

## **WARUNKI DOTYCZĄCE BILANSOWANIA**

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

Wersja z dnia 27.04.2018.

## Spis treści:

I.	Podstawa prawna i cel dokumentu.....	7
II	Warunki dotyczące bilansowania w kontekście celów Rozporządzenia 2017/2195.....	7
III.	Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania.....	9
IV.	Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania.....	9
<b>1.</b>	<b>WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ.....</b>	<b>12</b>
1.1.	WYKAZ SKRÓTÓW.....	12
1.2.	DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ.....	22
<b>2.</b>	<b>WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....</b>	<b>29</b>
2.1.	UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE.....	29
2.1.1.	Podmioty Rynku Bilansującego.....	29
2.1.2.	Obszar Rynku Bilansującego.....	31
2.1.3.	Obiekty Rynku Bilansującego.....	32
2.1.4.	Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego.....	42
2.1.5.	Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym.....	47
2.1.5.1.	Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez URB.....	47
2.1.5.2.	Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym.....	50
2.1.6.	Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym.....	51
2.1.7.	Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje.....	54
2.1.8.	Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych.....	55
2.1.9.	Katalog usług systemowych.....	56
2.1.10.	Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych.....	57
2.1.10.1.	Operacyjna rezerwa mocy.....	57
2.1.10.2.	Udział w regulacji pierwotnej.....	57
2.1.10.3.	Udział w regulacji wtórnej.....	58
2.1.10.4.	Praca z zaniżeniem/ przeciążeniem.....	58
2.1.10.5.	Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.....	58
2.1.11.	Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.....	59
2.2.	WARUNKI UCZESTNICTWA W BILANSOWANIU SYSTEMU I ZARZĄDZANIU OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI.....	68
2.2.1.	Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym.....	68
2.2.1.1.	Warunki i wymagania formalno-prawne.....	68
2.2.1.2.	Wymagania dotyczące zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym.....	74
2.2.1.3.	Warunki dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.....	83
2.2.1.4.	Warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym.....	84
2.2.2.	Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie RUS oraz uruchomień.....	84
2.2.3.	Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej dla połączeń synchronicznych.....	85
2.2.3.1.	Warunki formalno-prawne.....	85
2.2.3.2.	Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej.....	86
2.2.3.3.	Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.....	86
2.2.3.4.	Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej.....	88
2.2.4.	Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej dla połączeń niesynchronicznych łączących systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji oraz Polski i Litwy.....	88
<b>3.</b>	<b>PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA POTRZEBY GRAFIKOWANIA I STEROWANIA RUCHEM SIECIOWYM.....</b>	<b>89</b>
3.1.	PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM.....	89

3.1.1.	<i>Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych</i> .....	89
3.1.2.	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych</i> .....	92
3.1.2.1.	Tryb i harmonogram zgłaszania USE.....	92
3.1.2.2.	Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Bilansujących .....	95
3.1.2.3.	Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia .....	96
3.1.3.	<i>Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii w ramach RBN i RBB</i> .....	100
3.1.4.	<i>Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii</i> .....	102
3.1.4.1.	Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN .....	102
3.1.4.2.	Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB.....	104
3.1.5.	<i>Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej</i> .....	108
3.1.5.1.	Ogólne zasady zgłaszania Ofert Bilansujących – części handlowej .....	108
3.1.5.2.	Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych 109	
3.1.5.3.	Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.....	110
3.1.5.4.	Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach.....	111
3.1.5.5.	Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych .....	112
3.1.6.	<i>Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych</i> .....	112
3.1.7.	<i>Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej</i> .....	113
3.1.7.1.	Ogólne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej .....	113
3.1.7.2.	Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych	114
3.1.7.3.	Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych .....	115
3.1.7.4.	Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach .....	116
3.1.7.5.	Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych .....	116
3.1.7.6.	Tworzenie Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna .....	117
3.1.8.	<i>Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej</i> .....	118
3.1.9.	<i>Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej</i> .....	121
3.1.10.	<i>Procedura zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru</i>	121
3.1.11.	<i>Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia</i> .....	122
3.1.12.	<i>Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia</i> .....	123
3.2.	<b>PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH PRZEZ UWM W RAMACH RYNKU DNIA NASTĘPNEGO WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ</b> 127	
3.2.1.	<i>Ogólne zasady</i> .....	127
3.2.2.	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej</i> .....	128
3.2.3.	<i>Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej</i> .....	131
3.2.4.	<i>Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej</i> 132	
3.2.5.	<i>Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej</i> .....	132
3.3.	<b>PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH PRZEZ UWM W RAMACH RYNKU DNIA BIEŻĄCEGO WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ</b> 134	
3.3.1.	<i>Ogólne zasady</i> .....	134
3.3.2.	<i>Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej</i> .....	135
3.3.3.	<i>Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej</i> .....	137

3.3.4.	Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej	137
3.3.5.	Uzgodnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.....	138
3.4.	PROCEDURA ZGŁASZANIA DANYCH PRZEZ URB <sub>GE</sub> PEŁNIĄCYCH FUNKCJĘ NEMO W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO .....	139
3.4.1.	Zasady ogólne .....	139
3.4.2.	Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego .....	140
3.4.3.	Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.....	141
3.4.4.	Weryfikacja Zgłoszonych WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego. ....	142
3.4.5.	Uzgodnianie Zweryfikowanych WMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.....	143
3.5.	GRAFIKOWANIE I STEROWANIE RUCHEM SIECIOWYM.....	144
3.5.1.	Zasady ogólne .....	144
3.5.2.	Zasady działania Zintegrowanego Procesu Grafikowania .....	145
<b>4.</b>	<b>PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH.....</b>	<b>146</b>
4.1.	ZASADY WYZNACZANIA POZYCJI KONTRAKTOWYCH ORAZ CEN ZA WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	146
4.1.1.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych .....	146
4.1.2.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych .....	146
4.1.3.	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych .....	148
4.1.4.	Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej .....	150
4.2.	ZASADY PRZETWARZANIA DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIA RZECZYWISTEJ ILOŚCI DOSTAW ENERGII .....	152
4.2.1.	Wymagania techniczne.....	152
4.2.2.	Zasady ogólne .....	152
4.2.3.	Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.....	155
4.2.3.1.	Procedura konfigurowania danych pomiarowych.....	155
4.2.3.2.	Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych.....	156
4.2.4.	Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych .....	156
4.2.4.1.	Procedura pozyskiwania danych pomiarowych.....	156
4.2.4.2.	Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych .....	157
4.2.5.	Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER).....	159
4.2.5.1.	Procedura wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG .....	159
4.2.5.2.	Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych.....	161
4.2.6.	Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych .....	164
4.2.6.1.	Procedura udostępniania danych pomiarowych .....	164
4.2.6.2.	Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych.....	165
4.3.	PROCEDURY ROZLICZEŃ ILOŚCIOWYCH I WARTOŚCIOWYCH .....	166
4.3.1.	Rozliczenia na Rynku Bilansującym.....	166
4.3.1.1.	Ogólne zasady rozliczeń.....	166
4.3.1.2.	Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń.....	169
4.3.1.3.	Procedura rozliczeń godzinowych .....	170
4.3.1.4.	Procedura rozliczeń dobowych.....	190
4.3.1.5.	Procedura rozliczeń dekadowych .....	191
4.3.1.6.	Procedura korygowania rozliczeń.....	192
4.3.1.7.	Rozliczanie kosztów uruchomień JG <sub>Wa</sub> .....	193
4.3.1.8.	Rozliczanie dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG <sub>Wa</sub> .....	195
4.3.2.	Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG <sub>Wa</sub> .....	198
4.3.2.1.	Ogólne zasady rozliczeń.....	198
4.3.2.2.	Dokładność rozliczeń .....	202
4.3.2.3.	Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych .....	203
4.3.2.4.	Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS.....	213

4.3.2.5.	Opłaty za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej .....	213
4.3.3.	<i>Rozliczenia nieuzgodnionej wymiany międzysystemowej.....</i>	214
4.3.4.	<i>Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>Wa</sub> .....</i>	215
4.3.4.1.	Ogólne zasady rozliczeń.....	215
4.3.4.2.	Procedura rozliczeń ilościowych i wartościowych .....	215
4.4.	PROCEDURY FAKTUROWANIA I ROZLICZEŃ FINANSOWYCH .....	216
4.4.1.	<i>Zasady ogólne .....</i>	216
4.4.2.	<i>Procedury dotyczące rynku bilansującego .....</i>	217
4.4.3.	<i>Procedury dotyczące świadczenia RUS .....</i>	220
4.4.4.	<i>Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG<sub>Wa</sub>.....</i>	221
4.4.5.	<i>Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG<sub>Wa</sub>.....</i>	222
4.4.6.	<i>Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>Wa</sub></i> <i>223</i>	
4.5.	PROCEDURY UDOSTĘPNIANIA DANYCH ROZLICZENIOWYCH.....	224
4.5.1.	<i>Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego .....</i>	224
4.5.1.1.	Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy .....	224
4.5.1.2.	Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy .....	225
4.5.1.3.	Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący.....	226
4.5.2.	<i>Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS .....</i>	227
4.5.2.1.	Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy .....	227
4.5.2.2.	Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy .....	228
4.5.2.3.	Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący.....	229
4.5.3.	<i>Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG<sub>Wa</sub>.....</i>	231
4.5.3.1.	Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy .....	231
4.5.3.2.	Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy .....	231
4.5.3.3.	Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący.....	231
4.5.4.	<i>Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG<sub>Wa</sub> .....</i>	232
4.5.4.1.	Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy .....	232
4.5.4.2.	Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy .....	233
4.5.4.3.	Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący.....	233
4.5.5.	<i>Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>Wa</sub> .....</i>	234
4.5.5.1.	Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy.....	234
4.5.5.2.	Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy Korygujący .....	234
<b>5.</b>	<b>PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNEJ DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI .....</b>	<b>236</b>
5.1.	INFORMACJE OGÓLNE .....	236
5.2.	SYSTEM WIRE .....	236
5.2.1.	<i>Wymagania funkcjonalne i techniczne .....</i>	236
5.2.2.	<i>Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym .....</i>	236
5.2.3.	<i>Zakres przesyłanych dokumentów .....</i>	236
5.2.4.	<i>Zasady rejestracji dokumentów .....</i>	236
5.3.	SYSTEM OPERATYWNEJ WSPÓŁPRACY Z ELEKTROWNIAМИ (SOWE).....	237
5.3.1.	<i>Wymagania funkcjonalne i techniczne .....</i>	237
5.3.2.	<i>Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi .....</i>	237
5.3.3.	<i>Zakres dokumentów przesyłanych poprzez system SOWE.....</i>	238
5.3.4.	<i>Zasady rejestracji dokumentów .....</i>	238
5.4.	ZAKRES INFORMACJI O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I PRACY KSE PUBLIKOWANYCH PRZEZ OSP .....	238
<b>6.</b>	<b>POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE.....</b>	<b>243</b>
<b>7.</b>	<b>ZAŁĄCZNIKI .....</b>	<b>245</b>



## **I. Podstawa prawna i cel dokumentu**

1. Niniejszy dokument opracowany został przez Operatora Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego (dalej „OSP”) na podstawie art. 18 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.Urz.UE L 312/6 z 28 listopada 2017r.), dalej „Rozporządzenie 2017/2195”.
2. Celem niniejszego dokumentu (dalej „Warunki Dotyczące Bilansowania” lub „Warunki”) jest ustalenie warunków dla dostawców usług bilansujących oraz warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zgodnie z artykułem 18 Rozporządzenia 2017/2195.
3. Warunki Dotyczące Bilansowania są regulaminem w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego i stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej z OSP.
4. Warunki Dotyczące Bilansowania sporządzone zostały w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter wyłącznie informacyjny.

## **II. Warunki dotyczące bilansowania w kontekście celów Rozporządzenia 2017/2195.**

Przedstawiane w niniejszym dokumencie warunki bilansowania w Polsce są zgodne z celami Rozporządzenia 2017/2195, określonymi w art. 3 ust. 1:

*a) Wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących.*

Usługi bilansujące oraz energia bilansująca pozyskiwane są na konkurencyjnych zasadach rynkowych. Wszystkie podmioty spełniające warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym są traktowane na równych zasadach, określonych w Warunkach, co zapewnia niedyskryminację i przejrzystość.

