)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_Z \cup J_A, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDP_{jt}^{Gen,r} \geq P_{jt}^{GenMinOd} \quad (Z.7.41)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2} \cup J_Z, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

(5.2) Ograniczenia związane wykonalnością mocy poboru i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy w kierunku poboru:

$$P_{jt}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDK_{jt}^{Pob,r} \leq P_{jt}^{PobMaxOD} \quad (Z.7.42)$$

$$\forall j \in J_{M2} \cup J_O \cup J_A, t \in T_1: ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$P_{jt}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDK_{jt}^{Pob,r} \geq P_{jt}^{PobMinOD} \quad (Z.7.43)$$

$$\forall j \in J_{M2} \cup J_O, t \in T_1: ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDP_{jt}^{Pob,r} \leq P_{jt}^{PobMaxOd} \quad (Z.7.44)$$

$$\forall j \in J_{M2} \cup J_O \cup J_A, t \in T_1: ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDP_{jt}^{Pob,r} \geq P_{jt}^{PobMinOd} \quad (Z.7.45)$$

$$\forall j \in J_{M2} \cup J_O, t \in T_1: ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

- (6) Ograniczenia dotyczące dyspozycyjności układów regulacji JG mają na celu wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących w przypadku niedyspozycyjności układu regulacji i mają następującą postać:

$$RM_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad \forall j \in J \setminus J_O, r \in R_R, t \in T_1: ZDUR_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad (Z.7.46)$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad \forall j \in J_M \cup J_O, r \in R_R, t \in T_1: ZDUR_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad (Z.7.47)$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad (Z.7.48)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}, t \in T_1: ZDUR_{j,t-\Delta t}^{Gen,r} = 0$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad (Z.7.49)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}, t \in T_1: ZDUR_{j,t-\Delta t}^{Pob,r} = 0$$

### 7.1.5 Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG

- (1) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG innej niż JGz mają na celu zapewnienie, że zwiększenie mocy obciążenia (zwiększenie mocy generacji lub zmniejszenie mocy poboru) i zmniejszenie mocy obciążenia (zmniejszenie mocy generacji lub zwiększenie mocy poboru) pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami okresu pracy JG nie jest większe niż maksymalne możliwe odpowiednio zwiększenie i zmniejszenie mocy obciążenia wynikające z maksymalnego gradientu odpowiednio naboru i redukcji obciążenia bazowego, z uwzględnieniem, że:

- (1.1) W przypadku gdy pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami nastąpiło zmniejszenie mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG w zakresie objętym maksymalną mocą oferowaną z OEB (w kierunku generacji lub poboru w przypadku JG<sub>M</sub> i JG<sub>A</sub>) to o wielkość tego zmniejszenia może być dodatkowo zmniejszona moc generacji lub poboru (w zależności od rodzaju JG) pomiędzy tymi chwilami w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia mocy generacji lub poboru wynikającego z maksymalnego gradientu odpowiednio redukcji lub naboru obciążenia bazowego;
- (1.2) W przypadku JG<sub>M</sub> dla pracy w kierunku generacji albo poboru jest stosowany maksymalny gradient naboru i redukcji obciążenia bazowego dla odpowiednio kierunku generacji albo poboru;
- (1.3) W przypadku JG<sub>W1</sub> i JG<sub>M1</sub> ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG nie dotyczą dwóch kolejnych chwil okresu pracy, dla

których  $ZWP = 1$ , lub jeżeli dla jednej z tych chwil moc generacji (moc generacji lub poboru w przypadku  $JG_{M1}$ ) jest mniejsza niż moc minimalna  $JG$  (w kierunku odpowiednio generacji lub poboru w przypadku  $JG_{M1}$ );

- (1.4) W przypadku  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$ ,  $JG_O$  i  $JG_A$  ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia  $JG$  nie dotyczą dwóch kolejnych chwil okresu pracy, dla których  $ZUB = N$ , a w przypadku  $JG_{W2}$ ,  $JG_{M2}$  i  $JG_O$  również jeżeli dla jednej z tych chwil moc generacji (w przypadku  $JG_{W2}$  i  $JG_{M2}$ ) lub poboru (w przypadku  $JG_{M2}$  i  $JG_O$ ) jest mniejsza niż moc minimalna  $JG$  (w kierunku odpowiednio generacji lub poboru w przypadku  $JG_{M2}$ ).
- (2) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia  $JG$  innej niż  $JG_Z$  mają następującą postać:
- (2.1) Ograniczenia związane z maksymalnym gradientem naboru obciążenia bazowego:

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 1 \wedge on_{jt}^{Gen} = 1 \Rightarrow P_{jt}^{Gen} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen} \leq RG_j^{Gen} \cdot \Delta t \quad (Z.7.50)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Pob} = 1 \wedge on_{jt}^{Pob} = 1 \Rightarrow P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - P_{jt}^{Pob} \leq RG_j^{Pob} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{PobUbd} \quad (Z.7.51)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{jt}^{Gen} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen} \leq RG_j^{Gen} \cdot \Delta t \quad (Z.7.52)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2}, t \in T_1: (ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \wedge P_{jt}^{GO} \geq P_j^{GenMin})$$

$$\vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - P_{jt}^{Pob} \leq RG_j^{Pob} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{PobUbd} \quad (Z.7.53)$$

$$\forall j \in J_O \cup J_{M2}, t \in T_1: (ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \wedge P_{jt}^{GO} \leq -P_j^{PobMin})$$

$$\vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$P_{jt} - P_{j,t-\Delta t} \leq RG_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{PobUbd} \quad (Z.7.54)$$

$$\forall j \in J_A, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \vee ZUB_{jt} \neq N$$

gdzie:

$\Delta P_{jt}^{PobUbd}$  – Wielkość, o którą moc obciążenia  $JG$   $j \in J \setminus (J_W \cup J_Z)$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zwiększona w stosunku do maksymalnego możliwego zwiększenia mocy obciążenia wynikającego z  $RG_j^{Pob}$  w przypadku  $JG$   $j \in J_O \cup J_M$  albo  $RG_j^{Gen}$  w przypadku  $JG$   $j \in J_A$  w związku z ubytkiem dodatnim  $JG$   $j \in J_O$  albo ubytkiem dodatnim  $JG$   $j \in J_M \cup J_A$  w kierunku poboru [MW]

- (2.2) Ograniczenia związane z maksymalnym gradientem redukcji obciążenia bazowego:

$$on_{j,t-\Delta t}^{Gen} = 1 \wedge on_{jt}^{Gen} = 1 \Rightarrow P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - P_{jt}^{Gen} \leq RD_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{GenUbd} \quad (Z.7.55)$$

$$\forall j \in J_{W1} \cup J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1$$

$$on_{j,t-\Delta t}^{Pob} = 1 \wedge on_{jt}^{Pob} = 1 \Rightarrow P_{jt}^{Pob} - P_{j,t-\Delta t}^{Pob} \leq RD_j^{Pob} \cdot \Delta t \quad (Z.7.56)$$

$$\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1$$

$$P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - P_{jt}^{Gen} \leq RD_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{GenUbD} \quad (Z.7.57)$$

$$\forall j \in J_{W2} \cup J_{M2}, t \in T_1: (ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \wedge P_{jt}^{GO} \geq P_j^{GenMin})$$

$$\vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$P_{jt}^{Pob} - P_{j,t-\Delta t}^{Pob} \leq RD_j^{Pob} \cdot \Delta t \quad (Z.7.58)$$

$$\forall j \in J_O \cup J_{M2}, t \in T_1: (ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \wedge P_{jt}^{GO} \leq -P_j^{PobMin})$$

$$\vee ZUB_{jt} = D \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$P_{j,t-\Delta t} - P_{jt} \leq RD_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{GenUbD} \quad (Z.7.59)$$

$$\forall j \in J_A, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} \neq N \vee ZUB_{jt} \neq N$$

gdzie:

$\Delta P_{jt}^{GenUbD}$  – Wielkość, o którą moc obciążenia JG  $j \in J \setminus (J_O \cup J_Z)$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zmniejszona w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia mocy obciążenia wynikającego z  $RD_j^{Gen}$  w związku z ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_W$  albo ubytkiem dodatnim JG  $j \in J_M \cup J_A$  w kierunku generacji [MW]

(3) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG<sub>Z</sub> mają na celu zapewnienie, że zmniejszenie i zwiększenie wartości redukcji generacji mocy pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami okresu pracy nie jest większe niż maksymalne możliwe odpowiednio zmniejszenie i zwiększenie wartości redukcji generacji wynikające z maksymalnego gradientu odpowiednio naboru i redukcji obciążenia bazowego, z uwzględnieniem, że:

(3.1) W przypadku gdy pomiędzy dwoma kolejnymi chwilami nastąpiło zmniejszenie różnicy pomiędzy mocą maksymalną i minimalną dyspozycyjną JG<sub>Z</sub>, to o wielkość tego zmniejszenia może być dodatkowo zmniejszona wartość redukcji generacji pomiędzy tymi chwilami w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia wartości redukcji generacji wynikającego z maksymalnego gradientu naboru obciążenia bazowego;

(3.2) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG<sub>Z</sub> nie dotyczą dwóch kolejnych chwil okresu pracy, dla których  $ZWP = 1$  w przypadku JG<sub>Z1</sub> albo  $ZUB = N$  w przypadku JG<sub>Z2</sub> i JG<sub>Z3</sub>.

(4) Ograniczenia dotyczące maksymalnych gradientów zmiany obciążenia JG<sub>Z</sub> mają następującą postać:

(4.1) Ograniczenia związane z maksymalnym gradientem naboru obciążenia bazowego:

$$(P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen}) - (P_{jt}^{GenMaxOD} - P_{jt}^{Gen}) \leq RG_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{GenUb} \quad (Z.7.60)$$

$$\forall j \in J_{Z1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1$$

$$\begin{aligned} (P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen}) - (P_{jt}^{GenMaxOD} - P_{jt}^{Gen}) &\leq RG_j^{Gen} \cdot \Delta t + \Delta P_{jt}^{GenUb} \\ \forall j \in J_{Z2} \cup J_{Z3}, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} &\neq N \vee ZUB_{jt} \neq N \end{aligned} \quad (Z.7.61)$$

gdzie:

$\Delta P_{jt}^{GenUb}$  – Wielkość, o którą wartości redukcji generacji JGz  $j \in J_Z$  w chwili  $t$  może być dodatkowo zmniejszona w stosunku do maksymalnego możliwego zmniejszenia wartości redukcji generacji wynikającego z  $RG_j^{Gen}$  w związku z ubytkiem dodatnim lub ujemnym JGz  $j$  [MW]

(4.2) Ograniczenia związane z maksymalnym gradientem redukcji obciążenia bazowego:

$$\begin{aligned} (P_{jt}^{GenMaxOD} - P_{jt}^{Gen}) - (P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen}) &\leq RD_j^{Gen} \cdot \Delta t \\ \forall j \in J_{Z1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} &\neq 1 \vee ZWP_{jt} \neq 1 \end{aligned} \quad (Z.7.62)$$

$$\begin{aligned} (P_{jt}^{GenMaxOD} - P_{jt}^{Gen}) - (P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen}) &\leq RD_j^{Gen} \cdot \Delta t \\ \forall j \in J_{Z2} \cup J_{Z3}, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} &\neq N \vee ZUB_{jt} \neq N \end{aligned} \quad (Z.7.63)$$

### 7.1.6 Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących dostępnych na JG

(1) Ograniczeniami dotyczącymi mocy bilansujących dostępnych na JG są:

- (1.1) Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$  dostępnych na JG;
- (1.2) Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  dostępnych na JG;
- (1.3) Ograniczenia dotyczące mocy dostępnych w trakcie postoju  $JG_{MI}$  na potrzeby świadczenia  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$ .

(2) Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$  dostępnych na JG mają na celu zapewnienie wystarczającej wielkości mocy JG na początku i na końcu okresu, dla którego jest świadczona moc bilansująca  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$ . Ograniczenia te mają następującą postać:

(2.1) Ograniczenia związane ze świadczeniem mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$  w kierunku generacji:

$$\begin{aligned} RM_{jt}^{Gen,r} &\leq MDP_{jt}^{Gen,r} \\ \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1, r \in \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D\} \end{aligned} \quad (Z.7.64)$$

$$\begin{aligned} RM_{jt}^{Gen,r} &\leq MDK_{jt}^{Gen,r} \\ \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1, r \in \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D\} \end{aligned} \quad (Z.7.65)$$

(2.2) Ograniczenia związane ze świadczeniem mocy bilansujących  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$  i  $aFRR^D$  w kierunku poboru:

$$\begin{aligned} RM_{jt}^{Pob,r} &\leq MDP_{jt}^{Pob,r} \\ \forall j \in J_M \cup J_0, t \in T_1, r \in \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D\} \end{aligned} \quad (Z.7.66)$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq MDK_{jt}^{Pob,r} \quad (Z.7.67)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D\}$$

- (3) Ograniczenia dotyczące mocy bilansujących mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> dostępnych na JG mają na celu zapewnienie w związku ze świadczoną w danym okresie mocą bilansującą mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> wystarczającej wielkości mocy: (i) na początku i na końcu danego okresu, (ii) na końcu okresu poprzedzającego dany okres, (iii) na początku i na końcu następnego okresu oraz (iv) na początku drugiego okresu następującego po danym okresie. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (3.1) Ograniczenia związane ze świadczeniem mocy bilansujących mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> w kierunku generacji:

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq 2 \cdot MDK_{j,t-\Delta t}^{Gen,r} \quad (Z.7.68)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq MDP_{jt}^{Gen,r} \quad (Z.7.69)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq MDK_{jt}^{Gen,r} \quad (Z.7.70)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq MDP_{j,t+\Delta t}^{Gen,r} \quad (Z.7.71)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq MDK_{j,t+\Delta t}^{Gen,r} \quad (Z.7.72)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Gen,r} \leq 2 \cdot MDP_{j,t+2\Delta t}^{Gen,r} \quad (Z.7.73)$$

$$\forall j \in J \setminus J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

- (3.2) Ograniczenia związane ze świadczeniem mocy bilansujących mFRRd<sup>G</sup> i mFRRd<sup>D</sup> w kierunku poboru:

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq 2 \cdot MDK_{j,t-\Delta t}^{Pob,r} \quad (Z.7.74)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq MDP_{jt}^{Pob,r} \quad (Z.7.75)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq MDK_{jt}^{Pob,r} \quad (Z.7.76)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq MDP_{j,t+\Delta t}^{Pob,r} \quad (Z.7.77)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq MDK_{j,t+\Delta t}^{Pob,r} \quad (Z.7.78)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

$$RM_{jt}^{Pob,r} \leq 2 \cdot MDP_{j,t+2\Delta t}^{Pob,r} \quad (Z.7.79)$$

$$\forall j \in J_M \cup J_O, t \in T_1, r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$$

- (4) Ograniczenia dotyczące mocy dostępnych w trakcie postoju  $JG_{M1}$  na potrzeby świadczenia  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  mają na celu wykluczenie możliwości wykorzystania mocy dostępnej w trakcie postoju  $JG_{M1}$  jednocześnie w kierunku generacji i poboru do świadczenia  $mFRRd^G$  i  $mFRRd^D$  oraz w przypadku  $JG_{M1}$  związanych z tą samą ESP wykluczenie możliwości wykorzystania mocy dostępnej w trakcie postoju  $JG_{M1}$  do świadczenia  $mFRRd^G$  albo  $mFRRd^D$ , jeżeli jednocześnie inna  $JG_{M1}$  związana z daną ESP ma odpowiednio moc poboru albo generacji większą niż 0 MW lub moc dostępna na innej  $JG_{M1}$  związanej z daną ESP będącej w trakcie postoju jest jednocześnie wykorzystywana do świadczenia odpowiednio  $mFRRd^D$  albo  $mFRRd^G$ . Ograniczenia te mają następującą postać:

- (4.1) Ograniczenia związane ze świadczeniem  $mFRRd$  w przeciwnym kierunku przez daną  $JG_{M1}$  lub, w przypadku  $JG_{M1}$  związanej z ESP, inną  $JG_{M1}$  związaną z tą samą ESP:

$$MDPR_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq z_{st}^{mFRRd^G} \cdot MZR_j^{Gen,mFRRd^G} \quad (Z.7.80)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$MDKR_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq z_{st}^{mFRRd^G} \cdot MZR_j^{Gen,mFRRd^G} \quad (Z.7.81)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$MDPR_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq (1 - z_{st}^{mFRRd^G}) \cdot MZR_j^{Pob,mFRRd^D} \quad (Z.7.82)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$MDKR_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq (1 - z_{st}^{mFRRd^G}) \cdot MZR_j^{Pob,mFRRd^D} \quad (Z.7.83)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

- (4.2) Ograniczenia związane z kierunkiem pracy innych  $JG_{M1}$  związanych z tą samą ESP:

$$\sum_{i \in J_M(s)} MDPR_{it}^{Gen,mFRRd^G} \leq (1 - on_{jt}^{Pob}) \cdot \sum_{i \in J_M(s)} MZR_{it}^{Gen,mFRRd^G} \quad (Z.7.84)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$\sum_{i \in J_M(s)} MDKR_{it}^{Gen,mFRRd^G} \leq (1 - on_{jt}^{Pob}) \cdot \sum_{i \in J_M(s)} MZR_{it}^{Gen,mFRRd^G} \quad (Z.7.85)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$\sum_{i \in J_M(s)} M DPR_{it}^{Pob, mFRRd^D} \leq (1 - on_{jt}^{Gen}) \cdot \sum_{i \in J_M(s)} MZR_{it}^{Pob, mFRRd^D} \quad (Z.7.86)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

$$\sum_{i \in J_M(s)} MDKR_{it}^{Pob, mFRRd^D} \leq (1 - on_{jt}^{Gen}) \cdot \sum_{i \in J_M(s)} MZR_{it}^{Pob, mFRRd^D} \quad (Z.7.87)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, j \in J_M(s), t \in T_1$$

### 7.1.7 Ograniczenia dotyczące rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> dostępnej na JG

- (1) Ograniczeniami dotyczącymi rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> dostępnej na JG są:
  - (1.1) Ograniczenia dotyczące bieżących punktów pracy JG, które mogłyby zostać osiągnięte w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> albo RR<sup>D</sup>; oraz
  - (1.2) Ograniczenia dotyczące wielkości rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> wynikające z możliwych do osiągnięcia przez JG bieżących punktów pracy.
- (2) Ograniczenia dotyczące bieżących punktów pracy JG, które mogłyby zostać osiągnięte w wyniku wykorzystania rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> albo RR<sup>D</sup>, mają na celu zapewnienie wykonalności tych bieżących punktów pracy ze względu na warunki pracy sieci, ograniczenia JG i moce bilansujące świadczone przez JG, a także ze względu na stan JG w przypadku JG<sub>w1</sub> i JG<sub>M1</sub>. Ograniczeniami tymi są zdefiniowane osobno dla RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup>:
  - (2.1) Ograniczenia sieciowe, analogiczne do ograniczeń, o których mowa w pkt 6.2, w których zamiast zmiennych  $P_{jt}^{Gen}$  i  $P_{jt}^{Pob}$  występują odpowiednio zmienne  $P_{jt}^{Gen,r}$  i  $P_{jt}^{Pob,r}$ , gdzie  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ ;
  - (2.2) Podstawowe ograniczenia JG, analogiczne do ograniczeń, o których mowa w pkt 7.1.1-7.1.5, w zakresie dotyczącym zmiennych decyzyjnych związanych z bieżącymi punktami pracy JG, w których zamiast zmiennych  $P_{jt}$ ,  $P_{jt}^{Gen}$  i  $P_{jt}^{Pob}$  występują odpowiednio zmienne  $P_{jt}^r$ ,  $P_{jt}^{Gen,r}$  i  $P_{jt}^{Pob,r}$ , gdzie  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ ;
  - (2.3) Dodatkowe ograniczenia JG<sub>M1</sub>, analogiczne do ograniczeń, o których mowa w pkt 7.3.1, w których zamiast zmiennych  $P_{jt}^{Gen}$ ,  $P_{jt}^{Pob}$ ,  $\Delta S_{jt}^{BPP}$ ,  $E_{st}^{PD}$ ,  $E_{st}^{PO}$ ,  $E_{jt}^{WD}$  i  $E_{jt}^{WO}$  występują odpowiednio zmienne  $P_{jt}^{Gen,r}$ ,  $P_{jt}^{Pob,r}$ ,  $\Delta S_{jt}^{BPP,r}$ ,  $E_{st}^{PD,r}$ ,  $E_{st}^{PO,r}$ ,  $E_{jt}^{WD,r}$  i  $E_{jt}^{WO,r}$ , gdzie  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ ;
  - (2.4) Dodatkowe ograniczenia JG<sub>M2</sub>, analogiczne do ograniczeń, o których mowa w pkt 7.4, w których zamiast zmiennych  $P_{jt}$ ,  $E_{st}^{PD}$ ,  $E_{st}^{PO}$ ,  $E_{jt}^{WD}$  i  $E_{jt}^{WO}$  występują odpowiednio zmienne  $P_{jt}^r$ ,  $E_{st}^{PD,r}$ ,  $E_{st}^{PO,r}$ ,  $E_{jt}^{WD,r}$  i  $E_{jt}^{WO,r}$ , gdzie  $r \in \{RR^G, RR^D\}$ .
- (3) Ograniczenia dotyczące wielkości rezerwy mocy typu RR<sup>G</sup> i RR<sup>D</sup> wynikające z możliwych do osiągnięcia przez JG bieżących punktów pracy mają na celu zapewnienie dostępności tej rezerwy w danej chwili ze względu na moc obciążenia JG możliwą do osiągnięcia w danej chwili oraz zmianę energii generacji albo poboru JG możliwą do



uzyskania w okresie od poprzedniej do danej chwili w wyniku zmiany bieżących punktów pracy. Ograniczenia te mają następującą postać:

(3.1) Ograniczenia związane z rezerwą mocy typu  $RR^G$ :

$$RM_{jt}^{Gen,RR^G} \leq P_{jt}^{Gen,RR^G} - P_{jt}^{Gen} \quad \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.88)$$

$$RM_{jt}^{Gen,RR^G} \leq \frac{P_{j,t-\Delta t}^{Gen,RR^G} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + P_{jt}^{Gen,RR^G} - P_{jt}^{Gen}}{2} \quad \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.89)$$

$$RM_{jt}^{Pob,RR^G} \leq P_{jt}^{Pob} - P_{jt}^{Pob,RR^G} \quad \forall j \in J_M \cup J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.90)$$

$$RM_{jt}^{Pob,RR^G} \leq \frac{P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - P_{j,t-\Delta t}^{Pob,RR^G} + P_{jt}^{Pob} - P_{jt}^{Pob,RR^G}}{2} \quad \forall j \in J_M \cup J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.91)$$

(3.2) Ograniczenia związane z rezerwą mocy typu  $RR^D$ :

$$RM_{jt}^{Gen,RR^D} \leq P_{jt}^{Gen} - P_{jt}^{Gen,RR^D} \quad \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.92)$$

$$RM_{jt}^{Gen,RR^D} \leq \frac{P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - P_{j,t-\Delta t}^{Gen,RR^D} + P_{jt}^{Gen} - P_{jt}^{Gen,RR^D}}{2} \quad \forall j \in J \setminus J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.93)$$

$$RM_{jt}^{Pob,RR^D} \leq P_{jt}^{Pob,RR^D} - P_{jt}^{Pob} \quad \forall j \in J_M \cup J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.94)$$

$$RM_{jt}^{Pob,RR^D} \leq \frac{P_{j,t-\Delta t}^{Pob,RR^D} - P_{j,t-\Delta t}^{Pob} + P_{jt}^{Pob,RR^D} - P_{jt}^{Pob}}{2} \quad \forall j \in J_M \cup J_0, t \in T_1 \quad (Z.7.95)$$

## 7.2 Dodatkowe ograniczenia $JG_{W1}$

(1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane następujące dodatkowe ograniczenia  $JG_{W1}$ :

- (1.1) Ograniczenia dotyczące uruchamiania  $JG_{W1}$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT;
- (1.2) Ograniczenia dotyczące uruchamiania  $JG_{W1}$  według dodatkowej charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego określonej grafiką obciążenia;
- (1.3) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy  $JG_{W1}$ ;
- (1.4) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień  $JG_{W1}$ ;
- (1.5) Ograniczenia dotyczące minimalnej liczby pracujących  $JG_{W1}$  w zakładzie wytwarzania energii.

### 7.2.1 Ograniczenia dotyczące uruchamiania $JG_{W1}$ według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT

(1) Ograniczenia dotyczące uruchamiania  $JG_{W1}$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT mają na celu zapewnienie, że takie uruchamianie  $JG_{W1}$  nie rozpocznie się przed upływem minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego, od ostatniej chwili  $t$ , w której moc generacji danej  $JG_{W1}$

jest dodatnia lub ZWP jest równy 1, i że zostanie dla niego zastosowana odpowiednia dla stanu cieplnego charakterystyka uruchamiania w zależności od czasu, który upłynął od chwili  $t$ . Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z brakiem możliwości rozpoczęcia uruchamiania JG<sub>W1</sub> przed upływem minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego:

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' < t + TPG_j + TUG_j} \left( zug_{jt'}^{Gen} + zuc_{jt'}^{Gen} + zuz_{jt'}^{Gen} \right) \leq 1 - ons_{jt}^{Gen} \quad (Z.7.96)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPG}: ZWP_{jt} = 0$$

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' < t + TPG_j + TUG_j} \left( zug_{jt'}^{Gen} + zuc_{jt'}^{Gen} + zuz_{jt'}^{Gen} \right) = 0 \quad (Z.7.97)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPG}: ZWP_{jt} \neq 0$$

gdzie:

$T_j^{TPG}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPG_j + TUG_j)$

- (1.2) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu ciepłego i zimnego przed upływem minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu ciepłego:

$$\sum_{t' \in T_1: t + TPG_j + TUG_j \leq t' < t + TPC_j + TUC_j} \left( zuc_{jt'}^{Gen} + zuz_{jt'}^{Gen} \right) \leq 1 - ons_{jt}^{Gen} \quad (Z.7.98)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPC}: ZWP_{jt} = 0$$

$$\sum_{t' \in T_1: t + TPG_j + TUG_j \leq t' < t + TPC_j + TUC_j} \left( zuc_{jt'}^{Gen} + zuz_{jt'}^{Gen} \right) = 0 \quad (Z.7.99)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPC}: ZWP_{jt} \neq 0$$

gdzie:

$T_j^{TPC}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPC_j + TUC_j)$

- (1.3) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu zimnego przed upływem minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu zimnego:

$$\sum_{t' \in T_1: t + TPC_j + TUC_j \leq t' < t + TPZ_j + TUZ_j} zuz_{jt'}^{Gen} \leq 1 - ons_{jt}^{Gen} \quad (Z.7.100)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPZ}: ZWP_{jt} = 0$$

$$\sum_{t' \in T_1: t + TPC_j + TUC_j \leq t' < t + TPZ_j + TUZ_j} zuz_{jt'}^{Gen} = 0 \quad (Z.7.101)$$

$$\forall j \in J_{W1}, t \in T_j^{TPZ}: ZWP_{jt} \neq 0$$

gdzie:

$T_j^{TPZ}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 + \Delta t - (TPZ_j + TUZ_j)$

(1.4) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu gorącego po upływie minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu ciepłego:

$$zug_{jt}^{Gen} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{UG}} (ons_{jt'}^{Gen} + ZWP_{jt'}) \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.7.102)$$

gdzie:

$T_{jt}^{UG}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t - (TPC_j + TUG_j)$  i nie późniejsze niż chwila  $t - (TPG_j + TUG_j)$

(1.5) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu ciepłego po upływie minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu zimnego:

$$zuc_{jt}^{Gen} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{UC}} (ons_{jt'}^{Gen} + ZWP_{jt'}) \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.7.103)$$

gdzie:

$T_{jt}^{UC}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t - (TPZ_j + TUC_j)$  i nie późniejsze niż chwila  $t - (TPC_j + TUC_j)$