Warunki Dotyczące Bilansowania zapewniają publikację wszystkich danych dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego istotnych dla uczestników rynku. Zakres publikowanych informacji został określony w pkt 5.4 Warunków.

*b) Zwiększenie efektywności bilansowania, a także efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących.*

Energia bilansująca pozyskiwana jest w ramach mechanizmu rynkowego opartego o cenę marginalną wyznaczaną na podstawie zgłoszonych przez uczestników rynku ofert bilansujących oraz z uwzględnieniem aspektów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego, co zapewnia efektywność krajowego Rynku Bilansującego.

- c) *Zintegrowanie rynków bilansujących i promowanie możliwości wymian usług bilansujących przy jednoczesnym przyczynianiu się do bezpieczeństwa pracy systemu.*

Określony w Warunkach Dotyczących Bilansowania katalog usług bilansowania oraz zasady wyceny energii bilansującej oparte na cenach marginalnych umożliwiają efektywną integrację krajowego Rynku Bilansującego, w oparciu o mechanizmy integracji systemów centralnie dysponowanych przewidzianych w Rozporządzeniu 2017/2195, z rynkami europejskimi, po uruchomieniu europejskich platform wymiany energii bilansującej. Zasady stosowane na Rynku Bilansującym zapewniają bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poprzez uwzględnienie aspektów technicznych w mechanizmach Rynku Bilansującego, co zapewnia wykonalne i zgodne z wymogami bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu plany pracy jednostek.

- d) *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.*

Zasady funkcjonowania Rynku Bilansującego zdefiniowane w Warunkach Dotyczących Bilansowania umożliwiają fizyczną realizację zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii (USE), które mogą wynikać z kontraktów handlowych zawartych na rynku terminowym, rynku dnia następnego – RDN, rynku dnia bieżącego – RDB lub transakcji bilateralnych oraz zapewniają spójne działanie wszystkich segmentów rynku.

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.

- e) *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.*

Energia bilansująca pozyskiwana jest w ramach konkurencyjnego mechanizmu rynkowego, maksymalizującego efektywność ekonomiczną procesu, gdzie wszystkie podmioty uprawnione do udziału w Rynku Bilansującym traktowane są na przejrzystych i równych zasadach.

Warunki bilansowania zapewniają publikację wszystkich danych dotyczących funkcjonowania Rynku Bilansującego istotnych dla uczestników rynku.

Wymogi dla udziału w Rynku Bilansującym odzwierciedlają niezbędne do spełnienia warunki techniczne i ekonomiczne wymagane na fizycznym rynku działającym blisko czasu rzeczywistego.

- f) *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.*

Warunki Dotyczące Bilansowania określają zasady dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym na analogicznych zasadach jak wytwórcy.

g) *Ułatwienie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz wspieranie osiągnięcia celu Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych.*

Warunki Dotyczące Bilansowania określają zasady udziału w rynku bilansującym dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, umożliwiając ich agregację w Obszarach Agregacji Źródeł Wiatrowych.

Właściwe uwzględnienie źródeł generacji wiatrowej na Rynku Bilansującym umożliwia im udział w rynku energii i pozwala na dalszy rozwój.

### **III. Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania**

Planowany harmonogram wdrożenia Warunków jest następujący:

- 18.06.2018 r. – przedłożenie przez OSP Warunków do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej „Prezesa URE”);
- złożenie przez OSP do Prezesa URE stosownych Kart aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej „IRiESP”) lub stosownych wniosków w terminie umożliwiającym ich zatwierdzenie przez Prezesa URE przed datą wejścia w życie Warunków;
- do 10 miesięcy po zatwierdzeniu Warunków przez Prezesa URE – aktualizacja umów z uczestnikami rynku bilansującego;
- 12 miesięcy od daty zatwierdzenia Warunków przez Prezesa URE – wejście Warunków w życie.

Do czasu wejścia w życie Warunków Dotyczących Bilansowania, w zakresie zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego stosuje się zasady wynikające z IRiESP – Bilansowanie.

### **IV. Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania oraz tryb dokonywania i wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania**

#### ***a. Wejście w życie Warunków Dotyczących Bilansowania***

1. Warunki Dotyczące Bilansowania oraz zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej.
2. Warunki Dotyczące Bilansowania oraz zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania wchodzi w życie z datą określoną przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej Warunki Dotyczące Bilansowania lub ich zmiany lub z datą określoną w harmonogramie wdrożenia Warunków lub ich zmiany.

3. Data wejścia w życie Warunków Dotyczących Bilansowania jest wpisywana na ich stronie tytułowej.
4. OSP publikuje obowiązujące Warunki Dotyczące Bilansowania na swojej stronie internetowej.

### ***b. Tryb dokonywania i wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania***

1. Zmiana Warunków Dotyczących Bilansowania przeprowadzana jest poprzez wydanie nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo poprzez wydanie Karty aktualizacji obowiązujących Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „Karta aktualizacji WDB”).
2. Zmiana Warunków Dotyczących Bilansowania jest poprzedzona procesem konsultacji społecznych.
3. Karta aktualizacji WDB zawiera w szczególności przedmiot zmian, ich przyczynę oraz nowe brzmienie zmienianych zapisów Warunków Dotyczących Bilansowania.
4. Proces wprowadzania zmian Warunków Dotyczących Bilansowania jest prowadzony według następującego trybu:
  - 1) OSP opracowuje projekt nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projekt Karty aktualizacji WDB i publikuje go na swojej stronie internetowej;
  - 2) wraz z projektem nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projektem Karty aktualizacji WDB, OSP publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji społecznych zmian Warunków Dotyczących Bilansowania, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje;
  - 3) okres przewidziany na konsultacje społeczne, zgodnie z art. 10 ust. 1 i 5 Rozporządzenia 2017/2195, nie może być krótszy niż jeden miesiąc od daty opublikowania projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania albo projektu Karty aktualizacji WDB, przy czym OSP opracowując zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania odrzuca uwagi bądź propozycje, które zostały doręczone do OSP, po upływie okresu przewidzianego na konsultacje.
  - 4) OSP, po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne:
    - a) dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji;
    - b) wnosi w uzasadnionych przypadkach własne uzupełnienia lub poprawki, w tym gdy potrzeba ich wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub pisarski lub polegają na usunięciu oczywistej pomyłki;
    - c) opracowuje nową wersję Warunków Dotyczących Bilansowania albo Karty aktualizacji WDB, uwzględniającą w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje;

- d) opracowuje raport z konsultacji, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia oraz zestawienie własnych uzupełnień lub poprawek, których potrzeba wprowadzenia wynika ze zgłoszonych uwag lub propozycji;
  - e) przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia Warunki Dotyczące Bilansowania albo Kartę aktualizacji WBD, wraz z raportem z procesu konsultacji społecznych;
  - f) publikuje na swojej stronie internetowej przedłożoną Prezesowi URE nową wersję Warunków Dotyczących Bilansowania albo Kartę aktualizacji WBD wraz z raportem z konsultacji społecznych.
5. Warunki Dotyczące Bilansowania albo Kartę aktualizacji WBD niezwłocznie po ich zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej wraz z informacją o dacie wejścia w życie, co najmniej jeden miesiąc przed tą datą.
6. Warunki Dotyczące Bilansowania lub ich zmiany zatwierdzone przez Prezesa URE obowiązują od dnia określonego w decyzji Prezesa URE.

# 1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

## 1.1. Wykaz skrótów

AAC	– ( <i>Already Allocated Capacity</i> ) Dotychczas Przydzielone Zdolności Przesyłowe na przekrojach handlowych tworzących dany przekrój techniczny
ARNE	– Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni
AWE	– Algorytm Wyznaczania Energii
AWEP	– Algorytm Wyznaczania Energii Podstawowy
AWER	– Algorytm Wyznaczania Energii Rezerwowy
BPKD	– Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
BPKD/BO	– Bieżący plan koordynacyjny dobowy swobodnie zbilansowany, wyznaczony przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
BPKD/OS	– Bieżący plan koordynacyjny dobowy wyznaczony z uwzględnieniem ograniczeń systemowych
BTHD	– Bilans Techniczno-Handlowy Dobowy
BZOBH	– Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej
BZOBT	– Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej
BZUSE	– Brak Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
$C^{ARNE}$	– Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej
CAI	– Unikalny Identyfikator ZPW ( <i>Capacity Agreement Identification</i> )
CBD	– Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dobie
CBDD	– Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w danej dekadzie
CBO	– Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dobie
CBOD	– Cena rozliczeniowa dekadowa za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w danej dekadzie
CEW	– Średnia ważona z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej
CG	– Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji rynku Dnia Następnego $URB_{GE}$
CO	– Cena za wytwarzanie energii elektrycznej

COA	– Znacznik czasu nadawany komunikatom wysyłanym i odbieranym w węźle centralnym WIRE
CR	– Cena za redukcję energii elektrycznej
CRA	– Cena rozliczeniowa energii awarii
CRE	– Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych
CRK	– Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej
CRO	– Cena rozliczeniowa odchylenia
CRO <sup>-</sup>	– Cena CRO wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CRO <sup>+</sup>	– Cena CRO wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CRO <sub>S</sub>	– Cena rozliczeniowa sprzedaży energii z rynku bilansującego
CRO <sub>S</sub> <sup>-</sup>	– Cena CRO <sub>S</sub> wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CRO <sub>S</sub> <sup>+</sup>	– Cena CRO <sub>S</sub> wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CRO <sub>Z</sub>	– Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący
CRO <sub>Z</sub> <sup>-</sup>	– Cena CRO <sub>Z</sub> wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CRO <sub>Z</sub> <sup>+</sup>	– Cena CRO <sub>Z</sub> wyznaczona w dobie $n-1$ dla celów informacyjnych dla zapotrzebowania KSE wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE
CS	– Cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> na rynku spot
CSPR	– Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy
CT	– Cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> w kontrakcie terminowym
CU	– Cena jednostkowa uruchomienia JG <sub>Wa</sub> z danego stanu cieplnego
CW	– Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez JG <sub>Wa</sub>
CWD	– Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej
CWE	– Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej JG Wytwórczej aktywnej
CWO	– Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej
ΔB	– Składnik bilansujący
EA	– Energia awarii
EB	– Energia Bilansująca

EBD	– Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w danej dobie
EBDD	– Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez Jednostkę Grafikową w dekadzie
EBN	– Energia Bilansująca Nieplanowana
EBO	– Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w danej dobie
EBOD	– Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez Jednostkę Grafikową w dekadzie
EBP	– Energia Bilansująca Planowana
ED	– Deklarowana ilość dostaw energii elektrycznej
ED <sup>b</sup>	– Wyrażona w wartościach brutto deklарowana ilość dostaw energii
EG	– Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego
EGW <sup>rb</sup>	– Wyrażona w wartościach brutto ilość dostaw energii bilansującej planowanej JG Wytwórczych aktywnych składających się na daną JG Wytwórczą rozliczeniową, rozliczona na Rynku Bilansującym jako wymuszona dostawa energii elektrycznej
EIC	– Unikalny kod identyfikujący Uczestników Wymiany Międzysystemowej w realizacji procesów wymiany międzysystemowej ( <i>Energy Identification Code</i> )
EOE	– Energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane
ENTSO-E	– The European Network of Transmission System Operators for Electricity (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej)
ENW	– Energia Nieuzgodniona Wymiany Międzysystemowej
ER	– Rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej
ER <sup>b</sup>	– Wyrażona w wartościach brutto rzeczywista ilość dostaw energii
ES	– Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej
ES <sup>BO</sup>	– Skorygowana ilość dostaw energii elektrycznej wyznaczona przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych
ES <sup>ZW</sup>	– Planowana, sumaryczna wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, wyrażona w wartościach netto
ESO	– Ilość dostaw energii elektrycznej przyjęta w operatywnym planie pracy systemu elektroenergetycznego

ESO <sup>ZW</sup>	– Planowana, sumaryczna wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, wyrażona w wartościach brutto
EZ	– Zweryfikowana ilość dostaw energii elektrycznej
FPP	– Fizyczny Punkt Pomiarowy
FPPP	– Fizyczny Punkt Pomiarowy Podstawowy
FPPR	– Fizyczny Punkt Pomiarowy Rezerwowy
GWM	– Grafik 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
IGWM	– Informacja o Niezgodności ZGWM
IGWMB	– Informacja o Niezgodności ZGWMB
IRiESP	– Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IUZUSE	– Informacja Uzupełniająca o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
IWMC	– Informacja o Niezgodności ZWMC
IZOBH	– Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
IZOBT	– Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
IZUSE	– Informacja o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
JG	– Jednostka Grafikowa
JG <sub>BI</sub>	– Jednostka Grafikowa Bilansująca
JG <sub>GE</sub>	– Jednostka Grafikowa Giełdy Energii
JG <sub>GEp</sub>	– Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa
JG <sub>GEpS</sub>	– Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży
JG <sub>GEpZ</sub>	– Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu
JG <sub>GZ</sub>	– Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej
JG <sub>O</sub>	– Jednostka Grafikowa Odbiorcza
JG <sub>Oa</sub>	– Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna

JG <sub>OSP</sub>	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego
JG <sub>OSP<sub>a</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna
JG <sub>OSP<sub>p</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna
JG <sub>W</sub>	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza
JG <sub>W<sub>a</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna
JG <sub>W<sub>p</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna
JG <sub>W<sub>r</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa
JG <sub>WM</sub>	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej
JG <sub>WMO</sub>	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego
JG <sub>W<sub>MU</sub></sub>	–	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego
JG <sub>W<sub>MU</sub>mc</sub>		Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków
JG <sub>W<sub>MU</sub>n</sub>		Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej
JG <sub>W<sub>MU</sub>r</sub>		Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa
JG <sub>ZW</sub>	–	Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych
jw.	–	Jednostka Wytwórcza
JWCD	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
nJWCD	–	Jednostka wytwórcza nie będąca JWCD
JWCK	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana
KB	–	Koszt bilansowania energii zapotrzebowania odbiorców
KC <sup>CO<sub>2</sub></sup>	–	Jednostkowy koszt uprawnień do emisji dla JG Wytwórczej aktywnej
KCZ	–	Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego
KO	–	Koszt usuwania ograniczeń systemowych
KOE	–	System Konfiguracji Obiektów Energetycznych
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
LSPR	–	Lokalny System Pomiarowo Rozliczeniowy
LU	–	Liczba uruchomień Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej z danego stanu cieplnego

maxRM	– Maksymalna ilość redukcji poboru mocy $JG_{Oa}$
MB	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
$F_{MB}$	– Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
$FZ_{MB}$	– Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w którym są realizowane dostawy energii w obszarze Rynku Bilansującego
$FD_{MB}$	– Fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, określone dla lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, w którym są reprezentowane dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego
wMB	– Ponad sieciowe (wirtualne) Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego
$MB_{AO}$	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory energii, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym
$MB_O$	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej
$MB_{OSD}$	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE należących do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące ( $URB_{OSD}$ ), reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV
$MB_w$	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej
$MB_{ZW}$	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru
MD	– Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej
NB	– Należność za energię bilansującą dostarczoną lub odebraną z Rynku Bilansującego (w danej godzinie, dla danej JG)

NBD	– Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.
NBDD	– Należność za dostawę energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.
NBO	– Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w danej dobie.
NBOD	– Należność za odbiór energii bilansującej przez Jednostkę Grafikową w dekadzie.
NDKW	– Należność za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych
NDKW <sup>MAX</sup>	– Maksymalna wartość należności za dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych
NDZ	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną ( $\Delta EDZ$ ) – rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw
NSR	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą nieplanowaną ( $\Delta ESR$ ) – rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw
NU	– Należność za uruchomienia JG <sub>wa</sub>
NZS	– Należność dla Jednostki Grafikowej za energię bilansującą planowaną ( $\Delta EZS$ ) – rozliczenie skorygowanej ilości dostaw
OAZW	– Obszar Agregacji Źródeł Wiatrowych
OGWM	– Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWM
OGWMB	– Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB
OH	– Operator Handlowy
OHT	– Operator Handlowo-Techniczny
OP	– Operator Pomiarów
OR	– Operator Rynku
OSD	– Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego
OSDn	– Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSDp	– Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	– Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego
OWMC	– Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZWMC
OZOBH	– Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa

OZOBT	– Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
OZORO	– Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia
OZUSE	– Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
OZUSEB	– Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego
p <sup>DYSPe</sup>	– Moc dyspozycyjna JG Wytwórczej aktywnej dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni
p <sup>OS</sup>	– Moc osiągalna jednostki wytwórczej
p <sup>P</sup>	– Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii wchodzących w skład danej JG <sub>Oa</sub>
PD	– Planowana wielkość poboru mocy przez JG <sub>Oa</sub>
PDE	– Punkt Dostarczania Energii
PGWM	– Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWM
PGWMB	– Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB
PH	– Partner Handlowy UWM
PKD	– Plan Koordynacyjny Dobowy
PKM	– Plan Koordynacyjny Miesięczny
PKR	– Plan Koordynacyjny Roczny
PO	– Przedsiębiorstwo Obrotu
POB	– Podmiot Odpowiedzialny za Bilansowanie handlowe
POBH	– Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa
POBT	– Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna
PPE	– Punkt poboru energii
PUSE	– Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
PWI	– Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP
PWMC	– Przyjęcie do Uzgodnienia ZWMC
PZOBH	– Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część handlowa
PZOBT	– Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – część techniczna
PZORO	– Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia
PZUSE	– Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego

PZUSEB	– Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego
PZZUSE	– Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
PZZUSEB	– Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego
RB	– Rynek Bilansujący
RBB	– Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego
RBN	– Rynek Bilansujący Dnia Następnego
RC <sup>CO2</sup>	– Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>
RCE	– Rynkowa cena energii elektrycznej
RD	– Raport Dobowy
RDDKW	– Raport dobowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii
RDKU	– Raport dobowy rozliczenia kosztów uruchomień
RER	– Faza rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii
RES	– Faza rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii
REZ	– Faza rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii
RH	– Raport Handlowy
RHDKW	– Raport handlowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii
RHER	– Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej
RHK	– Raport Handlowy Korygujący
RHKDKW	– Raport handlowy korygujący rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii
RHKU	– Raport handlowy rozliczenia kosztów uruchomień
RHKKU	– Raport handlowy korygujący rozliczenia kosztów uruchomień
RPP	– Rozliczeniowy Punkt Pomiarowy
RUSE <sup>-</sup>	– Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z JG Wytwórczej aktywnej
RUSE <sup>+</sup>	– Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na JG Wytwórczą aktywną
SCADA	– <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> – system wspomaganie dyspozytorskiego
SOWE	– System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami

SOWE/EL	– System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie elektrowni)
UGWM	– Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego
UGWMB	– Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego
URB	– Uczestnik Rynku Bilansującego
URB <sub>BIL</sub>	– Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące
URB <sub>GE</sub>	– Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii
URB <sub>GE</sub> NEMO	– Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii pełniący funkcję NEMO
URB <sub>W</sub>	– Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca energii elektrycznej
URB <sub>O</sub>	– Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca energii elektrycznej: <ul style="list-style-type: none"> <li>• URB<sub>SD</sub> – odbiorca sieciowy</li> <li>• URB<sub>OK</sub> – odbiorca końcowy</li> </ul>
URB <sub>OSD</sub>	– Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
URB <sub>PO</sub>	– Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
URD	– Uczestnik Rynku Detalicznego
URE	– Urząd Regulacji Energetyki
USE	– Umowa Sprzedaży Energii
USE <sub>WM</sub>	– Umowa sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym
UWM	– Uczestnik Wymiany Międzysystemowej
UWMC	– Uzgodnienie Wyników Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego
W <sup>CO2</sup>	– Wskaźnik emisji CO <sub>2</sub> dla JG <sub>Wa</sub> , określający planowaną, średnią wielkość emisji CO <sub>2</sub> na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej netto w ramach dostaw energii elektrycznej na Rynek Bilansujący
WIRE	– System Wymiany Informacji o Rynku Energii
WIRE/UR	– System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł dostępowy, zlokalizowany po stronie OR)
WIRE/RP	– System Wymiany Informacji o Rynku Energii (moduł rezerwowy)

WMC	– Wyniki Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego
WMC <sub>U</sub>	– Uzgodnione Wyniki Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego
WMC <sub>W</sub>	– Zweryfikowane Wyniki Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego
WMC <sub>Z</sub>	– Zgłoszone Wyniki Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego
WMR	– Wykorzystana moc redukcyjna
WPKD	– Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy
ZGWM	– Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego
ZGWMB	– Zgłoszenia Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego
ZOBH	– Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa
ZOBT	– Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna
ZORO	– Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia
ZP	– Znacznik wykorzystania pasma
ZPW	– Zdolności Przesyłowe Wymiany Międzysystemowej na danym przekroju handlowym
ZRB	– Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego
ZUSE	– Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego
ZUSEB	– Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego
ZWMC	– Zgłoszenie Wyników Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego

## **1.2. Definicje stosowanych pojęć**

<b>Automatyczna regulacja częstotliwości i mocy (ARCM)</b>	Układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej w połączonych systemach elektroenergetycznych, uwzględniający jednocześnie kryteria dotrzymania salda wymiany międzysystemowej i utrzymania częstotliwości, zgodnie z określonym algorytmem.
<b>Automatyczna regulacja napięcia elektrowni (ARNE)</b>	Układ automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym.
<b>Awaria w systemie</b>	Zdarzenie ruchowe, w wyniku którego następuje wyłączenie z ruchu synchronicznego części KSE, która produkuje lub pobiera z sieci energię elektryczną w ilości powyżej 5 % bieżącego zapotrzebowania na moc w KSE.
<b>Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej</b>	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

<b>Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej</b>	Nieprzerwana praca sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci.
<b>Biuro Alokacji ZPW</b>	Uprawniony podmiot odpowiedzialny za alokację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.
<b>Biuro Przetargów</b>	Uprawniony podmiot organizujący Przetargi roczne, miesięczne i dobowe, na rezerwację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej.
<b>Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR)</b>	System informatyczny OSP dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej do celów rozliczeniowych.
<b>Dana pomiarowa</b>	Wielkość zmierzona w FPP.
<b>Dana pomiarowo-rozliczeniowa</b>	Wielkość wyznaczona dla MD, MB i JG.
<b>Doba handlowa</b>	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, w którym następuje fizyczna realizacja umów sprzedaży energii elektrycznej.
<b>Dzień roboczy</b>	Okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy.
<b>Elektrownia</b>	Obszarowo wyodrębniona część przedsiębiorstwa energetycznego, prowadzącego działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej, składająca się z jednej lub kilku jednostek wytwórczych mających jedno lub kilka miejsc przyłączenia do sieci.
<b>Energia bilansująca (EB)</b>	Energia bilansująca (EB) stanowi różnicę pomiędzy energią deklarowaną (ED) a energią rzeczywistą (ER) i jest przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym.
<b>Energia Bilansująca Nieplanowana (EBN)</b>	Energia Bilansująca Nieplanowana (EBN) oznacza niezbilansowanie w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195
<b>Energia Bilansująca Planowana (EBP)</b>	Energia Bilansująca Planowana (EBP) oznacza energię bilansującą w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195
<b>Energia dostarczona</b>	Energia elektryczna stanowiąca różnicę pomiędzy energią oddaną i pobraną w miejscu dostarczania.
<b>Energia oddana</b>	Energia elektryczna wprowadzona do sieci w miejscu dostarczania.
<b>Energia pobrana</b>	Energia elektryczna odebrana z sieci w miejscu dostarczania.