## 7.2.2 Ograniczenia dotyczące uruchamiania $JG_{W1}$ według dodatkowej charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego określonej grafikiem obciążenia

(1) Ograniczenia dotyczące uruchamiania  $JG_{W1}$  według dodatkowej charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego określonej grafikiem obciążenia mają na celu zapewnienie, że takie uruchamianie  $JG_{W1}$  może zakończyć się jedynie w chwili, dla której zostało ono określone w PPZ w związku z wcześniejszym odstawieniem związanym z niedyspozycyjnością  $JG_{W1}$ , oraz jeżeli po tym odstawieniu  $JG_{W1}$  nie została już wcześniej uruchomiona. Ograniczenia te mają następującą postać:

$$zud_{jt}^{Gen} \leq ZUD_{jt}^{GO} \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.7.104)$$

$$zud_{jt}^{Gen} \leq 1 - on_{jt'}^{Gen} \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1, t' \in T_{jt}^{UD} \quad (Z.7.105)$$

gdzie:

- $T_{jt}^{UD}$  – Dla JG  $j \in J_{W1}$  i chwili  $t$ , dla której  $ZUD_{jt}^{GO} = 1$ : zbiór chwil ze zbioru  $T$  poprzedzających chwilę  $t$  i następujących po ostatniej chwili  $t' < t$  ze zbioru  $T$ , dla której  $P_{jt'}^{GenMaxOD} = 0$ ;  
Dla JG  $j \in J_{W1}$  i chwili  $t$ , dla której  $ZUD_{jt}^{GO} = 0$ : zbiór pusty

### 7.2.3 Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy JG<sub>W1</sub>

(1) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy JG<sub>W1</sub> mają na celu uniemożliwienie odstawienia JG<sub>W1</sub> przed upływem określonego czasu od chwili zakończenia jej uruchomienia według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT, z wyjątkiem przypadku pracy wymuszonej, określenia krótszego czasu pracy w PPZ lub konieczności przerwania pracy po uruchomieniu rozpoczętym w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji ze względu na niedyspozycyjność JG<sub>W1</sub>. Ograniczenia te mają następującą postać:

(1.1) Ograniczenia związane z uruchomieniami rozpoczętymi w chwili objętej horyzontem optymalizacji:

$$(zug_{jt}^{Gen} + zuc_{jt}^{Gen} + zuz_{jt}^{Gen}) \cdot LT_{jt}^{TPR} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{TPR}} on_{jt'}^{Gen} \quad (Z.7.106)$$

$$\forall j \in J_{W1}: LT_{jt}^{TPR} > 0, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

gdzie:

- $T_{jt}^{TPR}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{W1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:
- Chwila  $t + TPR_j$ ;
  - W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG<sub>W1</sub>  $j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
  - W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG<sub>W1</sub>  $j$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$

$LT_{jt}^{TPR}$  – Liczba chwil należących do zbioru  $T_{jt}^{TPR}$  [-]

(1.2) Ograniczenia związane z uruchomieniami rozpoczętymi w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji:

$$on_{jt}^{Gen} = 1 \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_{jt_0}^{TPR} \quad (Z.7.107)$$

gdzie:

$T_{jt_0}^{TPR}$  Dla JG  $j \in J_{W1}$ , dla której w PPS zakończenie ostatniego uruchamiania według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT rozpoczętego w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji

zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TPR_j$ : zbiór wszystkich chwil ze zbioru  $T_1$  nie późniejszych niż:

- Chwila  $t + TPR_j$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{W1} j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{W1} j$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{GenMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;

Dla  $JG j \in J_{W1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego uruchomienia według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT rozpoczętego w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji i zakońzonego po chwili  $t_0 - TPR_j$ : zbiór pusty

#### 7.2.4 Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień $JG_{W1}$

- (1) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień  $JG_{W1}$  mają na celu zapewnienie, że dla danej grupy  $JG_{W1}$  powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień nie może zostać zakończonych w danym okresie godzinowym więcej uruchomień  $JG_{W1}$  według jednej z charakterystyk zdefiniowanych w OT niż określona maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień  $JG_{W1}$ . Ograniczenia te mają następującą postać:

$$\sum_{j \in J_{W1}^{LU}(z)} \sum_{t' \in T_t^h} (zuga_{jt'}^{Gen} + zuc_{jt'}^{Gen} + zuz_{jt'}^{Gen}) \leq LU_z \quad (Z.7.108)$$

$$\forall z \in ZJ_{W1}^{LU}, t \in T_1$$

gdzie:

- $T_t^h$  – Zbiór zawierający chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t - 1$  h i nie późniejsze niż chwila  $t$

#### 7.2.5 Ograniczenia dotyczące minimalnej liczby pracujących $JG_{W1}$ w zakładzie wytwarzania energii

- (1) Ograniczenia dotyczące minimalnej liczby pracujących  $JG_{W1}$  w zakładzie wytwarzania energii mają na celu zapewnienie, że dla danej grupy  $JG_{W1}$  należących do tego samego zakładu wytwarzania energii w danej chwili pracuje co najmniej określona minimalna liczba  $JG_{W1}$  lub liczba  $JG_{W1}$ , dla których w PPZ dla danej chwili stan  $JG_{W1}$  jest równy  $P$  i grafik obciążenia jest dodatni. Ograniczenia te mają następującą postać:

$$\begin{aligned} & \sum_{j \in J_{W1}^{MinLGen}(z)} (on_{jt}^{Gen} - zu_{jt}^{Gen}) & (Z.7.109) \\ & \geq \min(LJ_{zt}^{MinLGen}, \sum_{j \in J_{W1}^{MinLGen}(z)} SP_{jt}^{GO}) \\ & \forall z \in ZJ_{W1}^{MinLGen}, t \in T_1 \cap T^{MinLGen}(z) \end{aligned}$$

### 7.3 Dodatkowe ograniczenia JG<sub>M1</sub>

- (1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane następujące dodatkowe ograniczenia JG<sub>M1</sub>:
  - (1.1) Ograniczenia dotyczące wykorzystania magazynu OSP związanego z JG<sub>M1</sub>;
  - (1.2) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy JG<sub>M1</sub>;
  - (1.3) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu postoju JG<sub>M1</sub>;
  - (1.4) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby uruchomień JG<sub>M1</sub> w dobie;
  - (1.5) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień JG<sub>M1</sub> w ESP;
  - (1.6) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych odstawień JG<sub>M1</sub> w ESP;
  - (1.7) Ograniczenia dotyczące kierunków pracy JG<sub>M1</sub> w ESP;
  - (1.8) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG<sub>M1</sub> w ESP.

#### 7.3.1 Ograniczenia dotyczące wykorzystania magazynu OSP związanego z JG<sub>M1</sub>

- (1) Ograniczenia dotyczące wykorzystania magazynu OSP związanego z JG<sub>M1</sub> mają na celu zapewnienie, że zmiana mocy obciążenia JG<sub>M1</sub> względem grafiku obciążenia z PPZ odbywa się w ramach magazynu OSP zdefiniowanego w PPZ przez ZPDO oraz potencjały dostawy i odbioru. Ograniczenia te mają następującą postać:
  - (1.1) Ograniczenia wiążące potencjały pozostałe do wykorzystania przez OSP z potencjałami wykorzystanymi przez OSP:

$$\begin{aligned} E_{st}^{PD} &= E_{st}^{Dmax} + E_{s,t-\Delta t}^{PD} \cdot (1 - ZPDO_{st}) - \sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{WD} - E_{jt}^{WO}) & (Z.7.110) \\ & \forall s \in S_{M1}, t \in T_1 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E_{st}^{PO} &= E_{st}^{Omax} + E_{s,t-\Delta t}^{PO} \cdot (1 - ZPDO_{st}) - \sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{WO} - E_{jt}^{WD}) & (Z.7.111) \\ & \forall s \in S_{M1}, t \in T_1 \end{aligned}$$

- (1.2) Ograniczenia uniemożliwiające wykorzystanie magazynu OSP w okresie gdy potencjały dostawy i odbioru są zerowe:

$$\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{WD} - E_{jt}^{WO}) = 0 \quad (Z.7.112)$$

$$\forall s \in S_{M1}, t \in T_1: \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{DMax} = 0 \wedge \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{OMax} = 0$$

- (1.3) Ograniczenia wiążące potencjały wykorzystane przez OSP ze zmianą stanu naładowania danego MEE albo ESP wynikającą ze zmiany mocy obciążenia JG<sub>M1</sub> związanych z danym MEE albo ESP względem ich grafiku obciążenia z PPZ:

$$\sum_{j \in J_M(s)} (E_{jt}^{WD} - E_{jt}^{WO}) = \sum_{j \in J_M(s)} (\Delta S_{jt}^{GO} - \Delta S_{jt}^{BPP}) \quad \forall s \in S_{M1}, t \in T_1 \quad (Z.7.113)$$

- (1.4) Ograniczenia określające wielkość zmiany stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG<sub>M1</sub> w zależności od ZWP, stanu JG<sub>M1</sub> i mocy obciążenia JG<sub>M1</sub>:

$$\Delta S_{jt}^{BPP} = \Delta S_{jt}^{GO} \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{j,t-\Delta t} = 1 \wedge ZWP_{jt} = 1 \quad (Z.7.114)$$

$$on_{jt}^{Gen} = 0 \wedge on_{jt}^{Pob} = 0 \Rightarrow \Delta S_{jt}^{BPP} = 0 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0 \quad (Z.7.115)$$

$$on_{jt}^{Gen} = 1 \vee on_{jt}^{Pob} = 1 \Rightarrow \Delta S_{jt}^{BPP} = \left( -\frac{P_{jt}^{Gen} + P_{j,t-\Delta t}^{Gen}}{2} + \frac{(P_{jt}^{Pob} + P_{j,t-\Delta t}^{Pob}) \cdot \eta_s}{2} \right) \cdot \Delta t \quad (Z.7.116)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

$$\Delta S_{jt}^{BPP} = \left( -\frac{P_{jt}^{Gen} + P_{j,t-\Delta t}^{Gen}}{2} + \frac{(P_{jt}^{Pob} + P_{j,t-\Delta t}^{Pob}) \cdot \eta_s}{2} \right) \cdot \Delta t \quad (Z.7.117)$$

$$\forall s \in S_{M1}, j \in J_M(s), t \in T_1: (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \wedge ZWP_{jt} = 1) \vee (ZWP_{jt} = 2)$$

### 7.3.2 Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy JG<sub>M1</sub>

- (1) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pracy JG<sub>M1</sub> mają na celu uniemożliwienie odstawienia JG<sub>M1</sub> z pracy w kierunku generacji albo poboru przed upływem określonego czasu od chwili zakończenia jej uruchomienia, z wyjątkiem przypadku pracy wymuszonej, określenia krótszego czasu pracy w PPZ lub konieczności przerwania pracy po uruchomieniu zakończonym w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji ze względu na niedyspozycyjność JG<sub>M1</sub>. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku generacji zakończonymi w chwili objętej horyzontem optymalizacji:

$$zu_{jt}^{Gen} \cdot LT_{jt}^{TPGen} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{TPGen}} on_{jt'}^{Gen} \quad (Z.7.118)$$

$$\forall j \in J_{M1}: LT_{jt}^{TPGen} > 0, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

gdzie:

$T_{jt}^{TPGen}$

- Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$ , następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:

- Chwila  $t + TP_j^{Gen}$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{M1} j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0, ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{M1} j$  do pracy w kierunku generacji i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$

$LT_{jt}^{TPGen}$

- Liczba chwil należących do zbioru  $T_{jt}^{TPGen}$  [-]

- (1.2) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku generacji zakończonymi w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji:

$$on_{jt}^{Gen} = 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_{jt_0}^{TPGen} \quad (Z.7.119)$$

gdzie:

$T_{jt_0}^{TPGen}$

- Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS ostatnie nieobjęte horyzontem optymalizacji zakończenie uruchamiania do pracy w kierunku generacji zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TP_j^{Gen}$ : zbiór kolejnych chwil należących do zbioru  $T_1$  i nie późniejszych niż:

- Chwila  $t + TP_j^{Gen}$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej  $JG_{M1} j$  z niezerową mocą generacji, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0, ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} > 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia  $JG_{M1} j$  do pracy w kierunku generacji i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{GenMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego w okresie  $(t_0 - TP_j^{Gen}, t_0)$  zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku generacji: zbiór pusty



(1.3) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku poboru zakończonymi w chwili objętej horyzontem optymalizacji:

$$z_{jt}^{Pob} \cdot LT_{jt}^{TPPob} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{TPPob}} on_{jt'}^{Pob} \quad (Z.7.120)$$

$$\forall j \in J_{M1}: LT_{jt}^{TPPob} > 0, t \in T_1: ZWP_{jt} = 0$$

gdzie:

$T_{jt}^{TPPob}$

– Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:

- Chwila  $t + TP_j^{Pob}$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG $_{M1}$   $j$  z niezerową mocą poboru, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} < 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG $_{M1}$   $j$  do pracy w kierunku poboru i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$

$LT_{jt}^{TPPob}$

– Liczba chwil należących do zbioru  $T_{jt}^{TPPob}$  [-]

(1.4) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku poboru zakończonymi w chwili nieobjętej horyzontem optymalizacji:

$$on_{jt}^{Pob} = 1 \quad \forall j \in J_{M1}, t \in T_{jt_0}^{TPPob} \quad (Z.7.121)$$

gdzie:

$T_{jt_0}^{TPPob}$

– Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS ostatnie nieobjęte horyzontem optymalizacji zakończenie uruchamiania do pracy w kierunku poboru zaplanowano w chwili  $t > t_0 - TP_j^{Pob}$ : zbiór wszystkich chwil ze zbioru  $T_1$  nie późniejszych niż:

- Chwila  $t + TP_j^{Pob}$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$  zaplanowano w PPZ rozpoczęcie pracy wymuszonej JG $_{M1}$   $j$  z niezerową mocą poboru, tj.  $ZWP_{j,\tau-\Delta t} = 0$ ,  $ZWP_{j\tau} \neq 0$  i  $P_{j\tau}^{GO} < 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;
- W przypadku gdy dla chwili  $t' \geq t$  zaplanowano w PPZ zakończenie uruchomienia JG $_{M1}$   $j$  do pracy w kierunku poboru i dla chwili  $\tau > t'$   $P_{j\tau}^{GO} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ; oraz
- W przypadku gdy dla chwili  $\tau > t$   $P_{j\tau}^{PobMaxOD} = 0$ : chwila  $\tau - \Delta t$ ;

Dla JG  $j \in J_{M1}$ , dla której w PPS nie ma zaplanowanego w okresie  $(t_0 - TP_j^{Pob}, t_0)$  zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku poboru: zbiór pusty

### 7.3.3 Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu postoju JG<sub>M1</sub>

- (1) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu postoju JG<sub>M1</sub> mają na celu uniemożliwienie uruchomienia JG<sub>M1</sub> do pracy w kierunku generacji albo poboru przed upływem określonego czasu od ostatniej chwili, w której moc obciążenia danej JG<sub>M1</sub> jest różna od 0 MW lub ZWP jest równy 1. Ograniczenia te mają następującą postać:

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' \leq t + TPM_j} (zu_{jt'}^{Gen} + zu_{jt'}^{Pob}) \leq 1 - (on_{jt}^{Gen} + on_{jt}^{Pob}) \quad (Z.7.122)$$

$$\forall j \in J_{M1}: TPM_j > \Delta t, t \in T_j^{TPM}: ZWP_{jt} = 0$$

$$\sum_{t' \in T_1: t < t' \leq t + TPM_j} (zu_{jt'}^{Gen} + zu_{jt'}^{Pob}) = 0 \quad (Z.7.123)$$

$$\forall j \in J_{M1}: TPM_j > \Delta t, t \in T_j^{TPM}: ZWP_{jt} \neq 0$$

gdzie:

$T_j^{TPM}$  – Zbiór określony dla JG  $j \in J_{M1}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 - TPM_j$

### 7.3.4 Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby uruchomień JG<sub>M1</sub> w dobie

- (1) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby uruchomień JG<sub>M1</sub> w dobie mają na celu uniemożliwienie uruchomienia JG<sub>M1</sub> do pracy w kierunku generacji albo poboru w danej dobie więcej razy niż określona maksymalna liczba uruchomień odpowiednio w kierunku generacji albo poboru w dobie. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku generacji:

$$\sum_{t \in T_1} zu_{jt}^{Gen} \leq LU_j^{GenMax} \quad \forall j \in J_{M1} \quad (Z.7.124)$$

- (1.2) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku poboru:

$$\sum_{t \in T_1} zu_{jt}^{Pob} \leq LU_j^{PobMax} \quad \forall j \in J_{M1} \quad (Z.7.125)$$

### 7.3.5 Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień JG<sub>M1</sub> w ESP

- (1) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień JG<sub>M1</sub> w ESP mają na celu zapewnienie, że w danej chwili nie może zostać zakończonych więcej uruchomień JG<sub>M1</sub> związanych z daną ESP do pracy w kierunku generacji albo poboru niż określona maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień do pracy odpowiednio w kierunku generacji albo poboru. Ograniczenia te mają następującą postać:

- (1.1) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku generacji:

$$\sum_{j \in J_M(s)} zu_{jt}^{Gen} \leq LU_s^{GenMax} \quad \forall s \in S_{M1}^{ESP}, t \in T_1 \quad (Z.7.126)$$

(1.2) Ograniczenia związane z uruchomieniami do pracy w kierunku poboru:

$$\sum_{j \in J_M(s)} zu_{jt}^{Pob} \leq LU_s^{PobMax} \quad \forall s \in S_{M1}^{ESP}, t \in T_1 \quad (Z.7.127)$$

### 7.3.6 Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych odstawiń JG<sub>M1</sub> w ESP

(1) Ograniczenia dotyczące maksymalnej liczby jednoczesnych odstawiń JG<sub>M1</sub> w ESP mają na celu zapewnienie, że w danej chwili nie może zostać odstawionych, z powodu innego niż niedyspozycyjność JG<sub>M1</sub>, więcej JG<sub>M1</sub> związanych z daną ESP z pracy w kierunku generacji albo poboru niż określona maksymalna liczba jednoczesnych odstawiń z pracy odpowiednio w kierunku generacji albo poboru lub liczba JG<sub>M1</sub> związanych z daną ESP, dla których w PPZ zaplanowano w danej chwili odstawienie, inne niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością JG<sub>M1</sub>, z pracy odpowiednio w kierunku generacji albo poboru. Ograniczenia te mają następującą postać:

(1.1) Ograniczenia związane z odstawieniami z pracy w kierunku generacji:

$$\sum_{j \in J_M(s)} o_{jt}^{Gen} \cdot OA_{jt}^{GenPPS} \cdot ON_{jt}^{GenGO} \leq \max(O_s^{GenMax}; \sum_{j \in J_M(s)} O_{jt}^{GenGO}) \quad (Z.7.128)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, t \in T_1$$

(1.2) Ograniczenia związane z odstawieniami z pracy w kierunku poboru:

$$\sum_{j \in J_M(s)} o_{jt}^{Pob} \cdot OA_{jt}^{PobPPS} \cdot ON_{jt}^{PobGO} \leq \max(O_s^{PobMax}; \sum_{j \in J_M(s)} O_{jt}^{PobGO}) \quad (Z.7.129)$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}, t \in T_1$$

### 7.3.7 Ograniczenia dotyczące kierunków pracy JG<sub>M1</sub> w ESP

(1) Ograniczenia dotyczące kierunków pracy JG<sub>M1</sub> w ESP mają na celu uniemożliwienie jednoczesnego wystąpienia niezerowej mocy generacji i poboru wśród JG<sub>M1</sub> związanych z daną ESP i mają następującą postać:

$$on_{jt}^{Pob} \cdot \sum_{i \in J_M(s)} (1) \leq \sum_{i \in J_M(s)} (1 - on_{it}^{Gen}) \quad \forall s \in S_{M1}^{ESP}, j \in J_M(s), t \in T_1 \quad (Z.7.130)$$

### 7.3.8 Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG<sub>M1</sub> w ESP

(1) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG<sub>M1</sub> w ESP mają na celu uniemożliwienie zmiany stanu JG<sub>M1</sub>, innej niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością JG<sub>M1</sub>, przed upływem czasu określonego jako parametr TZS tego ograniczenia od ostatniej zmiany stanu dowolnej JG<sub>M1</sub> związanej z daną ESP, z wyjątkiem: (i) przypadku gdy dla JG<sub>M1</sub>, dla której w PPS miała miejsce ostatnia zmiana stanu, w PPZ zaplanowano również zmianę stanu w tej samej lub późniejszej chwili  $t$  i w PPZ dla co najmniej jednej JG<sub>M1</sub> zaplanowano zmianę stanu w chwili  $\tau > t$  przed

upływem czasu TZS od ostatniej zmiany stanu w PPS, oraz (ii) przypadku gdy ostatnią zmianą stanu w PPS było odstawienie awaryjne  $JG_{M1}$  uruchomionej przed horyzontem optymalizacji i po tym odstawieniu awaryjnym zmiana stanu w PPS dla co najmniej jednej  $JG_{M1}$  miała miejsce przed upływem TZS w chwili  $\tau$ . W obu tych przypadkach zmiana stanu dla dowolnej  $JG_{M1}$  może nastąpić przed upływem TZS, ale nie wcześniej niż w chwili  $\tau$ .

- (2) Ograniczenia dotyczące minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów poszczególnych  $JG_{M1}$  w ESP mają następującą postać:

$$(z u_{jt}^{Gen} + z u_{jt}^{Pob} + o_{jt}^{Gen} + o_{jt}^{Pob}) \cdot L T_{jt}^{TZS} \cdot \sum_{i \in J_M(s)} (1) \quad (Z.7.131)$$

$$\leq \sum_{i \in J_M(s)} \left[ \sum_{t' \in T_{jt}^{TZS}} \left( 1 - z u_{it'}^{Gen} - z u_{it'}^{Pob} - o_{it'}^{Gen} \cdot O A_{jt'}^{GenPPS} - o_{it'}^{Pob} \cdot O A_{jt'}^{PobPPS} \right) \right]$$

$$\forall s \in S_{M1}^{ESP}: TZS_s > 0, j \in J_M(s), t \in T_s^{TZS}: ZWP_{jt} = 0$$

gdzie:

- $T_{jt}^{TZS}$  – Zbiór określony dla  $JG$   $j \in J_{M1}$  związanej z ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T_1$  następujące po chwili  $t$  i nie późniejsze niż:
- Chwila  $t + TZS_s$ ;
  - W przypadku gdy w chwili  $\tau \geq t$  zaplanowano w PPZ zmianę stanu  $JG_{M1}$   $j$ : ostatnia chwila następująca po chwili  $\tau$ , dla której w PPZ nie zaplanowano zmiany stanu żadnej  $JG_{M1}$  związanej z ESP  $s$ ; oraz
  - W przypadku gdy  $O A_{jt}^{GenPPS} = 0$  albo  $O A_{jt}^{PobPPS} = 0$ : ostatnia chwila następująca po chwili  $t$ , dla której w PPS nie zaplanowano zmiany stanu żadnej  $JG_{M1}$  związanej z ESP  $s$
- $T_s^{TZS}$  – Zbiór określony dla ESP  $s \in S_{M1}^{ESP}$  zawierający wszystkie chwile ze zbioru  $T$  następujące po chwili  $t_0 - TZS_s$
- $L T_{jt}^{TZS}$  – Liczba chwil należących do zbioru  $T_{jt}^{TZS}$  [-]

## 7.4 Dodatkowe ograniczenia $JG_{M2}$

- (1) W algorytmach optymalizacji są uwzględniane dodatkowe ograniczenia  $JG_{M2}$  dotyczące wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru  $JG_{M2}$ .
- (2) Ograniczenia dotyczące wykorzystania potencjałów dostawy i odbioru  $JG_{M2}$  mają na celu zapewnienie, że zmiana mocy obciążenia  $JG_{M2}$  względem grafiku obciążenia z PPZ odbywa się w ramach potencjałów dostawy i odbioru zdefiniowanych w PPZ. Ograniczenia te mają następującą postać:
- (2.1) Ograniczenia wiążące potencjały pozostałe do wykorzystania przez OSP z potencjałami wykorzystanymi przez OSP:

$$E_{st}^{PD} = E_{st}^{DMax} + E_{s,t-\Delta t}^{PD} \cdot H_{t-\Delta t} - \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{WD} \quad \forall s \in S_{M2}, t \in T_1 \quad (Z.7.132)$$

$$E_{st}^{PO} = E_{st}^{OMax} + E_{s,t-\Delta t}^{PO} \cdot H_{t-\Delta t} - \sum_{j \in J_M(s)} E_{jt}^{WO} \quad \forall s \in S_{M2}, t \in T_1 \quad (Z.7.133)$$

gdzie:

$H_t$  – Parametr określający czy w chwili  $t$  kończy się godzina zegarowa [-];

Wartość parametru  $H_t$  jest równa:

- 0, jeżeli w chwili  $t$  kończy się godzina zegarowa; albo
- 1, w przeciwnym przypadku

(2.2) Ograniczenia wiążące potencjały wykorzystane przez OSP ze zmianą mocy obciążenia  $JG_{M2}$  względem grafiku obciążenia z PPZ:

$$E_{jt}^{WD} - E_{jt}^{WO} = \frac{P_{jt} + P_{j,t-\Delta t}}{2} \cdot \Delta t - \frac{P_{jt}^{GO} + P_{j,t-\Delta t}^{GO}}{2} \cdot \Delta t \quad (Z.7.134)$$

$$\forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} = D^G \vee ZUB_{jt} = D^G$$

$$E_{jt}^{WD} - E_{jt}^{WO} = \left( \frac{P_{jt} + P_{j,t-\Delta t}}{2} \cdot \Delta t - \frac{P_{jt}^{GO} + P_{j,t-\Delta t}^{GO}}{2} \cdot \Delta t \right) \cdot \eta_s \quad (Z.7.135)$$

$$\forall s \in S_{M2}, j \in J_M(s), t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} = D^P \vee ZUB_{jt} = D^P$$

$$E_{jt}^{WD} = E_{jt}^{WO} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{j,t-\Delta t} = N \wedge ZUB_{jt} = N \quad (Z.7.136)$$

## **ZAŁĄCZNIK NR 2**

# **ZASADY KWALIFIKACJI DOSTAWCY USŁUG BILANSUJĄCYCH**

<b>1</b>	<b>STOSOWANE SKRÓTY I DEFINICJE POJĘĆ .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ZAKRES PODMIOTOWY I PRZEDMIOTOWY .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>UWARUNKOWANIA FORMALNE I TECHNICZNE.....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>WYMAGANIA DLA ZASOBU LUB GRUPY ZASOBÓW DOTYCZĄCE ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH.....</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>TESTY SPRAWDZAJĄCE UKŁADU REGULACJI MOCY CZYNNEJ DOTYCZĄCE ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH.....</b>	<b>11</b>
<b>6</b>	<b>SYSTEMY ZDALNEGO STEROWANIA ORAZ SYSTEMY WYMIANY INFORMACJI HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH .....</b>	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>PROCES KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH .....</b>	<b>15</b>
7.1	TRYB WYMIANY DOKUMENTÓW I INFORMACJI .....	15
7.2	ETAPY PROCESU KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH .....	15
7.3	ZMIANA DUB W ODNIESIENIU DO ZASOBU LUB GRUPY ZASOBÓW .....	20
<b>8</b>	<b>UTRATA WAŻNOŚCI KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH.....</b>	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>ODNOWIENIE KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH W ZAKRESIE MOCY BILANSUJĄCYCH .....</b>	<b>26</b>
<b>10</b>	<b>POSTANOWIENIA KOŃCOWE .....</b>	<b>27</b>
<b>11</b>	<b>WZORY DOKUMENTÓW .....</b>	<b>29</b>