<b>Fizyczne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (FMB)</b>	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii. Ilość energii elektrycznej dostarczonej w $F_{MB}$ jest wyznaczana na podstawie Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP) oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
<b>Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP)</b>	Miejsce w sieci, urządzeniu lub instalacji, w którym jest dokonywany pomiar przepływającej energii elektrycznej.
<b>Generacja wymuszona</b>	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE.
<b>Generacja zdeterminowana</b>	Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.
<b>Grafik</b>	Zbiór danych określających ilość energii dostarczanej albo odbieranej w kolejnych okresach zadanego horyzontu czasowego.
<b>Jednostka Grafikowa</b>	Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.
<b>Jednostka wytwórcza</b>	Wyodrębniony zespół urządzeń elektrowni, służący do wytwarzania energii elektrycznej i wyprowadzania mocy. Jednostka wytwórcza obejmuje także transformatory oraz linie służące do wyprowadzenia mocy, wraz z łącznikami w miejscu przyłączenia jednostki do sieci. W przypadku, gdy ze względu na ścisłe powiązanie technologiczne w procesie wytwarzania energii produkcja energii z jednego źródła jest uzależniona od pracy innego, takie źródła wytwórcze należy traktować jako jedną jednostkę wytwórczą.
<b>Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD)</b>	Jednostka wytwórcza przyłączona do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP.
<b>Jednostka wytwórcza centralnie koordynowana (JWCK)</b>	Jednostka wytwórcza, której praca podlega koordynacji przez OSP.
<b>KOE</b>	Moduł systemu SIRE zawierający konfigurację obiektów elektroenergetycznych stanowiący bazę danych stałych OSP, która zawiera dane techniczne obiektów elektroenergetycznych, w tym jednostek wytwórczych.
<b>Krajowy system elektroenergetyczny (KSE)</b>	System elektroenergetyczny na terenie kraju.
<b>Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)</b>	Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

<b>Minimum techniczne jednostki wytwórczej</b>	Moc czynna wytwarzana przez jednostkę wytwórczą w sposób ciągły przy minimalnym poziomie dostarczania energii pierwotnej wymaganej do stabilnej i trwałej pracy jednostki wytwórczej, przy zachowaniu zdolności do regulacji pierwotnej i wtórnej.
<b>Moc dyspozycyjna jednostki wytwórczej</b>	Moc osiągalna pomniejszona o ubytki mocy.
<b>Moc osiągalna jednostki wytwórczej</b>	Maksymalna moc czynna, przy której jednostka wytwórcza może pracować przez czas nieograniczony bez uszczerbku dla trwałości tej jednostki przy parametrach nominalnych, potwierdzona testami.
<b>NEMO</b>	Wyznaczony operator rynku energii elektrycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 23 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.Urz.UE L 197/24 z 25.07.2015), dalej „Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222”, wyznaczony przez Prezesa URE albo właściwy organ regulacyjny w innym państwie członkowskim do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków Dnia Następnego lub dnia bieżącego.
<b>Obszar Rynku Bilansującego</b>	Część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.
<b>Obszar sieci OSDp/OSDn</b>	Obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.
<b>Odbiorca</b>	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
<b>Odbiorca końcowy</b>	Odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
<b>Ograniczenia alokacji</b>	Ograniczenia alokacji, o których mowa w art. 2 pkt 6 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.Urz.UE L 197/24 z 25.07.2015), których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków.

<b>Okres rozliczania niezbilansowania</b>	okres rozliczania niezbilansowania, o którym mowa w Rozporządzeniu 2017/2195 oznaczający jednostkę czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, równy Podstawowemu Okresowi Handlowemu ;
<b>Operator handlowo-techniczny (OHT)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym.
<b>Operator handlowy (OH)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym.
<b>Operator pomiarów (OP)</b>	Podmiot, który jest odpowiedzialny za pozyskiwanie danych pomiarowych energii elektrycznej z układów pomiarowo-rozliczeniowych i przekazywanie ich do OSP lub innego operatora prowadzącego procesy rozliczeń.
<b>Operator systemu</b>	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.
<b>Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD)</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją, 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.
<b>Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP)</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, 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.
<b>Podstawowy okres handlowy</b>	Okres handlowy na rynku energii elektrycznej, równy jednej godzinie.
<b>Przekrój handlowy</b>	Zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma obszarami regulacyjnymi.
<b>Punkt dostarczania energii (PDE)</b>	Miejsce przyłączenia użytkownika systemu do sieci, poza obszarem Rynku Bilansującego, obejmujące jeden lub więcej fizycznych punktów przyłączenia do sieci, dla których jest realizowany proces bilansowania handlowego.
<b>Punkt poboru energii (PPE)</b>	Punkt w sieci dystrybucyjnej, w którym produkty energetyczne (energia, moc, itp.) są mierzone przez urządzenia umożliwiające rejestrację danych pomiarowych (okresowych lub godzinowych) lub są wyznaczane na potrzeby rozliczeń. Jest to najmniejsza jednostka, dla której odbywa się zbilansowanie dostaw, oraz dla której może nastąpić zmiana sprzedawcy.

<b>Regulacja częstotliwości</b>	Regulacja w systemie elektroenergetycznym mająca za zadanie utrzymanie stałej wartości częstotliwości lub ograniczenie odchylenia czasu synchronicznego od astronomicznego do granic dopuszczalnych.
<b>Równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię</b>	Zaspokojenie możliwego do przewidzenia, bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną i moc, bez konieczności podejmowania działań mających na celu wprowadzenie ograniczeń w jej dostarczaniu i poborze.
<b>Rynek bilansujący</b>	Mechanizm bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną i wytwarzania tej energii w KSE.
<b>Sieć dystrybucyjna</b>	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD.
<b>Sieć przesyłowa</b>	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP.
<b>Sieć zamknięta</b>	Sieć przesyłowa i koordynowana sieć 110 kV.
<b>Siła wyższa</b>	Zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, którego skutkom nie można zapobiec, ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności. Przejawami siły wyższej są w szczególności: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadź,</li> <li>2. akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp.,</li> <li>3. działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu,</li> <li>4. strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty.</li> </ol>
<b>Synchronizacja z siecią</b>	Operacja ruchowa polegająca na połączeniu z systemem elektroenergetycznym jednostki wytwórczej lub połączeniu różnych systemów elektroenergetycznych po wyrównaniu częstotliwości, fazy i napięcia, prowadzącym do zmniejszenia różnicy wektorów łączonych napięć do wielkości bliskiej zeru.
<b>System elektroenergetyczny</b>	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami.
<b>System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)</b>	System umożliwiający OSP komunikację pomiędzy służbami ruchowymi elektrowni i bezpośrednio przekazywanie do służb ruchowych wytwórców przez służby ruchowe OSP planów obciążeń jednostek wytwórczych na okresy 15 minutowe i poleceń ruchowych.

<b>System pomiarowo – rozliczeniowy</b>	Teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo - rozliczeniowych pochodzących z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych oraz z innych systemów.
<b>System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE)</b>	System teleinformatyczny dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych rynku bilansującego oraz regulacyjnych usług systemowych, pomiędzy służbami handlowymi oraz technicznymi OSP i Operatorów Rynku.
<b>Układ pomiarowo–rozliczeniowy</b>	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię.
<b>Układ pomiarowo–rozliczeniowy podstawowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych.
<b>Układ pomiarowo–rozliczeniowy rezerwowy</b>	Układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń ilościowych i wartościowych w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego.
<b>Układ pomiarowy</b>	Liczniki i inne urządzenia pomiarowe oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej.
<b>Wirtualne Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (wMB)</b>	Miejsce Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w wMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
<b>Wytwórca</b>	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, którego jednostki wytwórcze przyłączone są do sieci elektroenergetycznej.
<b>Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej</b>	Stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, uniemożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
<b>Zintegrowany proces grafikowania</b>	Iteracyjny proces z wykorzystaniem ofert bilansujących zawierających dane handlowe i dane techniczne poszczególnych JG <sub>wa</sub> lub JG <sub>Oa</sub> , uwzględniający charakterystyki rozruchu, najnowszą analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu, jako dane wejściowe do tego procesu.

## **2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

### **2.1. Uwarunkowania prawne i organizacyjne**

#### **2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego**

2.1.1.1. W Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:

- (1) Uczestnicy Rynku Bilansującego (URB).
- (2) Operatorzy Rynku (OR).
- (3) Operatorzy Systemu.

2.1.1.2. Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP (dalej nazywaną Umową przesyłania), na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w Warunkach .

2.1.1.3. Uczestnikiem Rynku Bilansującego może być:

- (1) Podmiot, którego urządzenia i instalacje są fizycznie przyłączone do sieci przesyłowej lub fragmentów sieci dystrybucyjnych objętych obszarem Rynku Bilansującego, lub
- (2) Podmiot, który nie posiada urządzeń i instalacji fizycznie przyłączonych do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej, objętej obszarem Rynku Bilansującego, a jedynie jest stroną transakcji sprzedaży lub kupna energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.1.4. Wyróżnia się następujące typy Uczestników Rynku Bilansującego:

- (1) Wytwórcy energii elektrycznej (URB<sub>W</sub>) – podmioty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej, których jednostki wytwórcze są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (nazywane również „Wytwórcami”).
- (2) Odbiorcy energii elektrycznej (URB<sub>O</sub>), w tym:
  - (2.1) Odbiorcy końcowi energii elektrycznej (URB<sub>OK</sub>) – podmioty pobierające energię elektryczną na własny użytek, których instalacje są przyłączone do sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (nazywane również „Odbiorcami końcowymi”); do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji.
  - (2.2) Odbiorcy sieciowi (URB<sub>SD</sub>) – podmioty pełniące na obszarach sieci poszczególnych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych (OSD) funkcje sprzedawcy energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

- (3) Przedsiębiorstwa Obrotu (URBPO) – podmioty posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, będące stroną transakcji sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.
- (4) Giełdy Energii (URBGE) – (i) podmioty prowadzące giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego lub (ii) podmioty pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, które prowadzą 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 Rynku Bilansującego (iii) podmioty pełniące funkcję NEMO, oferujące usługi obrotu energią na rynkach Dnia Następnego lub dnia bieżącego, w wyniku których są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.
- (5) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (URB<sub>OSD</sub>) – Przedsiębiorstwa Bilansujące, które dokonują zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieciach dystrybucyjnych podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią.
- (6) Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (URBBIL) – Przedsiębiorstwo Bilansujące, które dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią.

2.1.1.5. Operatorem Rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii na podstawie Umowy przesyłania zawartej z OSP określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na Rynku Bilansującym, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również z właściwym OSD.

2.1.1.6. Operatorami Rynku są:

- (1) Operatorzy Handlowo-Techniczni (OHT).
- (2) Operatorzy Handlowi (OH).
- (3) Operatorzy Pomiarów (OP).

2.1.1.7. Operatorami Systemu są:

- (1) Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (nazywany dalej również „OSP” lub „Operator Systemu Przesyłowego”).
- (2) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych (nazywani dalej również łącznie lub osobno „OSD” a także „Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych” lub „Operator Systemu Dystrybucyjnego”).

2.1.1.8. Operatorem Systemu Przesyłowego jest 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.

2.1.1.9. Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest 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. W zależności od relacji sieci dystrybucyjnej danego OSD z siecią przesyłową wyróżnia się następujące typy Operatora Systemu Dystrybucyjnego:

- (1) Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (nazywany dalej w skrócie również „OSDp”).
- (2) Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (nazywany dalej w skrócie również „OSDn”).

2.1.1.10. 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. Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP jest nazywany dalej również „obszarem sieci OSDp/OSDn”, rozumianym jako pojedynczy obszar sieci składający się z sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

2.1.1.11. W zakresie przyporządkowania OSDn do OSDp w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w pkt 2.1.1.10., stosuje się następujące zasady szczególne:

- (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.
- (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 2.1.1.10., za pośrednictwem jednego spośród OSDp realizujących te obowiązki dla jednego z sąsiednich OSDn.