## 1 STOSOWANE SKRÓTY I DEFINICJE POJĘĆ

Dla celów niniejszego załącznika nr 2 Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących mają zastosowanie definicje i skróty zawarte w Warunkach Dotyczących Bilansowania (zwanym dalej WDB), w aktach prawnych i dokumentach powołanych w pkt 3 oraz następujące skróty i definicje pojęć:

- czas pełnej aktywacji (FAT) – czas pełnej aktywacji w rozumieniu art. 2 pkt 30 rozporządzenia 2017/2195, tj. okres między wysłaniem polecenia aktywacji przez OSP przyłączającego w przypadku modelu OSP-OSP lub przez OSP zamawiającego usługi w przypadku modelu OSP-DUB a odpowiadającą mu pełną aktywacją powiązanego produktu
- kod zasobu – kod odpowiednio: MWE, MEE, instalacji odbiorczej lub jednostki odbiorczej nadany w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych do bazy danych OSP
- LFC – system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ang. load frequency control), składający się z węzła centralnego (WC LFC) wysyłającego sygnały sterujące zmiany mocy czynnej JG oraz z węzłów lokalnych (WL LFC) lub węzłów wyniesionych (WW LFC) odbierających sygnały sterujące z WC LFC
- LFC węzeł lokalny (WL LFC) – infrastruktura teleinformatyczna, przypisana do danego ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej, umożliwiająca JG utworzonej z zasobów danego ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej połączenie i komunikację z węzłem centralnym LFC
- LFC węzeł wyniesiony (WW LFC) – infrastruktura teleinformatyczna, nieprzypisana do ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej, umożliwiająca JG utworzonej z zasobów zlokalizowanych w różnych ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej połączenie i komunikację z węzłem centralnym LFC
- podmiot reprezentujący zasób – właściciel zasobu lub grupy zasobów albo podmiot umocowany przez właściciela lub właścicieli zasobów, który planuje jako DUB świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub grupy zasobów
- portal rynku energii i usług (PREU) – portal służący do wymiany informacji rynkowych z OSP pomiędzy operatorami rynku a OSP
- protokół z testów – dokument zawierający wyniki testów sprawdzających lub testów zgodności, podpisywany przez przedstawicieli stron uczestniczących w teście, oceniający zdolność techniczną zasobu lub grupy zasobów do świadczenia usług bilansujących



## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

SOWE węzeł lokalny (WL SOWE)	– infrastruktura teleinformatyczna, zlokalizowana w danym ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej, umożliwiająca wymianę informacji ruchowych i planistycznych dotyczących JG utworzonych z zasobów stanowiących dane ZWE, MEE lub instalację odbiorczą
SOWE węzeł zdalny (WZ SOWE)	– infrastruktura teleinformatyczna, niezlokalizowana w danym ZWE, MEE lub instalacji odbiorczej, umożliwiająca wymianę informacji ruchowych i planistycznych dotyczących JG utworzonych z zasobów stanowiących dane ZWE, MEE lub instalację odbiorczą
system operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących (SOWE)	– system do wymiany informacji ruchowych i planistycznych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi DUB, składający się z węzła centralnego oraz węzłów lokalnych lub węzłów zdalnych
system wymiany informacji o rynku energii (WIRE)	– system teleinformatyczny dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych rynku bilansującego pomiędzy operatorami rynku a OSP
test sprawdzający	– test potwierdzający zdolność techniczną układu regulacji mocy czynnej do świadczenia usług bilansujących
test zgodności	– test potwierdzający zdolność techniczną MWE, o którym mowa w rozdziałach w 2, 3 i 4 w tytule IV rozporządzenia 2016/631 lub test potwierdzający zdolność techniczną jednostki odbiorczej, o którym mowa w rozdziale 2 tytułu IV rozporządzenia 2016/1388
układ regulacji mocy czynnej	– układ realizujący automatycznie zadane wartości obciążenia bazowego sygnałem BPP albo $\Delta P$ lub aktywujący poszczególne rezerwy mocy czynnej
wymogi ogólnego stosowania	– odpowiednio wymogi ogólnego stosowania opracowane na podstawie art. 7 ust.1 rozporządzenia 2016/631 lub wymogi ogólnego stosowania opracowane na podstawie art. 6 ust.1 rozporządzenia 2016/1388

## 2 ZAKRES PODMIOTOWY I PRZEDMIOTOWY

- (1) Niniejszy załącznik nr 2 Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących (zwany dalej załącznikiem nr 2), stanowi integralną część WDB i określa zasady dotyczące kwalifikacji DUB do świadczenia usług bilansujących. Proces kwalifikacji DUB jest prowadzony przez OSP w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów jakie mają tworzyć JG. OSP rozpoczyna proces kwalifikacji DUB po otrzymaniu od podmiotu reprezentującego zasób Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (zwanego dalej Wnioskiem). Podmiot reprezentujący zasób składa Wniosek, jeżeli planuje świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów albo ma obowiązek świadczenia usług bilansujących w przypadku zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego.
- (2) Załącznik nr 2 określa etapy procesu kwalifikacji, wymagania dotyczące zapewnienia systemów zdalnego sterowania i wymiany informacji oraz sposoby weryfikacji zdolności technicznych zasobu lub grupy zasobów wymagane do utworzenia JG, poprzez którą podmiot reprezentujący zasób, jako DUB, będzie mógł świadczyć usługi bilansujące w zakresie:
  - (2.1) Energii bilansującej;  
oraz w zależności od zdolności technicznych zasobu lub grupy zasobów;
  - (2.2) Mocy bilansujących:
    - (a) FCR, osobno w górę ( $FCR^G$ ) i w dół ( $FCR^D$ ); lub
    - (b) aFRR, osobno w górę ( $aFRR^G$ ) i w dół ( $aFRR^D$ ); lub
    - (c) mFRRd, osobno w górę ( $mFRRd^G$ ) i w dół ( $mFRRd^D$ ); lub
    - (d) RR, osobno w górę ( $RR^G$ ) i w dół ( $RR^D$ ).
- (3) Rodzaje JG jakie mogą zostać utworzone z zasobu lub grupy zasobów określają WDB.
- (4) JG, z zastrzeżeniem postanowień pkt 10(1), jest tworzona po zakończeniu procesu kwalifikacji DUB z wynikiem pozytywnym w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów i zakresu usług bilansujących wskazanych w Potwierdzeniu zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.
- (5) Do świadczenia usług bilansujących wyłącznie w zakresie energii bilansującej poprzez zasób lub grupę zasobów tworzących JG wymagane jest zakończenie z wynikiem pozytywnym procesu kwalifikacji dla przedmiotowej JG w zakresie energii bilansującej w odniesieniu do tego zasobu lub tej grupy zasobów.
- (6) Do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów tworzących JG wymagane jest zakończenie z wynikiem pozytywnym procesu kwalifikacji w zakresie:
  - (6.1) Energii bilansującej w odniesieniu do tego zasobu lub tej grupy zasobów; oraz
  - (6.2) Mocy bilansujących, odpowiednio do planowanego zakresu świadczenia usług bilansujących poprzez ten zasób lub tę grupę zasobów.

- (7) Dla zasobu, mającego wejść w skład JG, musi zostać dokonane zgłoszenie danych rejestracyjnych zasobu do bazy danych OSP, zgodnie z IRiESP w zakresie rejestracji zasobów, przez właściciela zasobu przyłączonego do sieci przesyłowej lub właściwego OSDp, do sieci którego zasób jest przyłączony, albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony. Obowiązek zgłoszenia dotyczy także MWE typu A w rozumieniu rozporządzenia 2016/631, instalacji odbiorczych lub jednostek odbiorczych oraz MEE w przypadku, gdy mają one wejść w skład JG.
- (8) Dla jednostki odbiorczej, mającej wejść w skład JG, musi zostać dokonane zgłoszenie danych rejestracyjnych zasobu do bazy danych OSP wraz z instalacją odbiorczą, której stanowi część. W przypadku, gdy dana jednostka odbiorcza mająca wejść w skład JG jest częścią instalacji odbiorczej już zgłoszonej do bazy danych OSP, po dokonaniu zgłoszenia danych rejestracyjnych zostanie ona w bazie danych wydzielona z tej instalacji odbiorczej przez OSP i zostanie jej nadany kod zasobu.
- (9) Instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza po zakończeniu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących z wynikiem pozytywnym uzyskuje status SO.
- (10) Rozpoczęcie świadczenia usług bilansujących może nastąpić nie wcześniej niż po zakończeniu procesu przyłączania zasobu do sieci, zgodnie z odrębnymi regulacjami.
- (11) W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci OSD, zgodnie z art. 182 rozporządzenia 2017/1485 oraz § 20 ust. 7 pkt 2 rozporządzenia systemowego, właściwy OSDp, do sieci którego zasób jest przyłączony albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG.

### 3 UWARUNKOWANIA FORMALNE I TECHNICZNE

- (1) Zasób lub grupa zasobów tworzących JG, odpowiednio do świadczonych usług bilansujących, poza wymaganiami określonymi w załączniku nr 2 i WDB, powinny spełniać wymagania techniczne określone w obowiązujących aktach prawnych i dokumentach, w szczególności określone w:
  - (1.1) Rozporządzeniu 2017/1485 wraz z opracowanymi na jego podstawie TCM dotyczącymi FCR, FRR oraz RR;
  - (1.2) Rozporządzeniu 2017/2195 wraz z opracowanymi na jego podstawie TCM dotyczącymi energii bilansującej i FCR, FRR oraz RR;
  - (1.3) Rozporządzeniu 2016/631 wraz z opracowanymi na jego podstawie wymogami ogólnego stosowania – wymagania techniczne MWE w zakresie zdolności do świadczenia FCR, FRR i RR;
  - (1.4) Rozporządzeniu 2016/1388 wraz z opracowanymi na jego podstawie wymogami ogólnego stosowania – w zakresie zdolności do świadczenia rezerw mocy świadczonych przez jednostki odbiorcze;
  - (1.5) Rozporządzeniu systemowym;
  - (1.6) Rozporządzeniu pomiarowym;
  - (1.7) IRiESP.

#### 4 WYMAGANIA DLA ZASOBU LUB GRUPY ZASOBÓW DOTYCZĄCE ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

- (1) Świadczenie usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów tworzących JG wymaga:
  - (1.1) Posiadania zdolności do otrzymywania i realizacji obciążenia bazowego zadawanego poprzez sygnał BPP (wartość bezwzględna obciążenia) albo poprzez sygnał  $\Delta P$  w przypadku, gdy zasób lub grupa zasobów ma tworzyć JGz; oraz
  - (1.2) Instalacji systemów zdalnego sterowania oraz systemów wymiany informacji handlowych i technicznych niezbędnych do świadczenia usług bilansujących lub zapewnienie dostępu do tych systemów zgodnie z tabelą 1.
- (2) Zasób lub grupa zasobów tworzących JG powinny być wyposażone, odpowiednio do rodzaju zasobu i rodzaju JG, w układ regulacji mocy czynnej spełniający wymagania IRiESP oraz wymagania rozporządzenia 2016/631 albo rozporządzenia 2016/1388. Zależnie od rodzaju świadczonych usług bilansujących, układ regulacji mocy czynnej powinien umożliwiać:
  - (2.1) W ramach świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej lub mocy bilansujących RR:
    - (a) Realizację zadanych wartości obciążenia bazowego poprzez sygnał BPP; albo
    - (b) Realizację zadanych wartości obciążenia bazowego poprzez sygnał  $\Delta P$ .
  - (2.2) W ramach świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących, odpowiednio dla poszczególnych typów mocy bilansujących, aktywację:
    - (a) FCR;
    - (b) aFRR;
    - (c) mFRRd.
- (3) Zasób lub grupa zasobów tworzących JG stanowi jeden obiekt regulacyjny w odniesieniu do wyżej wymienionych wymagań regulacji mocy czynnej.
- (4) Każdy zasób, w tym MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, tworzący JG ma być wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy spełniający wymagania określone w rozporządzeniu pomiarowym, w zakresie dotyczącym licznika zdalnego odczytu, w tym umożliwiający automatyczną rejestrację danych pomiarowych w okresach zgodnych z okresem rozliczania energii bilansującej oraz pozyskiwanie ich przez operatora systemu elektroenergetycznego do systemu zdalnego odczytu w trybie dobowym.
- (5) Układ regulacji mocy czynnej ma umożliwiać jednoczesne świadczenie usług bilansujących w zakresie energii bilansującej i mocy bilansujących zgłoszonych do kwalifikacji, przy spełnieniu wymagań jakościowych dla każdej z rezerw mocy w ramach świadczonych usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących.