## **2.1.2. Obszar Rynku Bilansującego**

2.1.2.1. Obszar Rynku Bilansującego jest to część systemu elektroenergetycznego, w której jest prowadzony hurtowy obrót energią elektryczną oraz w ramach której OSP równoważy bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną z dostawami tej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, oraz zarządza ograniczeniami systemowymi i prowadzi wynikające z tego rozliczenia, z podmiotami uczestniczącymi w Rynku Bilansującym.

2.1.2.2. Podstawowym obszarem Rynku Bilansującego są:

- (1) Sieć przesyłowa.

- (2) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze będące JWCD.
  - (3) Punkty „ponad siecią”, poprzez które w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej oraz nieposiadające miejsc, o których mowa w ppkt (2).
  - (4) Miejsca w sieci dystrybucyjnej, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.
- 2.1.2.3. Obszar Rynku Bilansującego może być rozszerzany o nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV wchodzące w skład Sieci zamkniętej. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego 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 Rynku Bilansującego. Odpowiednie zmiany są również wymagane w Umowach przesyłania z OSD lub Uczestnikami Rynku Bilansującego, dla których rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego zmienia warunki uczestniczenia w tym rynku.
- 2.1.2.4. Rozszerzenie obszaru Rynku Bilansującego może nastąpić tylko wtedy jeżeli we fragmencie sieci dystrybucyjnej, który ma być przyłączony do obszaru Rynku Bilansującego, zostaną spełnione wszystkie warunki techniczne wymagane dla podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.
- 2.1.2.5. Obszar działania Rynku Bilansującego jest określony przez zbiory obiektów Rynku Bilansującego: zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) oraz zbiór Jednostek Grafikowych (JG), które spełniają następujące warunki:
- (1) Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia obsługiwane przez Uczestników Rynku Bilansującego w ramach prowadzonego przez nich bilansowania handlowego.
  - (2) Jednostki Grafikowe muszą pokrywać wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

### **2.1.3. Obiekty Rynku Bilansującego**

- 2.1.3.1. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące obiekty:
- (1) Fizyczny Punkt Pomiarowy (FPP).
  - (2) Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB).
  - (3) Jednostka Grafikowa (JG).
- 2.1.3.2. Fizyczny Punkt Pomiarowy reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej.
- 2.1.3.3. Fizyczne Punkty Pomiarowe są definiowane w Umowie przesyłania zawartej między Uczestnikiem Rynku Bilansującego a OSP lub właściwym OSD.
- 2.1.3.4. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest to, określany przez OSP, punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.

- 2.1.3.5. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest określone jako fizyczne (FMB), jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii. W danej lokalizacji sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego może być zdefiniowanych wiele FMB, które mogą reprezentować dostawy energii realizowane bezpośrednio w tej lokalizacji sieci (FZMB), jako w obszarze Rynku Bilansującego, oraz dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, przyłączonych i reprezentowanych w tej lokalizacji sieci (FDMB).
- 2.1.3.6. Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest określone jako wirtualne (WMB), jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią”). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w WMB jest wyznaczana na podstawie wielkości energii wynikających z Umów Sprzedaży Energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.
- 2.1.3.7. Dla fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) są zdefiniowane następujące atrybuty:
- (1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego, określający fizyczne miejsce w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego (węzeł lub grupę węzłów tej sieci), do którego są przyłączeni użytkownicy systemu reprezentowani w danym FMB.
  - (2) *Atrybut typu* użytkownika systemu, określający rodzaj użytkowników systemu reprezentowanych w danym FMB.
- 2.1.3.8. Dla FMB reprezentujących dostawy energii użytkowników systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, nazywanych dalej również Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD), obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego ma następujące wartości:
    - (1.1) Obszar sieci OSDp/OSDn.
  - (2) *Atrybut typu* użytkownika systemu ma następujące wartości:
    - (2.1) „O” – Punkty Dostarczania Energii (PDE) należące do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujące odbiory energii elektrycznej.
    - (2.2) „W” – PDE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujące źródła wytwarzania energii elektrycznej.
- 2.1.3.9. Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla obszaru sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące oznaczenia typów FDMB:
- (1) MB<sub>O</sub> – zbiór PDE należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej.
  - (2) MB<sub>W</sub> – zbiór PDE należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej.

- 2.1.3.10. Niezależnie od postanowień pkt 2.1.3.8. i 2.1.3.9. wprowadza się wartości atrybutów dla FMB określone w ppkt 2.1.3.10.1., 2.1.3.10.2. oraz 2.1.3.10.3.
- 2.1.3.10.1. Dla FMB reprezentujących dostawę energii przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:
    - (1.1.) Obszar OAZW, o którym mowa w pkt 2.2.1.3., w obszarze sieci OSDp/OSDn.
  - (2) *Atrybut typu użytkownika*:
    - (2.1.) „ZW” – PDE należące do wytwórcy energii elektrycznej, reprezentujące źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawę energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, dla danego obszaru OAZW w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązuje następujące oznaczenie typów FDMB: MB<sub>ZW</sub>.
- 2.1.3.10.2. Dla FMB reprezentujących wymianę energii elektrycznej na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:
    - (1.1.) Obszar sieci OSDp/OSDn.
  - (2) *Atrybut typu użytkownika*:
    - (2.1.) „OSD” – Wszystkie PDE należące do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>), reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV.

Ze względu na wartości atrybutów MB, 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>.
- 2.1.3.10.3. Dla FMB reprezentujących dostawę energii dla sterowanych odbiorów energii URD aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, obowiązują następujące wartości atrybutów:
- (1) *Atrybut lokalizacji* w obszarze Rynku Bilansującego:
    - (1.1.) Obszar sieci OSDp/OSDn.
  - (2) *Atrybut typu użytkownika*:
    - (2.1.) „AO” – PDE należące do URD, reprezentujące sterowane odbiory energii aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawę energii dla sterowanych odbiorów energii URD, aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym, w obszarze sieci OSDp/OSDn obowiązuje następujące oznaczenie typów FDMB: MB<sub>AO</sub>.
- 2.1.3.11. Jednostka Grafikowa jest to zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Jednostki Grafikowe są określane, na podstawie zasad zawartych w Warunkach, przez poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego w

uzgodnieniu z OSP oraz z odpowiednimi OSD, w przypadku gdy fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawę energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

- 2.1.3.12. Fizyczne Punkty Pomiarowe, Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego i Jednostki Grafikowe oraz ich wzajemne powiązania definiuje Umowa przesyłania zawarta między Uczestnikiem Rynku Bilansującego i OSP lub właściwym OSD.
- 2.1.3.13. Procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń realizowane na Rynku Bilansującym, a w ramach tego wyznaczane dane handlowe i techniczne, dotyczą poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- 2.1.3.14. Dla Jednostek Grafikowych w ramach procesów realizowanych na Rynku Bilansującym są wyznaczane następujące wielkości:
- (1) Planowane ilości dostaw energii, w tym deklarowana, zweryfikowana i skorygowana ilość dostaw energii.
  - (2) Rzeczywiste ilości dostaw energii.
  - (3) Odchylenia pomiędzy planowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii.
  - (4) Wielkości należności i zobowiązań wynikających z odchyleń pomiędzy planowanymi i rzeczywistymi ilościami dostaw energii.
- 2.1.3.15. Jednostki Grafikowe mogą uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny lub pasywny.
- (1) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny, jeżeli bierze udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanymi dalej bilansowaniem zasobów KSE. Dla takiej JG, jeżeli w zasadach szczegółowych Warunków nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:
    - (1.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
    - (1.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących.
    - (1.3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.
    - (1.4) Uczestniczenie w działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych.
    - (1.5) Uczestniczenie w optymalizacji obciążenia zgodnie z Algorytmem Rozdziału Obciążeń podczas tworzenia Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) i Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD).
    - (1.6) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.
  - (2) Jednostka Grafikowa uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób pasywny, jeżeli nie bierze udziału w bilansowaniu zasobów KSE. Dla takiej JG, jeżeli w

zasadach szczegółowych Warunków nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:

- (2.1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
- (2.2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących, o ograniczonym zakresie przekazywanych informacji.
- (2.3) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie odchyień od planowanych ilości dostaw energii.

2.1.3.16. Każda Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana uczestniczy w Rynku Bilansującym w sposób aktywny. Jednostka Wytwórcza Centralnie Koordynowana może uczestniczyć w Rynku Bilansującym w sposób aktywny albo pasywny.

2.1.3.17. Na Rynku Bilansującym wyróżnia się następujące rodzaje Jednostek Grafikowych:

- (1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG<sub>W</sub>).
  - (1.1.) Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna (JG<sub>Wa</sub>).
  - (1.2.) Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna (JG<sub>Wp</sub>).
  - (1.3.) Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa (JG<sub>Wr</sub>).
- (2) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG<sub>O</sub>).
- (3) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG<sub>Oa</sub>).
- (4) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>).
- (5) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG<sub>WM</sub>).
  - (5.1.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>).
  - (5.2.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG<sub>WMU</sub>).
- (6) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>OSP</sub>).
  - (6.1.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>).
  - (6.2.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego pasywna (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>).
- (7) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>).
  - (7.1.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu (JG<sub>GE<sub>pZ</sub></sub>).
  - (7.2.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży (JG<sub>GE<sub>pS</sub></sub>).
- (8) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG<sub>BI</sub>).
- (9) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG<sub>GZ</sub>).

2.1.3.18. Poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych charakteryzują się następującymi cechami:

- (1) Jednostka Grafikowa Wytwórcza ( $JG_W$ ) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ), w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.
- (2) Jednostka Grafikowa Wytwórcza ( $JG_W$ ) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną ( $JG_{Wa}$ ).
  - (2.1.) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej ( $JG_{Wa}$ ) wchodzi dokładnie jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną ( $JWCD$ ).
  - (2.2.) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą  $JWCD$  wchodzącą w skład  $JG_{Wa}$ .
- (3) Jednostka Grafikowa Wytwórcza ( $JG_W$ ) nie uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą pasywną ( $JG_{Wp}$ ).
  - (3.1.) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej ( $JG_{Wp}$ ) wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi ( $nJWCD$ ).
  - (3.2.) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi ( $nJWCD$ ), które są jednocześnie Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Koordynowanymi ( $JWCK$ ) wchodzącymi w skład  $JG_{Wp}$ .
  - (3.3.) Operator Systemu Przesyłowego nie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących  $JWCK$  wchodzących w skład  $JG_{Wp}$ .
  - (3.4.) Konfigurację  $JG_{Wp}$  oraz zasady i zakres dysponowania mocą  $JWCK$  wchodzących w skład tej jednostki ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.
- (4) Jednostka Grafikowa Wytwórcza ( $JG_W$ ) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej oraz energii awarii ( $\Delta EA$ ) i energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych ( $\Delta EOE$ ) wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych danego  $URB_w$  jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową ( $JG_{Wr}$ ). Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową ( $JG_{Wr}$ ) składają się:
  - (4.1.) Wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego  $URB_w$ , lub
  - (4.2.) Wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne ( $JG_{OSP_a}$ ) danego  $URB_w$ , w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.
- (5) Jednostka Grafikowa Odbiorcza ( $JG_O$ ) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje odbiorcy energii ( $FZMB$  reprezentujące odbiorców) lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest realizowana dostawa energii dla URD ( $FDMB$ ). W ramach  $JG_O$  mogą być również reprezentowane, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.3., źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego.