- (6) Wartość kwalifikowanej rezerwy  $RR^D$  albo  $RR^G$  nie może być większa niż:
- (6.1) Wielkość zmiany obciążenia bazowego z maksymalnym gradientem odpowiednio redukcji albo naboru mocy poprzez sygnał BPP; albo
  - (6.2) Wielkość zmiany obciążenia bazowego z maksymalnym gradientem odpowiednio redukcji albo naboru mocy poprzez sygnał  $\Delta P$ ;
- w czasie 30 minut, o którym mowa w pkt (7.2.d).
- (7) Wymagania dotyczące sposobu aktywacji usług bilansujących:
- (7.1) Energia bilansująca – aktywowana poprzez zmianę obciążenia bazowego poprzez sygnał BPP albo sygnał  $\Delta P$ , zgodnie z planem PKD, BPKD-DB lub BPKD-CR;
  - (7.2) Moce bilansujące:
    - (a) FCR – aktywowana automatycznie, na podstawie lokalnego pomiaru częstotliwości, z czasem pełnej aktywacji do 30 sekund ( $FAT \leq 30$  s);
    - (b) aFRR – aktywowana automatycznie, w sposób zdalny z wykorzystaniem systemu LFC, z czasem pełnej aktywacji do 5 minut ( $FAT \leq 5$  min);
    - (c) mFRRd – aktywowana nieautomatycznie przez OSP, w sposób zdalny, bezpośredni, z czasem pełnej aktywacji do 12,5 minuty ( $FAT \leq 12,5$  min);
    - (d) RR – aktywowana poprzez zmianę obciążenia bazowego poprzez sygnał BPP albo sygnał  $\Delta P$ , z czasem pełnej aktywacji do 30 minut ( $FAT \leq 30$  min).
- (8) Dla  $JG_M$  kwalifikacja do świadczenia usług bilansujących dotyczy osobno kierunku generacji i kierunku poboru.
- (9) Dla  $JG_Z$  estymata ma być wyznaczana na podstawie estymat cząstkowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wchodzących w skład  $JG_Z$ . W przypadku  $JG_Z$ , w skład której wchodzi MEE, w estymacie nie uwzględnia się mocy generacji lub poboru MEE.
- (10) Należy zapewnić płynne świadczenie usług bilansujących:
- (10.1) Dla  $JG_A$  w zakresie od mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku poboru do mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku generacji;
  - (10.2) Dla  $JG_M$  w zakresie od mocy minimalnej kwalifikowanej do mocy maksymalnej kwalifikowanej odpowiednio w kierunku generacji i poboru;
  - (10.3) Dla pozostałych  $JG$  w zakresie od mocy minimalnej kwalifikowanej do mocy maksymalnej kwalifikowanej.
- (11) Kwalifikacja do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących FCR, aFRR i RR jest prowadzona w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów tworzących  $JG$  w zakresie mocy nie większej niż:
- (11.1) Różnica mocy maksymalnej kwalifikowanej i mocy minimalnej kwalifikowanej w przypadku  $JG$  innych niż  $JG_A$ ; lub

- (11.2) Suma mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku poboru i mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku generacji w przypadku  $JG_A$ .
- (12) Kwalifikacja do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących mFRRd jest prowadzona w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów tworzących JG w zakresie mocy nie większej niż różnica mocy maksymalnej kwalifikowanej i mocy minimalnej kwalifikowanej, z zastrzeżeniem że:
- (12.1) W przypadku  $JG_{M1}$ , gdy dla danego kierunku możliwe jest osiągnięcie mocy minimalnej kwalifikowanej ze stanu „postój” w czasie do 12,5 min oraz odstawienie ze stanu „praca” w czasie do 12,5 min, usługa mFRRd może być świadczona ze stanu „postój” oraz „praca” do stanu „postój”. W takim przypadku, kwalifikowany zakres mocy jest nie większy niż moc maksymalna kwalifikowana dla tego kierunku;
- albo
- (12.2) W przypadku  $JG_A$ , kwalifikowany zakres mocy jest nie większy niż suma mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku poboru i mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku generacji.
- (13) Na poziomie układu regulacji mocy czynnej należy zapewnić możliwość załączenia i zmiany zakresu rezerwy mocy na zasobie lub grupie zasobów tworzących JG w całym zakresie kwalifikowanej rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy (nastawialny zakres regulacji).
- (14) Należy zachować zdolność do ciągłej aktywacji poszczególnych mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd, RR w całym paśmie dopuszczalnych obciążeń zasobu lub grupy zasobów tworzących JG w zakresie:
- (14.1) Od mocy minimalnej kwalifikowanej do mocy maksymalnej kwalifikowanej JG;
- (14.2) Od mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku poboru do mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku generacji w przypadku  $JG_A$ .

W przypadku  $JG_{M1}$  spełniającej wymagania dotyczące osiągnięcia mocy minimalnej kwalifikowanej ze stanu „postój” oraz ze stanu „praca” do stanu „postój” w czasie do 12,5 min, zgodnie z pkt (12.1), zakres mFRRd obejmuje moce poniżej mocy minimalnej kwalifikowanej  $JG_{M1}$  przy czym nie jest wymagana zdolność do aktywacji mFRRd z obciążeniem  $JG_{M1}$  poniżej mocy minimalnej kwalifikowanej.

## 5 TESTY SPRAWDZAJĄCE UKŁADU REGULACJI MOCY CZYNNEJ DOTYCZĄCE ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

- (1) Na potrzeby potwierdzenia technicznych zdolności świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów tworzących JG należy przeprowadzić, odpowiednio do rodzaju JG i zakresu usług bilansujących, które będą świadczone poprzez JG, testy sprawdzające układu regulacji mocy czynnej, zgodnie ze standardami i z procedurami opublikowanymi na stronie internetowej OSP, w zakresie:
  - (1.1) Energii bilansującej;
  - (1.2) Mocy bilansujących:
    - (a) FCR, osobno w górę i osobno w dół;
    - (b) aFRR, osobno w górę i osobno w dół;
    - (c) mFRRd, osobno w górę i osobno w dół;
    - (d) RR, osobno w górę i osobno w dół.
- (2) Jeżeli nie wprowadzono żadnych zmian do układu regulacji mocy czynnej w okresie od ostatnich testów sprawdzających układ regulacji mocy czynnej, to protokół z tych testów może być wykorzystany w procesie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w okresie 60 miesięcy od daty przeprowadzenia przedmiotowych testów. Postanowienia niniejszego punktu nie mają zastosowania w przypadkach określonych w pkt 8(2).
- (3) Dla JG, która ma być utworzona z zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci przesyłowej, podmiot reprezentujący zasób zobowiązany jest poinformować OSP o planowanych testach sprawdzających oraz przeprowadzić je w uzgodnieniu z OSP, przy zapewnieniu możliwości udziału przedstawicieli OSP.
- (4) Dla JG, która ma być utworzona z zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej, podmiot reprezentujący zasób zobowiązany jest poinformować OSP i właściwego lub właściwych OSD o planowanej realizacji testów sprawdzających. Testy te mają być realizowane w uzgodnieniu z OSP, przy zapewnieniu możliwości udziału przedstawicieli OSP i właściwego lub właściwych OSD.
- (5) Program i termin wykonania testów sprawdzających podmiot reprezentujący zasób ma obowiązek uzgodnić z OSP. Uwagi do przedstawionego programu testów oraz proponowanego terminu ich wykonania OSP każdorazowo przekazuje do podmiotu reprezentującego zasób w terminie 24 dni roboczych od jego otrzymania.
- (6) Testy sprawdzające układ regulacji mocy czynnej nie muszą być przeprowadzone w przypadku określonym w pkt (2), a także gdy JG ma być utworzona z zasobu stanowiącego pojedynczy MWE, jeżeli:
  - (6.1) Zgłoszone parametry techniczne JG zawarte we Wniosku są zgodne z parametrami technicznymi potwierdzonymi w ramach testów zgodności; oraz



- (6.2) Zdolność do regulacji mocy czynnej została sprawdzona na etapie testów zgodności na podstawie rozporządzenia 2016/631 zgodnie ze standardami i z procedurami opublikowanymi na stronie internetowej OSP, w ramach procesu przyłączania MWE do sieci i protokół z testów został sporządzony w okresie 60 miesięcy przed dniem złożenia Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.
- (7) W przypadku gdy JGo ma być utworzona z zasobu stanowiącego jednostkę odbiorczą przyłączoną do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV, wówczas zakres testów sprawdzających układ regulacji mocy czynnej uwzględnia zakres i wyniki testów zgodności, które zostały zrealizowane w ramach uzyskania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie dotyczącego jednostki odbiorczej wykorzystywanej do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania, zgodnie z procedurami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1388.

W takim przypadku podmiot reprezentujący zasób musi dostarczyć pozwolenie pn. *Ostateczne pozwolenie na użytkowanie (FON) dotyczące jednostki odbiorczej w ramach instalacji odbiorczej lub zamkniętego systemu dystrybucyjnego przyłączonych pod napięciem powyżej 1 000 V*, które nie utraciło ważności.

Jeżeli ww. pozwolenie zostało wydane przez OSD, to należy do niego dołączyć kompletny *Dokument potwierdzający zdolność jednostki odbiorczej do regulacji zapotrzebowania DRUD*, na podstawie którego wydano ostateczne pozwolenie na użytkowanie dotyczące jednostki odbiorczej wykorzystywanej do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania.

Zakres testów sprawdzających układ regulacji mocy czynnej może uwzględniać zakres i wyniki testów zgodności jedynie w przypadku, gdy testy zgodności zostały przeprowadzone z wynikiem pozytywnym i protokół z testów został sporządzony w okresie 60 miesięcy przed dniem złożenia Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.

## 6 SYSTEMY ZDALNEGO STEROWANIA ORAZ SYSTEMY WYMIANY INFORMACJI HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH

- (1) W zależności od rodzaju JG i zakresu świadczonych usług bilansujących, wymagana jest instalacja i zapewnienie poprawnego działania systemów zdalnego sterowania oraz systemów wymiany informacji handlowych i technicznych niezbędnych do świadczenia usług bilansujących lub zapewnienie przez podmiot reprezentujący zasób dostępu do tych systemów, zgodnie z tabelą 1. Standardy techniczne poszczególnych systemów zdalnego sterowania oraz systemów wymiany informacji handlowych i technicznych, wyspecyfikowanych w tabeli oraz procedury przyłączania dotyczące tych systemów są opublikowane na stronie internetowej OSP.
- (2) Jeżeli operator rynku dysponujący JG posiada system WIRE, to jest on podstawowym kanałem przekazywania informacji rynkowych. Dotyczy to również sytuacji, gdy dla danego rodzaju JG system WIRE nie został wskazany w tabeli 1 jako wymagany system do przekazywania informacji rynkowych.
- (3) PREU jest podstawowym kanałem przekazywania informacji rynkowych wyłącznie w przypadku, gdy operator rynku dysponujący JG nie posiada systemu WIRE i dla danego rodzaju JG jest możliwe przekazywanie informacji rynkowych wyłącznie poprzez ten system. W przeciwnym przypadku PREU jest rezerwowym kanałem przekazywania informacji rynkowych, a systemem podstawowym jest WIRE.

**Tabela 1.** Systemy zdalnego sterowania oraz systemy wymiany informacji handlowych i technicznych.

Rodzaj JG	Czy JG jest utworzona z MWE posiadającego status JWCD?	Czy JG jest kwalifikowana do świadczenia usługi FCR, aFRR lub mFRRd?	Wymagane systemy do wymiany informacji ruchowych i planistycznych		Wymagane systemy do wymiany informacji rynkowych
			Rodzaj węzła LFC	Rodzaj węzła SOWE	
JG <sub>w1</sub>	TAK	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	WL	WL	WIRE i PREU
	NIE	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	-	WL	WIRE i PREU
JG <sub>w2</sub>	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	-	WL albo WZ	WIRE lub PREU
JG <sub>M1</sub>	TAK	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	WL	WL	WIRE i PREU
	NIE	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	-	WL	WIRE i PREU
JG <sub>M2</sub>	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	-	WL albo WZ	WIRE lub PREU

## OPERATOR SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

Rodzaj JG	Czy JG jest utworzona z MWE posiadającego status JWCD?	Czy JG jest kwalifikowana do świadczenia usługi FCR, aFRR lub mFRRd?	Wymagane systemy do wymiany informacji ruchowych i planistycznych		Wymagane systemy do wymiany informacji rynkowych
			Rodzaj węzła LFC	Rodzaj węzła SOWE	
JGo	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	-	WL albo WZ	WIRE lub PREU
JGz1	TAK	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE i PREU
	NIE	TAK	WL	WL	WIRE i PREU
		NIE	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE i PREU
JGz2	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
JGz3	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
JGA	-	TAK	WL albo WW	WL albo WZ	WIRE lub PREU
		NIE	-	WL albo WZ	WIRE lub PREU

## 7 PROCES KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

### 7.1 Tryb wymiany dokumentów i informacji

(1) Proces kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących prowadzony jest przez OSP w trybie określonym poniżej, przy czym wszystkie dokumenty i informacje, przekazywane pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w tym procesie, powinny być opatrzone kwalifikowanym podpisem elektronicznym osoby uprawnionej i być przekazywane za pomocą poczty elektronicznej (e-mail), odpowiednio:

(1.1) Do OSP – na adres poczty elektronicznej: kwalifikacja@pse.pl;

(1.2) Do podmiotu reprezentującego zasób – na adres poczty elektronicznej wskazany we Wniosku;

(1.3) Do OSDp (do sieci którego zasób jest przyłączony albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony) – na adres poczty elektronicznej wskazany w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp.

OSP przekazuje dokumenty i informacje z zastosowaniem zabezpieczeń kryptograficznych (szyfrowanie załączników) oraz przekazuje hasła do załączników poprzez SMS na numer telefonu wskazany odpowiednio we Wniosku albo w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp.

(2) W przypadku zmiany osoby upoważnionej lub zmiany pozostałych danych do kontaktu, wskazanych we Wniosku, informacja o tej zmianie powinna być niezwłocznie przekazana do OSP w formie elektronicznej opatrzonej kwalifikowanym podpisem elektronicznym osoby uprawnionej.

(3) Jeśli podmiot reprezentujący zasób nie jest wskazanym we Wniosku właścicielem zasobu, to wówczas wraz z Wnioskiem ma obowiązek przekazać Oświadczenie o umocowaniu DUB. Powołane Oświadczenie o umocowaniu DUB umożliwia:

(3.1) Korzystanie przez DUB z zasobu lub grupy zasobów w imieniu własnym i na własny rachunek w procesie kwalifikacji DUB dla tego zasobu lub grupy zasobów;

(3.2) Świadczenie przez DUB usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu lub grupy zasobów w imieniu własnym i na własny rachunek.

### 7.2 Etapy procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących

(1) Podmiot reprezentujący zasób przekazuje do OSP Wniosek, z zastrzeżeniem że dla każdego zasobu lub grupy zasobów mających utworzyć osobną JG należy wypełnić osobny Wniosek.