- (5.1.) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG<sub>O</sub>) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
- (5.2.) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej.
- (6) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG<sub>Oa</sub>) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje odbiorcze, które mogą podlegać bezpośredniemu sterowaniu przez OSP (sterowane odbiory energii), lub poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii URD.
- (6.1.) Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna (JG<sub>Oa</sub>) jest jednostką aktywną, przyłączoną do sieci.
- (6.2.) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej.
- (7) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, lub poprzez które są reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, które nie są przyłączone do obszaru Rynku Bilansującego.
- (7.1.) Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
- (7.2.) W skład Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych/zespołów jednostek wytwórczych, wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, zlokalizowanych w określonym obszarze KSE.
- (7.3.) Nie jest wymagane by URB był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych lub reprezentowanych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych.
- (7.4.) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi. Zasady i zakres dysponowania mocą jednostek wytwórczych ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.
- (7.5.) Konfigurację JG<sub>ZW</sub> ustala OSP w uzgodnieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego lub URB i OSD – jeżeli konfiguracja JG<sub>ZW</sub> dotyczy instalacji wytwórczych przyłączonych do sieci poza obszarem RB. Obszary KSE, w ramach których jednostki wytwórcze mogą być agregowane w pojedynczą JG<sub>ZW</sub> określa OSP.
- (7.6.) Dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i

kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się odpowiednio zasady jak dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych Warunków określono inaczej.

(8) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej ( $JG_{WM}$ ) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ) albo zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $wMB$ ).

(8.1.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{WMO}$ ) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których występują połączenia międzysystemowe.

(8.1.a.) Połączenia międzysystemowe łączą obszar Rynku Bilansującego z systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych Operatorów Systemów Przesyłowych lub zagranicznych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

(8.1.b.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{WMO}$ ) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.

(8.2.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego ( $JG_{WMU}$ ) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które są realizowane dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej.

W podstawowym zastosowaniu  $JG_{WMU}$  służy do reprezentacji dostaw energii w ramach wymiany międzysystemowej równoległej, 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 ( $USE_{WM}$ ). W takim zastosowaniu  $JG$  jest oznaczana jako  $JG_{WMU}$  równoległa ( $JG_{WMUr}$ ) i jest przydzielana wszystkim Uczestnikom Wymiany Międzysystemowej.

Dodatkowo  $JG_{WMU}$  może służyć do reprezentacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków, realizowanego na zasadach określonych w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1222. W takim zastosowaniu  $JG$  jest oznaczana jako  $JG_{WMUmc}$  i jest przydzielana  $URB_{GE}$  pełniącym funkcję NEMO, po zawarciu z OSP stosownej umowy.

(8.2.a.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

(8.2.b.) Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa ( $JG_{WMUr}$ ) należy do Uczestnika Rynku Bilansującego, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

(9) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{OSP}$ ) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje

jednostek wytwórczych lub odbiorców energii w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP.

- (9.1.) Nie jest wymagane aby OSP był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>OSP</sub>), przy czym w JG<sub>OSP</sub> mogą być reprezentowane:
  - (9.1.a.) Jednostki wytwórcze świadczące usługę praca interwencyjna.
  - (9.1.b.) Jednostki wytwórcze świadczące usługę interwencyjna rezerwa zimna.
  - (9.1.c.) Sterowane odbiory energii świadczące usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
- (9.2.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>OSP</sub>) należy do OSP jako Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>) lub do Uczestnika Rynku Bilansującego będącego właścicielem urządzeń lub instalacji. Decyzję w zakresie przynależności podejmuje OSP w uzgodnieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.
- (9.3.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>OSP</sub>) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE w ramach świadczenia, na podstawie umowy zawartej z OSP, usługi praca interwencyjna lub usługi interwencyjna rezerwa zimna, jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>).
  - (9.3.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>) wchodzi nie więcej niż jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).
  - (9.3.b.) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje i bezpośrednio steruje Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD) wchodzącą w skład JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>.
- (9.4.) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>OSP</sub>) nieuczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>).
  - (9.4.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>) mogą wchodzić jednostki wytwórcze nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) lub sterowane odbiory energii.
  - (9.4.b.) Operator Systemu Przesyłowego część lub całość swoich uprawnień do dysponowania i bezpośredniego sterowania urządzeniami (jednostkami wytwórczymi i odbiorami) wchodzącymi w skład JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub> ma prawo przekazać innym Uczestnikom Rynku Bilansującego.
  - (9.4.c.) Konfigurację JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub> oraz zasady i zakres dysponowania i sterowania urządzeniami oraz instalacjami wchodzącymi

w skład tej jednostki, ustala OSP w uzgodnieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.

- (9.5.) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, aktywnych oraz pasywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się odpowiednio zasady jak dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych oraz pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych Warunków określono inaczej.
- (9.6.) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, pasywnych, w skład których wchodzi sterowany odbiór energii, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się zasady jak dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych, chyba że w zasadach szczegółowych Warunków określono inaczej.
- (10) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG<sub>BI</sub>) jest zbiorem Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego lub w danym obszarze sieci OSDp/OSDn.
- (10.1.) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JG<sub>BI</sub>) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
- (10.2.) Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG<sub>BI</sub>) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią.
- (10.3.) Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG<sub>BI</sub>) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią.
- (10.4.) Operator Systemu Dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i zwolniony, zgodnie z ustawą 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 JG<sub>BI</sub> w ramach należącej do tego przedsiębiorstwa JG<sub>O</sub>.
- (11) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (w<sub>MB</sub>), poprzez które URB typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>) realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią”.
- (11.1.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

- (11.2.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa ( $JG_{GEP}$ ) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu ( $JG_{GEPZ}$ ) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży ( $JG_{GEPs}$ ). Poprzez te jednostki jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” (transakcje giełdowe).
- (12) Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej ( $JG_{GZ}$ ) jest definiowana przez zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) reprezentujących generację energii przez wytwórców lub pobór energii przez odbiorców poza obszarem Rynku Bilansującego. Operatorami Rynku dla  $JG_{GZ}$  są OSP lub OSD, pełniący w tym przypadku funkcje Operatora Handlowego.  $JG_{GZ}$  jest jednostką rezerwową, niewykorzystywaną w podstawowym modelu Rynku Bilansującego, która może być wykorzystana do obsługi sytuacji wyjątkowych lub awaryjnych.

#### **2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego**

- 2.1.4.1. Zbiór Jednostek Grafikowych danego Uczestnika Rynku Bilansującego musi obejmować jego wszystkie Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego w obszarze Rynku Bilansującego.
- 2.1.4.2. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórcy (URB<sub>w</sub>) musi posiadać co najmniej jedną:
- (1) Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną ( $JG_{Wa}$ ), lub
  - (2) Jednostkę Grafikową Wytwórczą pasywną ( $JG_{Wp}$ ), lub
  - (3) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną ( $JG_{OSP_a}$ ), lub
  - (4) Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną ( $JG_{OSP_p}$ ), lub
  - (5) Jednostkę Grafikową Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ).
- 2.1.4.3. Uczestnik Rynku Bilansującego, który ma co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną ( $JG_{Wa}$ ) jest Wytwórcą (URB<sub>w</sub>).
- 2.1.4.4. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną ( $JG_{Wa}$ ) lub jedną Jednostkę Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną ( $JG_{OSP_a}$ ) musi posiadać także Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową ( $JG_{Wr}$ ).
- 2.1.4.5. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórcy (URB<sub>w</sub>) może również posiadać:
- (1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne ( $JG_{Wp}$ ).
  - (2) Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ).
  - (3) Jednostki Grafikowe Odbiorcze ( $JG_o$ ), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), do których przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii.
  - (4) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą ( $JG_{WMr}$ ), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

- (5) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne ( $JG_{Oa}$ ), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.
- 2.1.4.6. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca ( $URB_w$ ) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii ( $JG_{GE}$ ).
  - (2) Jednostki Grafikowej Bilansującej ( $JG_{BI}$ ).
  - (3) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{WMO}$ ).
  - (4) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków ( $JG_{WMU_{mc}}$ ).
- 2.1.4.7. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy ( $URB_{SD}$ ) musi posiadać co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą ( $JG_O$ ).
- 2.1.4.8. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy ( $URB_{SD}$ ) może również posiadać:
- (1) Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne ( $JG_{Wp}$ ), jeżeli ma uprawnienia do dysponowania fizycznymi Miejscami Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ), do których są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.
  - (2) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą ( $JG_{WMU_r}$ ), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
  - (3) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne ( $JG_{OSP_a}$ ) lub Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne ( $JG_{OSP_p}$ ), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Odbiorcy sieciowego ( $URB_{SD}$ ).
  - (4) Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.
  - (5) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne ( $JG_{Oa}$ ), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ( $FMB$ ), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.
- 2.1.4.9. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy ( $URB_{SD}$ ) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej ( $JG_{Wa}$ ).
  - (2) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii ( $JG_{GE}$ ).
  - (3) Jednostki Grafikowej Bilansującej ( $JG_{BI}$ ).
  - (4) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{WMO}$ ).
  - (5) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej ( $JG_{WMU_n}$ ).

- 2.1.4.10. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB<sub>OK</sub>) musi posiadać jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG<sub>O</sub>) i może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG<sub>WMUr</sub>), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej lub Jednostkę Grafikową Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną (JG<sub>Oa</sub>), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Odbiorca końcowy (URB<sub>OK</sub>) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.
- 2.1.4.11. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB<sub>PO</sub>) musi posiadać co najmniej jedną Jednostkę Grafikową Odbiorczą (JG<sub>O</sub>) przeznaczoną do prowadzenia bilansowania handlowego URD lub URB<sub>OK</sub>.
- 2.1.4.12. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB<sub>PO</sub>) może również posiadać:
- (1) Jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG<sub>WMUr</sub>), jeżeli jest Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
  - (2) Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>) lub Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>), jeżeli OSP przekazał te jednostki do Przedsiębiorstwa Obrotu (URB<sub>PO</sub>).
  - (3) Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>), jeżeli prowadzi bilansowanie handlowo-techniczne źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.
  - (4) Jednostki Grafikowe Odbiorcze aktywne (JG<sub>Oa</sub>), jeżeli posiada fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), do których są przyłączone lub, w których są reprezentowane sterowane odbiory energii.
- 2.1.4.13. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB<sub>PO</sub>) nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG<sub>Wa</sub>).
  - (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG<sub>Wp</sub>).
  - (3) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>).
  - (4) Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG<sub>BI</sub>).
  - (5) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>).
  - (6) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG<sub>WMUmc</sub>).
- 2.1.4.14. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>) musi posiadać jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Giełdy Energii podstawową (JG<sub>GEp</sub>) i może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego jednolitego łączenia rynków (JG<sub>WMUmc</sub>), w

przypadku, gdy URB<sub>GE</sub> pełni funkcję NEMO i zawarł z OSP stosowną umowę. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.

- 2.1.4.15. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>), definiuje i posiada Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG<sub>BI</sub>) oraz Jednostkę Grafikową Generacji Zewnętrznej (JG<sub>GZ</sub>).
- 2.1.4.16. Operator Systemu Przesyłowego definiuje wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>) i Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>) oraz, z zastrzeżeniem pkt 2.1.4.17., posiada te jednostki.
- 2.1.4.17. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo przekazać wybrane przez niego Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>) oraz Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>) w posiadanie innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB<sub>W</sub>), Odbiorca sieciowy (URB<sub>SD</sub>) lub Przedsiębiorstwo Obrotu (URB<sub>PO</sub>). W takim przypadku OSP może zachować prawo do dysponowania i bezpośredniego sterowania tymi jednostkami. Podstawą do przekazania przez OSP Jednostek Grafikowych JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> lub JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub> w posiadanie innemu URB jest odpowiednia umowa pomiędzy OSP a tym URB.
- 2.1.4.18. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>), może posiadać również:
- (1) Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>), jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na Rynku Bilansującym z odchyleń od planowanych ilości energii na tych połączeniach, oraz Jednostki Grafikowe Wytwórcze rozliczeniowe (JG<sub>Wr</sub>), jeżeli posiada Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>).
- 2.1.4.19. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>), nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG<sub>Wa</sub>).
  - (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG<sub>Wp</sub>).
  - (3) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>).
  - (4) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG<sub>WMU</sub>).
  - (5) Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG<sub>O</sub>).
  - (6) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>).
  - (7) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG<sub>Oa</sub>).
- 2.1.4.20. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>), musi posiadać jedną Jednostkę Grafikową Bilansującą (JG<sub>BI</sub>).