(2) OSP po otrzymaniu Wniosku:

(2.1) Nadaje znak sprawy będącej przedmiotem Wniosku, który będzie stosowany w całym procesie kwalifikacji rozpoczętym tym Wnioskiem, tj. we wszystkich

- dokumentach i informacjach przekazywanych pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w tym procesie;
- (2.2) Informuje podmiot reprezentujący zasób o nadaniu znaku sprawy będącej przedmiotem Wniosku;
- (2.3) Sprawdza czy Wniosek został sporządzony według wzoru i weryfikuje jego poprawność i kompletność.
- (3) W przypadku gdy Wniosek nie został sporządzony według wzoru lub jest niepoprawny lub niekompletny, OSP w terminie 2 tygodni od daty jego otrzymania wzywa do uzupełnienia Wniosku albo przekazania poprawnego i kompletnego Wniosku, wyznaczając termin 4 tygodni od dnia otrzymania wezwania, z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje uznanie Wniosku za wycofany, o czym OSP poinformuje podmiot reprezentujący zasób.
- (4) OSP w terminie do 8 tygodni od daty otrzymania poprawnego i kompletnego Wniosku dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:
- (4.1) Wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci przesyłowej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów;
- (4.2) Wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we Wniosku wymaga, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, koncesji albo wpisu do rejestru;
- (4.3) Zapewnienia układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami technicznymi;
- (4.4) Weryfikacji zgodności wskazanego we Wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu do bazy danych OSP;
- (4.5) Weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów wchodzących w skład JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.
- (5) W przypadku zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, OSP w ramach weryfikacji, o której mowa w pkt (4), przesyła Wniosek w terminie 2 tygodni od daty otrzymania kompletnego Wniosku, do OSDp, do którego sieci przyłączony jest dany zasób lub grupa zasobów albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób lub grupa zasobów jest przyłączona (zwany dalej właściwym OSDp), w celu weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez dany zasób lub grupę zasobów, a następnie:
- (5.1) Właściwy OSDp, we współpracy z OSDn, do którego sieci zasób lub grupa zasobów jest przyłączona, w przypadku, jeżeli realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla tego OSDn (zwany dalej właściwym OSDn) w terminie 4 tygodni od otrzymania od OSP Wniosku dokonuje weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów w zakresie:

- (a) Wielkości mocy wskazanych usług bilansujących, z prawem do ograniczenia wielkości mocy tych usług lub wyłączenia możliwości ich świadczenia przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej ze względów technicznych, uwzględniając położenie geograficzne zasobów;
- (b) Wskazanych koncesji lub wpisów do rejestru, jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu wskazanego we Wniosku wymaga, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, koncesji albo wpisu do rejestru;
- (c) Zapewnienia układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami technicznymi;
- (d) Weryfikacji zgodności wskazanego we Wniosku kodu zasobu z kodem nadanym w procesie zgłaszania danych rejestracyjnych zasobu w bazie danych OSP. W przypadku gdy nie dokonano zgłoszenia zasobu do bazy danych OSP, OSD, do którego sieci zasób jest przyłączony, ma obowiązek rozpocząć proces rejestracji tego zasobu;
- (e) Weryfikacji proponowanego składu JG w odniesieniu do miejsca przyłączenia poszczególnych zasobów mających tworzyć JG w zakresie spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy sieci.

Właściwy OSDp przekazuje do OSP oraz właściwego OSDn wynik weryfikacji.

W wyniku weryfikacji właściwy OSDp wskazuje, uwzględniając postanowienia art. 182 ust. 4 rozporządzenia 2017/1485, wielkości mocy, które mogą być kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci dystrybucyjnej, oraz wskazuje kody węzłów odwzorowania zasobu lub grupy zasobów w poszczególnych węzłach sieci dystrybucyjnej. Wielkości mocy przekazane przez właściwego OSDp, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą być niższe od wnioskowanych wielkości mocy kwalifikowanych lub możliwość świadczenia danej usługi bilansującej może zostać wyłączona. W takich przypadkach OSDp przekazuje analizę uzasadniającą wynik weryfikacji.

- (5.2) OSP na wniosek właściwego OSDp może wydłużyć czas weryfikacji przedmiotowego Wniosku przez właściwego OSDp, uwzględniając wymagane terminy weryfikacji Wniosku określone w pkt (4).
- (6) Po zakończeniu weryfikacji Wniosku OSP:
  - (6.1) W przypadku pozytywnej weryfikacji Wniosku wydaje Potwierdzenie przystąpienia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (zwane dalej Potwierdzeniem przystąpienia do kwalifikacji), zawierające identyfikator zasobu lub grupy zasobów, kod zasobu lub kody zasobów, dane techniczne i parametry mocowe usług bilansujących będących przedmiotem potwierdzenia dla wnioskowanej JG przyjęte do kwalifikacji oraz kod węzła lub kody węzłów odwzorowania i przesyła je do podmiotu reprezentującego zasób, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5).

- Jeżeli parametry kwalifikowane do świadczenia usług bilansujących w ww. potwierdzeniu są inne niż wskazane we Wniosku, OSP przesyła dodatkowo do podmiotu reprezentującego zasób uzasadnienie zmiany tych parametrów, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5);
- (6.2) W przypadku negatywnej weryfikacji Wniosku przesyła do podmiotu reprezentującego zasób informację o negatywnym wyniku rozpatrzenia tego wniosku wraz z uzasadnieniem, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5).
- (7) W przypadku pozytywnej weryfikacji, o której mowa w pkt (6.1), podmiot reprezentujący zasób, w terminie do 12 miesięcy od daty wydania Potwierdzenia przystąpienia do kwalifikacji, odpowiednio do zakresu usług bilansujących jakie ma świadczyć:
- (7.1) Dostosuje zasób lub grupę zasobów tworzących JG do wymagań w zakresie instalacji systemów zdalnego sterowania oraz zapewni dostęp do systemów wymiany informacji handlowych i technicznych niezbędnych do świadczenia usług bilansujących, zgodnie z tabelą 1 oraz przeprowadzi testy potwierdzające poprawną pracę tych systemów, w szczególności w zakresie:
- (a) Wymiany danych pomiędzy JG a WL LFC albo WW LFC;
- (b) Wymiany danych pomiędzy WL LFC albo WW LFC a WC LFC;
- zgodnie ze standardami i z procedurami opublikowanymi na stronie internetowej OSP;
- (7.2) Dostosuje zasób lub grupę zasobów tworzących JG do wymagań w zakresie układu regulacji mocy czynnej oraz przeprowadzi testy sprawdzające, o których mowa w pkt 5(1).
- (8) OSP, na wniosek podmiotu reprezentującego zasób, może przedłużyć termin wskazany w pkt (7), jednak nie dłużej niż o kolejne 12 miesięcy.
- (9) Podmiot reprezentujący zasób, w terminie do 2 miesięcy od zakończenia z wynikiem pozytywnym testów, o których mowa w pkt (7), przesyła do OSP Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zawierające identyfikator zasobu lub grupy zasobów, kod zasobu lub kody zasobów, dane techniczne i parametry mocowe usług bilansujących będących przedmiotem zgłoszenia dla wnioskowanej JG.
- (10) Jeżeli podmiot reprezentujący zasób nie dostosuje zasobu lub grupy zasobów do wymagań zgodnie z pkt (7) w wymaganym terminie lub nie prześle do OSP dokumentu Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, zgodnie z pkt (9), skutkuje to zakończeniem procesu kwalifikacji z wynikiem negatywnym, o czym OSP informuje podmiot reprezentujący zasób, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5).
- (11) OSP po otrzymaniu Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, sprawdza czy zostało ono sporządzone według wzoru, jest poprawne i kompletne.

- (12) W terminie 8 tygodni od daty otrzymania Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących OSP potwierdza, czy zgłoszenie zostało sporządzone według wzoru oraz czy jest poprawne i kompletne. W przypadku gdy zgłoszenie jest niepoprawne lub niekompletne, OSP wzywa do jego korekty lub uzupełnienia. Podmiot reprezentujący zasób przekazuje poprawione Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w terminie 4 tygodni od otrzymania wezwania. Nieprzekazanie przez podmiot reprezentujący zasób poprawionego zgłoszenia w wymaganym terminie, skutkuje zakończeniem procesu kwalifikacji z wynikiem negatywnym, o czym OSP informuje podmiot reprezentujący zasób, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5).
- (13) OSP, w terminie do 3 miesięcy od daty otrzymania poprawnego i kompletnego Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, dokonuje weryfikacji spełnienia wymagań kwalifikacji i wydaje dokument Potwierdzenie zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, który:
- (13.1) Potwierdza zakończenie procesu kwalifikacji JG;
  - (13.2) Wskazuje kod wnioskowanej JG, identyfikator zasobu lub grupy zasobów, kod zasobu lub kody zasobów oraz kod węzła odwzorowania lub kody węzłów odwzorowania;
  - (13.3) Wskazuje, dla których usług bilansujących proces kwalifikacji został zakończony z wynikiem pozytywnym wraz z określeniem parametrów tych usług, co oznacza potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (13.4) Wskazuje, dla których usług bilansujących proces kwalifikacji został zakończony z wynikiem negatywnym.
- (14) Dokument Potwierdzenie zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących jest przesyłany do podmiotu reprezentującego zasób, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5). Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących zawarte w pkt 4 dokumentu Potwierdzenie zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących jest wydawane, z zastrzeżeniem pkt 8:
- (14.1) Bezterminowo, w przypadku kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej;
  - (14.2) Na 5 lat, w przypadku kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących:
    - (a) Licząc od terminu wskazanego w potwierdzeniu spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, w przypadku gdy testy sprawdzające układu regulacji mocy czynnej zostały wykonane po dacie rozpoczęcia procesu kwalifikacji; albo
    - (b) Licząc od daty wykonania testów sprawdzających, w przypadku gdy testy sprawdzające układu regulacji mocy czynnej zostały wykonane przed datą rozpoczęcia procesu kwalifikacji.



- (15) Na każdym etapie procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących podmiot reprezentujący zasób ma obowiązek poinformowania OSP o utracie prawa do korzystania z jakiegokolwiek zasobu wskazanego we Wniosku oraz równocześnie przesłania do OSP informacji o:
- (15.1) Wycofaniu Wniosku; albo
  - (15.2) Woli kontynuowania procesu kwalifikacji obejmującego pozostałą grupę zasobów, która ma tworzyć JG, jeżeli utrata prawa do korzystania z zasobu nastąpiła przed wykonaniem testów, o których mowa w pkt (7).
- (16) W przypadku, o którym mowa w pkt (15.2) proces kwalifikacji obejmujący pozostałą grupę zasobów, która ma tworzyć JG będzie prowadzony:
- (16.1) Po przesłaniu korekty Wniosku zawierającego nadany wcześniej znak sprawy, kod zasobu lub kody pozostałych zasobów objętych procesem kwalifikacji, dane techniczne i parametry mocowe usług bilansujących będących przedmiotem kwalifikacji JG; oraz
  - (16.2) Po dokonaniu oceny możliwości kontynuowania procesu kwalifikacji przez OSP, z udziałem właściwego OSDp w przypadku o którym mowa w pkt (5) i wydaniu przez OSP Potwierdzenia przystąpienia do kwalifikacji, zgodnie z pkt (6.1), które zastąpi potwierdzenie wydane przed zmianą składu zasobów, jeżeli OSP już takie potwierdzenie wydał.
- (17) Podmiot reprezentujący zasób po złożeniu Wniosku ma prawo do wycofania Wniosku na każdym etapie procesu kwalifikacji. Po otrzymaniu przez OSP informacji o wycofaniu Wniosku proces kwalifikacji kończy się, a Wniosek uznaje się za wycofany, o czym OSP informuje podmiot reprezentujący zasób, z kopią do wiadomości właściwego OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt (5).
- (18) Podmiot reprezentujący zasób może przekazać do OSP Wniosek już na etapie realizacji Umowy o przyłączenie zasobu objętego Wnioskiem, z zastrzeżeniem, że jeżeli działalność gospodarcza dotycząca zasobu objętego Wnioskiem wymaga, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, koncesji albo wpisu do rejestru, proces kwalifikacji z wynikiem pozytywnym może być zakończony dopiero po uzyskaniu tej koncesji lub wpisu do rejestru.

### **7.3 Zmiana DUB w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów**

- (1) W przypadku gdy podmiot reprezentujący zasób planuje świadczyć usługi bilansujące poprzez zasób lub grupę zasobów tworzących JG w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydane w procesie kwalifikacji DUB, który ostatnio świadczył albo świadczy usługi bilansujące poprzez ten sam rodzaj JG utworzonej z tego zasobu lub grupy zasobów, podmiot reprezentujący zasób zobowiązany jest do przeprowadzenia procesu kwalifikacji zgodnie z pkt 7.2, z uwzględnieniem na jego wniosek postanowień pkt (2) i (3).
- (2) Po przekazaniu Wniosku przez podmiot reprezentujący zasób, OSP dokonuje weryfikacji Wniosku zgodnie z pkt 7.2 oraz analizy możliwości uznania wyników testów określonych w pkt 7.2(7), uwzględnionych w procesie kwalifikacji DUB, o którym mowa w pkt (1),

przy czym w takim przypadku ważność potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących nie będzie mogła być dłuższa niż potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydane DUB, o którym mowa w pkt (1).

- (3) W przypadku pozytywnej weryfikacji Wniosku, o której mowa w pkt 7.2(6.1), OSP wraz z Potwierdzeniem przystąpienia do kwalifikacji, na podstawie wyniku analizy, o której mowa w pkt (2), przekazuje podmiotowi reprezentującemu zasób wynik tej analizy ze wskazaniem zakresu wymaganych testów, o których mowa w pkt 7.2(7).