- 2.1.4.21. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>), może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległą (JG<sub>WMUr</sub>).
- 2.1.4.22. Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>), nie może posiadać żadnej:
- (1) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG<sub>Wa</sub>).
  - (2) Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG<sub>Wp</sub>).
  - (3) Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG<sub>Wr</sub>).
  - (4) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>).
  - (5) Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JG<sub>OSP<sub>p</sub></sub>).
  - (6) Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG<sub>GE</sub>).
  - (7) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>).
  - (8) Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG<sub>O</sub>).
  - (9) Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>).
  - (10) Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległej (JG<sub>WMUn</sub>).
  - (11) Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG<sub>Oa</sub>).
- 2.1.4.23. Uczestnik Rynku Bilansującego, który posiada Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną (JG<sub>Wa</sub>) lub Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną (JG<sub>Oa</sub>) jest Dostawcą Usług Bilansujących w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195..
- 2.1.4.24. Jednostka Grafikowa, z zastrzeżeniem postanowień pkt 2.1.4.26., może mieć tylko jednego Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania nią i jest odpowiedzialny za wymianę określonych danych handlowych i technicznych pomiędzy OSP a Uczestnikiem Rynku Bilansującego.
- 2.1.4.25. Operatorem Rynku dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych, Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego oraz Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych jest Operator Handlowo-Techniczny. Operatorem Rynku dla pozostałych rodzajów Jednostek Grafikowych jest Operator Handlowy.
- 2.1.4.26. Część działań Operatora Rynku związanych z przekazywaniem danych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP w zakresie danych pomiarowych może realizować odrębny podmiot Rynku Bilansującego – Operator Pomiarów.
- 2.1.4.27. Operatora Rynku dla swoich Jednostek Grafikowych wyznacza Uczestnik Rynku Bilansującego, przy czym Operatorem Rynku dla JG<sub>GE</sub> jest Uczestnik Rynku Bilansującego posiadający JG<sub>GE</sub>.
- 2.1.4.28. Uczestnik Rynku Bilansującego może wyznaczyć, dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, różnych Operatorów Rynku.

- 2.1.4.29. Jeżeli Uczestnik Rynku Bilansującego nie wyznaczy Operatora Rynku dla Jednostki Grafikowej, oznacza to, że sam pełni rolę Operatora Rynku dla tej Jednostki Grafikowej.

## **2.1.5. Bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym**

### **2.1.5.1. Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez URB**

- 2.1.5.1.1. Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii poprzez:

- (1) Zgłaszanie do realizacji Umów Sprzedaży Energii.
- (2) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilością energii z przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii oraz rzeczywistą ilością dostaw energii.

- 2.1.5.1.2. Każdy uczestnik Rynku Bilansującego jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195, a obszar niezbilansowania w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195 jest definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikowych i dla danej Jednostki Grafikowej odpowiada zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę.

- 2.1.5.1.3. Użytkownik systemu będący Odbiorcą końcowym (URB<sub>OK</sub>) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym, przy czym użytkownik systemu będący URB<sub>OK</sub> przyłączonym do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może umocować innego URB, który w ramach swojej JG odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym. Jeżeli URB umocowany przez URB<sub>OK</sub> zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to URB<sub>OK</sub> staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym.

Powyższe zasady stosuje się również w stosunku do URB posiadającego źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego, reprezentowane w JG<sub>ZW</sub> albo JG<sub>Wp</sub>. Taki URB może umocować innego URB, który w ramach swoich JG<sub>ZW</sub> albo JG<sub>O</sub> będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym tych źródeł. Obowiązują przy tym następujące zasady:

- (i) Źródła energii elektrycznej danego URB wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w ramach JG<sub>ZW</sub> mogą być bilansowane handlowo w JG<sub>ZW</sub> innego URB, które dotyczą OAZW, o których mowa w pkt 2.2.1.3., odpowiednich do lokalizacji tych źródeł.
- (ii) Źródła energii elektrycznej danego URB wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w ramach JG<sub>Wp</sub> mogą być bilansowane handlowo w JG<sub>O</sub> innego URB.

- 2.1.5.1.4. Podstawą do dokonania zmiany umocowania, o którym mowa w pkt 2.1.5.1.3. są stosowne aneksy do Umów przesyłania pomiędzy OSP i URB przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz pomiędzy

OSP i URB przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe a w wymagających tego przypadkach również pomiędzy OSP i URB, który był dotychczas odpowiedzialny za bilansowanie handlowe. Wyżej wymienione zmiany obowiązują od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na RB następującego po dacie otrzymania przez OSP wyżej wymienionych, podpisanych aneksów, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od powyższej daty.

- 2.1.5.1.5. Użytkownik systemu będący Uczestnikiem Rynku Detalicznego (URD) jest bilansowany handlowo na Rynku Bilansującym przez URB. URB pełni dla URD na rynku energii elektrycznej funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).
- 2.1.5.1.6. Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe dla danego URD, przyłączonego do sieci danego OSD, może być URB, który wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne, jakie musi spełniać URB w celu wykonywania funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji POB dla URD, są określane w części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, o której mowa w artykule 9g ustawy Prawo energetyczne.
- 2.1.5.1.7. Przyporządkowanie URD do URB, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD na RB, jest realizowane poprzez przyporządkowanie URD do  $_{FD}MB$  o odpowiednich atrybutach, przy czym:
- (1) Każdy Punkt Dostarczania Energii (PDE) danego URD typu odbiorca musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.
  - (2) Każde PDE lub zbiór PDE należących do danego URD typu wytwórca, definiujący pojedynczą jednostkę wytwórczą lub zagregowaną jednostkę wytwórczą, tj. jednostkę składającą się z kilku pojedynczych jednostek wytwórczych, musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.
- 2.1.5.1.8. Poszczególne  $_{FD}MB$  danego URB mogą być reprezentowane w pojedynczej albo w wielu JG Odbiorczych ( $JG_O$ ) lub JG Odbiorczych aktywnych ( $JG_{Oa}$ ) lub JG Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ) lub JG OSP pasywnych ( $JG_{OSPp}$ ) tego URB, przy czym dane  $_{FD}MB$  danego URB musi być przyporządkowane do odpowiedniej, jednej JG.
- 2.1.5.1.9. Dla potrzeb realizacji funkcji POB każdemu URB, z wyłączeniem  $URB_{OSD}$ ,  $URB_{BIL}$  oraz  $URB_{GE}$ , niezależnie od zakresu bilansowania handlowego prowadzonego przez tego URB w sieciach poszczególnych OSD, tzn. bez względu na zakres bilansowanych przez niego handlowo typów URD, są przyporządkowane dla każdego obszaru sieci  $OSD_p/OSD_n$  następujące  $_{FD}MB$ :  $MB_O$  oraz  $MB_w$ . Przyporządkowane  $MB_O$  i  $MB_w$  służą do reprezentacji URD przyłączonych do sieci danego  $OSD_p$  oraz do sieci tych  $OSD_n$ , dla których ten  $OSD_p$  realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

Wprowadzenie  $_{FD}MB$  dla danego URB odbywa się zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.10 i nie jest uzależnione od spełnienia przez tego URB jakichkolwiek warunków, innych niż określone w Warunkach, zarówno w relacji z OSP, jak i w relacji z OSD.

2.1.5.1.10. Wprowadzenie  $_{FD}MB$  dla potrzeb reprezentacji dostaw energii realizowanych we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego jest realizowane według następujących zasad:

- (1) W Umowie przesyłania z URB są wprowadzone  $_{FD}MB$  ( $MB_O$ ,  $MB_W$ ) do definicji  $JG_O$  tego URB dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn.
- (2) Umowa przesyłania z URB wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie z wyłączeniem postanowień w zakresie  $_{FD}MB$ , tj. MB reprezentujących dostawę energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- (3) W terminie 15 dni od daty wejścia w życie Umowy przesyłania z URB, OSP przesyła do każdego OSDp aneks do Umowy przesyłania wprowadzający listę  $_{FD}MB$  przyporządkowanych temu URB 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 zapisywana w Umowie przesyłania.

- (4)  $_{FD}MB$  danego URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn są uaktywniane (wchodzą w życie) od początku nowego okresu rozliczeniowego na RB, przypadającego po dacie otrzymania przez OSP podpisanego aneksu do Umowy przesyłania od danego OSDp oraz w przypadku gdy jest zawierana nowa Umowa przesyłania z danym OSDp, po dacie wejścia w życie Umowy przesyłania z tym OSDp, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych po dacie otrzymania aneksu lub wejścia w życie Umowy przesyłania. OSP informuje odpowiedniego OSDp oraz odpowiedniego URB o dacie uaktywnienia  $_{FD}MB$  danego URB dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn na trzy dni robocze przed datą ich uaktywnienia.

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

- (5) Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla aktywnych  $_{FD}MB$  danego URB, dotyczących danego obszaru sieci OSDp/OSDn, jest realizowane przez OSP w okresach prowadzenia przez tego URB bilansowania handlowego na tym obszarze sieci OSDp/OSDn, stosownie do informacji przekazanych przez OSDp zgodnie z pkt 2.1.5.2.4.(1).

W przypadku wprowadzania dla URB nowych  $_{FD}MB$ , w związku z rozszerzeniem ich zakresu na nowe obszary sieci OSDp/OSDn, tj. takie, które powstały w trakcie obowiązywania Umowy przesyłania z URB, stosuje się odpowiednio powyższą procedurę.

2.1.5.1.11.  $MB_{ZW}$  są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach  $JG_{ZW}$  prowadzą bilansowanie handlowe źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.

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

$MB_{AO}$  są wprowadzane wyłącznie dla tych URB, którzy w ramach  $JG_{Oa}$  reprezentują na Rynku Bilansującym sterowane odbiory energii URD, aktywnie uczestniczące w Rynku Bilansującym.

2.1.5.1.12. W przypadku, gdy dany URB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to w zakresie należących do niego  $MB_O$ ,  $MB_W$ ,  $MB_{ZW}$  i  $MB_{AO}$  dotyczących poszczególnych obszarów sieci OSDp/OSDn, są dokonywane następujące zmiany w konfiguracji RB.

(1)  $MB_O$ ,  $MB_{AO}$ , dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest uwzględniane albo usuwane z konfiguracji RB zgodnie z poniższymi zasadami.

(1.1) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp została wskazana  $JG_O$  reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym  $MB_O$  oraz  $MB_{AO}$ , sprzedawcą w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez wybranych przez tych odbiorców sprzedawców (nazywany dalej również „sprzedawcą rezerwowym”), to odpowiednio  $MB_O$  oraz  $MB_{AO}$  zostaje przyporządkowywane do tej  $JG_O$ .

(1.2) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp nie została określona  $JG_O$  reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to  $MB_O$  oraz  $MB_{AO}$  zostaje usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w  $JG_{BI}$  należącej do danego OSDp.

(2)  $MB_W$  i  $MB_{ZW}$  dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest usuwane z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w  $JG_{BI}$  należącej do tego OSDp.

Powyższe korekty konfiguracji RB są realizowane bez dokonywania zmian w Umowach przesyłania.

Jeżeli URB, który zaprzestał działalności na Rynku Bilansującym, jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to w okresie zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym może on realizować funkcje Operatora Rynku dla tych URB.

2.1.5.1.13. W celu rozpoczęcia przez URB, który zaprzestał działalności na RB a następnie ją wznowił, bilansowania handlowego URD na RB jest wymagane ponowne przydzielenie  $FD_{MB}$  temu URB. Do ponownego przydzielenia  $FD_{MB}$  stosuje się odpowiednio procedurę określoną w pkt 2.1.5.1.10. i 2.1.5.1.11.

## 2.1.5.2. Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym

2.1.5.2.1. Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez URB działalności na Rynku Bilansującym od doby  $n$ , jest realizowana według następującej procedury:

(1) OSP przesyła wszystkim OSDp,  $URB_{GE}$ , oraz Prezesowi URE informację o dacie zaprzestania przez URB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.30 doby  $n-1$ .