## 8 UTRATA WAŻNOŚCI KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH

- (1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących przez zasób albo grupę zasobów tworzących JG traci ważność w przypadku:
  - (1.1) Zmiany składu zasobów tworzących JG, w szczególności w przypadku gdy DUB utracił umocowanie do korzystania i rozporządzania co najmniej jednym z zasobów tworzących JG;
  - (1.2) Zmiany DUB i dotyczy potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydanego poprzedniemu DUB, z wyłączeniem przypadku gdy poprzednim DUB jest właściciel zasobu posiadającego status JWCD, tworzącej JG, w odniesieniu do której zostało wydane potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących. Powyższe wyłączenie nie dotyczy właściciela zasobu, w odniesieniu do którego udzielono zwolnienia na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego albo w §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego
- (2) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących przez zasób albo grupę zasobów tworzących JG może stracić ważność w okresie jego obowiązywania, w następujących przypadkach:
  - (2.1) Powtarzającej się nieprawidłowej pracy regulacyjnej JG w zakresie:
    - (a) Realizacji obciążenia bazowego poprzez sygnał BPP albo poprzez sygnał  $\Delta P$ ;
    - (b) Aktywacji  $FCR^G$ ,  $FCR^D$ ,  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$ ;
  - (2.2) Powtarzającej się nieprawidłowej pracy systemów zdalnego sterowania lub systemów wymiany informacji handlowych i technicznych;
  - (2.3) Niepoprawnej reakcji JG na sygnał testowy z systemu LFC aktywujący  $aFRR^G$ ,  $aFRR^D$ ,  $mFRRd^G$  lub  $mFRRd^D$ ;
  - (2.4) Powtarzającego się niepoprawnego wyznaczania estymaty lub powtarzającej się niesprawności systemu do wyznaczania estymaty w przypadku JGz.
  - (2.5) Zmian mocy maksymalnej kwalifikowanej lub mocy minimalnej kwalifikowanej lub zakresów mocy bilansujących;
  - (2.6) Modernizacji zasobów wchodzących w skład JG lub zmian w układzie regulacji mocy czynnej;
- (3) Utrata ważności Potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących JG w części dotyczącej kwalifikacji do świadczenia energii bilansującej skutkuje utratą ważności potwierdzenia w części dotyczącej kwalifikacji do świadczenia mocy bilansujących.
- (4) Jeżeli DUB przewiduje zaistnienie sytuacji, o której mowa w pkt (1.1) i planuje kontynuować świadczenie usług bilansujących poprzez JG utworzoną ze zmienionej grupy zasobów oraz nie planuje zmiany rodzaju JG może wystąpić do OSP

- o zastosowanie uproszczonej procedury kwalifikacji zgodnie z postanowieniami pkt (7) i w tym celu:
- (4.1) DUB wraz z wnioskiem o zastosowanie uproszczonej procedury kwalifikacji zgodnie z postanowieniami pkt (7) przekazuje informacje o planowanej zmianie składu zasobów tworzących JG w terminie co najmniej 6 tygodni przed planowanymi zmianami lub niezwłocznie w przypadku zdarzeń innych niż planowane wraz z określeniem daty zmiany;
  - (4.2) OSP na podstawie analiz przeprowadzonych samodzielnie lub we współpracy z OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt 7.2(5), informuje o możliwości zastosowania uproszczonej procedury kwalifikacji, nadaje znak sprawy oraz nowy kod JG;
  - (4.3) W przypadku braku możliwości zastosowania uproszczonej procedury kwalifikacji OSP informuje o zakresie wymaganych testów, o których mowa w pkt 7.2(7), do zrealizowania w przypadku ponownego przystąpienia do procesu kwalifikacji określonego w pkt 7 (z kopią do wiadomości właściwego OSDp w przypadku, o którym mowa w pkt 7.2(5)).
- (5) W przypadku zaistnienia sytuacji, o których mowa odpowiednio w pkt (2.1), (2.2), (2.3) lub (2.4) i podjęcia przez OSP decyzji stwierdzającej utratę ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, OSP przekazuje informacje DUB o tym fakcie, z kopią do wiadomości właściwego OSDp w przypadku, o którym mowa w pkt 7.2(5), wraz ze wskazaniem:
- (5.1) Daty upływu terminu ważności w odniesieniu do określonych usług bilansujących, dla których nastąpiła utrata ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (5.2) Stwierdzonych nieprawidłowości, stanowiących podstawę utraty ważności ww. potwierdzenia;
  - (5.3) Jeżeli uzna za uzasadnione, zakresu wymaganych testów, o których mowa w pkt 7.2(7), do zrealizowania w przypadku ponownego przystąpienia do procesu kwalifikacji określonego w pkt 7.
- (6) W przypadkach, o których mowa odpowiednio w pkt (2.5) i (2.6), DUB przekazuje do OSP w terminie co najmniej 6 tygodni przed planowanymi zmianami informacje o planowanych działaniach. W przypadku, gdy planowane działania mają wpłynąć na dotychczasowe parametry JG, zmiany w parametrach należy wykazać zgodnie ze wzorem dokumentu Zmiana parametrów JG. Po jego otrzymaniu OSP nadaje znak sprawy będącej przedmiotem Zmiany parametrów JG, który będzie stosowany w całym procesie rozpoczętym po przekazaniu dokumentu, tj. we wszystkich dokumentach i informacjach przekazywanych pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w tym procesie. Następnie OSP samodzielnie lub we współpracy z OSDp, w przypadku o którym mowa w pkt 7.2(5), dokonuje analizy wpływu tych zmian na spełnianie kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących i stosownie do wyników tej analizy przekazuje DUB informację (z kopią do wiadomości właściwego OSDp w przypadku, o którym mowa w pkt 7.2(5)) o:

- (6.1) Utracie ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w odniesieniu do określonych usług bilansujących, ze wskazaniem zakresu wymaganych testów, o których mowa w pkt 7.2(7), do zrealizowania w przypadku ponownego przystąpienia do procesu kwalifikacji określonego w pkt 7;
- albo
- (6.2) Utrzymaniu ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących ze zmianą parametrów określoną w dokumencie Potwierdzenie zmiany parametrów JG, przy czym przyjęcie zmienionych parametrów nie zmienia terminu ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
- albo
- (6.3) Utrzymaniu ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących z zachowaniem dotychczasowych parametrów oraz dodatkowo jeżeli uzna za uzasadnione przekazuje informację o możliwości przyjęcia zmienionych parametrów JG po przeprowadzeniu ponownej kwalifikacji, wraz ze wskazaniem zakresu wymaganych testów, o których mowa w pkt 7.2(7).
- (7) Tryb uproszczonej procedury kwalifikacji:
- (7.1) W ramach uproszczonej procedury kwalifikacji nie wymaga się ponownej realizacji testów opisanych w pkt 7.2(7), przy czym ważność potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących nie może być dłuższa niż potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydane DUB przed zmianą składu zasobów;
- (7.2) DUB przesyła Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, z nadanym znakiem sprawy, nowym albo dotychczasowym kodem JG, odpowiednio dla przypadku, o którym mowa w pkt (4) oraz nowymi lub niezmienionymi parametrami JG;
- (7.3) OSP, po pozytywnym zaopiniowaniu Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, we współpracy z właściwym OSDp w przypadku o którym mowa w pkt 7.2(5), przesyła do DUB Potwierdzenie zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wraz ze wskazaniem terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących z nowymi lub niezmienionymi parametrami JG, z kopią do wiadomości właściwego OSDp w przypadku, o którym mowa w pkt 7.2(5).
- (8) Niezależnie od postanowień pkt (1) i pkt (2), potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących traci ważność w przypadku niedostosowania zasobu lub grupy zasobów do wymagań zmienionych zgodnie z pkt 10(3.1), przy czym utrata ważności następuje w dacie upływu terminu dostosowania wskazanego w powołanym punkcie. Informację w tym zakresie OSP przekazuje do DUB wraz z informacją o upływie terminu na dostosowanie do zmienionych wymagań, z kopią do wiadomości właściwego OSDp w przypadku, o którym mowa w pkt 7.2(5).

- (9) W przypadku utraty przed terminem obowiązywania ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących dotyczącego zasobu posiadającego status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, podmiot reprezentujący zasób bez wezwania podejmuje działania celem niezwłocznego przystąpienia do procesu kwalifikacji i jego zakończenia z wynikiem pozytywnym, zgodnie z pkt 7, w odniesieniu do zakresu usług bilansujących, które JWCD ma obowiązek świadczyć zgodnie z WDB.

## 9 ODNOWIENIE KWALIFIKACJI DO ŚWIADCZENIA USŁUG BILANSUJĄCYCH W ZAKRESIE MOCY BILANSUJĄCYCH

- (1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących wygasa w przypadku upływu terminu obowiązywania wskazanego w dokumencie Potwierdzenie zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.
- (2) Odnowienie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących następuje zgodnie z procesem kwalifikacji określonym w pkt 7, przy czym nie obowiązuje wymóg dostarczenia potwierdzenia instalacji systemów zdalnego sterowania oraz systemów wymiany informacji handlowych i technicznych niezbędnych do oferowania i świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących w przypadku, gdy były one wykorzystywane w okresie przed terminem wygaśnięcia kwalifikacji oraz nie były modernizowane.
- (3) Podmiot reprezentujący zasób, który złożył do OSP Wniosek w zakresie mocy bilansujących, może wystąpić do OSP o przedłużenie terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących, wraz ze stosownym uzasadnieniem przedłużenia tego terminu, do czasu ponownego zakończenia procesu kwalifikacji, jednak nie dłużej niż o 12 miesięcy. OSP przy uwzględnieniu warunków pracy KSE oraz uzasadnienia podmiotu reprezentującego zasób może wyrazić zgodę na przedłużenie terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.
- (4) W przypadku zasobu posiadającego status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego, podmiot reprezentujący zasób ma obowiązek wystąpić o odnowienie kwalifikacji w odniesieniu do zakresu usług bilansujących, które JWCD ma obowiązek świadczyć zgodnie z WDB. Proces kwalifikacji określony w pkt 7, powinien się zakończyć z wynikiem pozytywnym, przed upływem terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących, przy uwzględnieniu że:
  - (4.1) Wniosek powinien być złożony do OSP co najmniej 6 miesięcy przed upływem terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących;
  - (4.2) Testy sprawdzające w zakresie poszczególnych rezerw mocy powinny być zakończone co najmniej 3 miesiące przed upływem terminu obowiązywania potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących i w tym terminie powinno być przesłane do OSP Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.

## 10 POSTANOWIENIA KOŃCOWE

- (1) Podmiot reprezentujący zasób, który jest objęty zakresem § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego nie ma obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji zgodnie z załącznikiem nr 2 w odniesieniu do zasobu, którego dotyczyło aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu poprzez JG reprezentującą ten zasób, w zakresie usług bilansujących świadczonych poprzez tą JG, przed dniem wejścia w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819). W takim przypadku uznaje się, że powołana JG spełnia kryteria kwalifikacji i przyjmuje się, że:
  - (1.1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej jest ważne bezterminowo, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8;
  - (1.2) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących jest ważne przez okres 5 lat od daty wejścia w życie WDB, wdrażającego przepisy Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819), którego częścią jest załącznik nr 2, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8;
  - (1.3) Odnowienie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących następuje zgodnie z warunkami określonymi w pkt 9.
- (2) Podmiot reprezentujący zasób, w odniesieniu do zasobu będącego JWCD, który jest objęty zwolnieniem na podstawie § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego i któremu nie udzielono zwolnienia w trybie określonym w § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego ma obowiązek przystąpić do procesu kwalifikacji w zakresie usług bilansujących, które JWCD ma obowiązek świadczyć zgodnie z WDB i zakończyć ten proces kwalifikacji z wynikiem pozytywnym przed datą 1 stycznia 2026 roku, zgodnie z procesem kwalifikacji określonym w pkt 7, przy uwzględnieniu że:
  - (2.1) Wniosek o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących powinien być złożony do OSP co najmniej 12 miesięcy przed powołaną datą;
  - (2.2) Testy sprawdzające oraz testy wymiany danych pomiędzy JG a WL LFC lub WW LFC a WC LFC powinny być zakończone co najmniej 3 miesiące przed powołaną datą i w tym terminie powinno być przesłane do OSP Zgłoszenie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących.
- (3) Zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych:
  - (3.1) Zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych określonych w załączniku nr 2, WDB, aktach prawnych lub dokumentach powołanych w pkt 3 następuje w trybie właściwym dla ich zmiany i obowiązuje od terminów w nich określonych (zwanym dalej terminem dostosowania) i ma zastosowanie również do zasobów, w odniesieniu do których jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji;



- (3.2) W przypadku zasobu posiadającego status JWCD, któremu nie udzielono zwolnienia na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego albo w §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, właściciel tego zasobu lub DUB dysponujący JG utworzoną z tego zasobu, ma obowiązek podjąć działania dostosowawcze i przystąpić do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w odniesieniu do zakresu usług bilansujących, które JWCD ma obowiązek świadczyć zgodnie z WDB oraz zakończyć z wynikiem pozytywnym proces kwalifikacji, uwzględniając zmiany wymagań technicznych i funkcjonalnych o których mowa w pkt (3.1), przed upływem terminu dostosowania;
- (3.3) W przypadku zasobów innych niż powołane w pkt (3.2) właściciel tego zasobu lub DUB nie ma obowiązku podejmowania działań dostosowawczych oraz przystąpienia do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących i złożenia Wniosku, uwzględniając zmiany wymagań technicznych i funkcjonalnych, o których mowa w pkt (3.1), z zastrzeżeniem że jeżeli nie ukończy procesu kwalifikacji z wynikiem pozytywnym, to będzie to skutkowało utratą ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie usług bilansujących objętych działaniami dostosowawczymi, z chwilą upływu terminu dostosowania;
- (3.4) Jeżeli po złożeniu Wniosku, nastąpi zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych, o których mowa w pkt (3.1), to proces kwalifikacji jest prowadzony z uwzględnieniem nowych wymagań, chyba że podmiot reprezentujący zasób poinformuje pisemnie OSP, że podtrzymuje Wniosek o przeprowadzenie kwalifikacji wg wymagań dotychczasowych. W takim przypadku termin ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących nie może przekraczać terminu dostosowania, co nie zwalnia z obowiązku dostosowania zasobów do nowych wymagań w przypadku, o którym mowa w pkt (3.2).

## 11 WZORY DOKUMENTÓW

- (1) Dokumenty powołane w załączniku nr 2 powinny być sporządzane odpowiednio przez podmiot reprezentujący zasób albo OSP według poniższych wzorów opublikowanych na stronie internetowej OSP:
  - (1.1) Wzór Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (1.2) Wzór Oświadczenia o umocowaniu DUB wraz z załącznikami A i B dotyczącymi obowiązku informacyjnego;
  - (1.3) Wzór Potwierdzenia przystąpienia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (1.4) Wzór Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (1.5) Wzór Potwierdzenia zakończenia kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących;
  - (1.6) Wzór Zmiany parametrów JG;
  - (1.7) Wzór Potwierdzenia zmiany parametrów JG.