(2) OSP do godziny 9.00 doby  $n-1$  wprowadza do konfiguracji RB datę doby  $n-1$ , jako datę ostatniego dnia udziału tego URB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie  $JG$  należące do tego

URB, przy czym w przypadku, gdy URB jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to nadal może on realizować funkcje w tym zakresie.

- (3) OSP do końca doby  $n$  wprowadza dla obszaru sieci każdego OSDp wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania  $_{FD}MB$  do Jednostek Grafikowych.

2.1.5.2.2. Poczynając od doby zaprzestania działalności przez danego URB na Rynku Bilansującym, OSDp przekazuje do OSP dane o rzeczywistej ilości dostaw energii dla wszystkich  $_{FD}MB$  zdefiniowanych w konfiguracji RB dla tego URB. Przekazywane dane powinny odpowiadać URD reprezentowanym w poszczególnym  $_{FD}MB$ , w kolejnych dobach, z uwzględnieniem ewentualnych zmian w zakresie przyporządkowania URD do tych  $_{FD}MB$ .

2.1.5.2.3. Usunięcie z konfiguracji RB danego  $_{FD}MB$ , należącego pierwotnie do URB, który zaprzestał działalności na RB, a następnie przyporządkowanego do innego URB, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.12., jest dokonywane w przypadku, gdy w tym  $_{FD}MB$  nie jest reprezentowany żaden URD. Usunięcie takiego  $_{FD}MB$  odbywa się na wniosek OSDp.

2.1.5.2.4. W celu zarządzania konfiguracją RB są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP i OSDp:

- (1) OSDp informuje OSP o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia (wstrzymania) przez danego URB 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 URB co najmniej jednego URD oraz usunięcie z MB należącego do tego URB ostatniego URD. Informacja o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia bilansowania handlowego jest przesyłana faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu lub na adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami lecz nie później niż w dniu poprzedzającym.
- (2) OSP informuje wszystkich OSDp o otrzymaniu od nowego podmiotu kompletnego wniosku o zawarcie Umowy przesyłania lub otrzymaniu od URB wniosku o rozwiązanie Umowy przesyłania. Informacja o powyższych wnioskach jest przesyłana faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu lub na adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP, nie później niż 5 dni po otrzymaniu wniosku.

## **2.1.6. Podstawowe funkcje podmiotów na Rynku Bilansującym**

2.1.6.1. Operator Systemu Przesyłowego i Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizują dostawę energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji Umów Sprzedaży Energii, przy uwzględnieniu możliwości technicznych krajowego systemu elektroenergetycznego.

2.1.6.2. Operator Systemu Przesyłowego administruje Rynkiem Bilansującym w zakresie Jednostek Grafikowych zdefiniowanych w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.6.3. Operator Systemu Dystrybucyjnego, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp) uczestniczy w administrowaniu Rynkiem Bilansującym w zakresie obsługi Jednostek Grafikowych, 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:

- (1) Zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez URB.
- (2) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania poszczególnych URD do poszczególnych MB poszczególnych URB, jako podmiotów prowadzących bilansowanie handlowe tych URD.
- (3) Zarządza konfiguracją w zakresie dopuszczania poszczególnych użytkowników systemu i reprezentujących ich PDE do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, i przekazuje do OSP specyfikację PDE dopuszczonych do świadczenia usługi.
- (4) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii dotyczących URD do poszczególnych MB poszczególnych URB, pełniących dla tych URD funkcje podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii dla poszczególnych MB poszczególnych URB.
- (5) Rozpatruje reklamacje URB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach.
- (6) Wyznacza ilości dostaw energii w PDE, w których przyłączone są urządzenia lub instalacje wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji obciążenia odbiorców, w tym usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii w tych PDE oraz poszczególnych FPP wchodzących w ich skład.
- (7) Uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji podmiotów świadczących usługę redukcji obciążenia odbiorców, w tym redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, dotyczących ilości dostaw energii w poszczególnych PDE i FPP oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach.
- (8) Przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania Rynku Bilansującego oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji.
- (9) Obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie.

Realizacja powyższych zadań przez danego OSDp w zakresie dotyczącym OSDn rozpocznie się nie później niż w terminie 30 dni po zatwierdzeniu IRiESD tego OSDp przez Prezesa URE.

2.1.6.4. Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym, zgodnie z zapisami w Warunkach, dla wszystkich swoich Jednostek Grafikowych. Funkcje te Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym Operatorami Rynku.

- 2.1.6.5. Operator Handlowo-Techniczny (OHT) jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym i technicznym. OHT tworzy zbilansowane handlowo-techniczne grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. OHT jest zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.1.4.26., oraz do uczestniczenia w procesie rozliczeń.
- 2.1.6.6. Operator Handlowy (OH) jest odpowiedzialny za dysponowanie Jednostką Grafikową Uczestnika Rynku Bilansującego w zakresie handlowym. OH tworzy zbilansowane handlowe grafiki pracy Jednostek Grafikowych i przekazuje je do OSP lub właściwego OSD. OH jest zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG zdefiniowanych przez Fizyczne Punkty Pomiarowe, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.1.4.26., oraz do uczestniczenia w procesie rozliczeń. Funkcje Operatora Handlowego mieszczą się w zakresie funkcji przypisanych Operatorowi Handlowo-Technicznemu (OHT może realizować funkcje OH).
- 2.1.6.7. Operator Pomiarów jest odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowych z Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego do OSP oraz może uczestniczyć w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowych Jednostek Grafikowych Uczestnika Rynku Bilansującego.
- 2.1.6.8. Zmiana w przyporządkowaniu danej Jednostki Grafikowej do Operatora Rynku (zmiana w rejestrze podmiotu pełniącego funkcję Operatora Handlowo-Technicznego, Operatora Handlowego lub Operatora Pomiarów) jest dokonywana zgodnie z poniższą procedurą:
- (1) URB przekazuje OSP oświadczenie o umocowaniu nowego OR dla określonych JG należących do URB (dalej „Oświadczenie o umocowaniu nowego OR”). Oświadczenie o umocowaniu nowego OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione do działania w imieniu URB oraz nowego OR.
  - (2) URB wraz z Oświadczeniem o umocowaniu nowego OR przekazuje OSP oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR dla określonych JG należących do URB (dalej „Oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu 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 do działania w imieniu URB.
  - (3) OSP zawiadamia URB o akceptacji Oświadczenia o umocowaniu nowego 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 przesyłania jest również przesyłana do nowego OR.
  - (4) OSP informuje URB, nowego OR oraz URB<sub>GE</sub> o dacie, od której zaczynają obowiązywać zmiany w zakresie umocowania OR, przy czym zmiany te mogą zacząć obowiązywać najwcześniej od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, następującego po dacie otrzymania przez OSP podpisanych aneksów lub aneksu oraz Umowy przesyłania, o których

mowa w ppkt (3), jednak nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych od tej daty.

- (5) OSP informuje URB, dotychczasowego OR oraz URB<sub>GE</sub> o dacie, w której dotychczasowy OR przestaje pełnić funkcje operatora rynku dla określonych JG należących do URB, przy czym data ta jest datą ustanowienia nowego OR dla tych JG. W dacie tej, bez konieczności podpisywania aneksów do Umów przesyłania, tracą moc stosowne zapisy dotyczące dotychczasowego OR w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a URB oraz w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP a dotychczasowym OR.

## **2.1.7. Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje**

2.1.7.1. W realizacji wymiany międzysystemowej biorą udział:

- (1) Uczestnicy Wymiany Międzysystemowej (UWM).
- (2) Partnerzy Handlowi Uczestników Wymiany Międzysystemowej (PH).
- (3) Operator Systemu Przesyłowego.
- (4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych.

2.1.7.2. Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja Umów Sprzedaży Energii Elektrycznej w obrocie międzynarodowym (USE<sub>WM</sub>).

2.1.7.3. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej UWM w szczególności:

- (1) Samodzielnie lub z udziałem PH zapewniają rezerwację Zdolności Przesyłowych Wymiany Międzysystemowej (ZPW) niezbędnych do realizacji USE<sub>WM</sub>.
- (2) Dokonują, na zasadach określonych w Warunkach, zgłoszeń danych handlowych poszczególnych USE<sub>WM</sub> do OSP w formie Zgłoszonych Grafików Wymiany Międzysystemowej (GWM<sub>Z</sub>).
- (3) Działając jako Uczestnicy Rynku Bilansującego uczestniczą w procesach zgłaszania Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym na zasadach określonych w Warunkach w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>.

2.1.7.4. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:

- (1) Przyjmuje zgłoszenia GWM<sub>Z</sub>.
- (2) Dokonuje weryfikacji GWM<sub>Z</sub> i na tej podstawie wyznacza Zweryfikowane Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM<sub>W</sub>).
- (3) Dokonuje uzgodnień GWM<sub>W</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych i na tej podstawie wyznacza Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej (GWM<sub>U</sub>).
- (4) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.
- (5) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii, planowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym w zakresie wynikającym z realizacji USE<sub>WM</sub>.

- (6) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.
- 2.1.7.5. W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.
- 2.1.7.6. Każdy Uczestnik Wymiany Międzysystemowej posiada jeden, unikalny kod EIC (*Energy Identification Code*) identyfikujący tego UWM w realizacji procesów wymiany międzysystemowej. Kod EIC jest określony w Umowie przesyłania.

## **2.1.8. Umowy Sprzedaży Energii realizowane przez poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych**

- 2.1.8.1. Jednostki Grafikowe występujące na Rynku Bilansującym mogą realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii z innymi Jednostkami Grafikowymi, zarówno w zakresie pojedynczych transakcji jak i sumarycznych grafików zgłaszanych do OSP w postaci Umów Sprzedaży Energii, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4. i 2.1.8.5.
- 2.1.8.2. Uczestnik Rynku Bilansującego może realizować transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy należącymi do niego Jednostkami Grafikowymi, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt 2.1.8.4.(1) i (4).
- 2.1.8.3. Występujące na Rynku Bilansującym wyłączenia dotyczące transakcji pomiędzy poszczególnymi rodzajami Jednostek Grafikowych, wynikają z:
  - (1) Istoty definicji poszczególnych Jednostek Grafikowych.
  - (2) Modelu Rynku Bilansującego, który nie dopuszcza określonych transakcji dla określonych rodzajów Jednostek Grafikowych.
- 2.1.8.4. Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt 2.1.8.3.(1)., występują:
  - (1) Dla wszystkich Jednostek Grafikowych, gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu lub sprzedaży energii przez jednostkę samej sobie.
  - (2) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży ( $JG_{GEpS}$ ), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu energii przez tą jednostkę.
  - (3) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu ( $JG_{GEpZ}$ ), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tą jednostkę.
  - (4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej ( $JG_{GEp}$ ), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy sprzężonymi ze sobą jednostkami Zakupu ( $JG_{GEpZ}$ ) i Sprzedaży ( $JG_{GEpS}$ ).
  - (5) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży ( $JG_{GEpS}$ ) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu ( $JG_{GEpZ}$ ), gdzie nie są dopuszczone transakcje dla tych jednostek powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii dla  $JG_{GEpS}$  i  $JG_{GEpZ}$  nie są sobie równe w poszczególnych godzinach (sumaryczne ilości dostaw energii wynikające z Umów Sprzedaży Energii w poszczególnych godzinach dla  $JG_{GEpS}$  i  $JG_{GEpZ}$  muszą być sobie równe ilościowo, tj. zbilansowane).

2.1.8.5. Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt 2.1.8.3.(2)., występują:

- (1) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG<sub>BI</sub>), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę.
- (2) Dla Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>) występującego jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od Jednostek Grafikowych innych Uczestników Rynku Bilansującego.
- (3) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG<sub>GEpS</sub>), gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę do Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG<sub>GEpZ</sub>) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>).
- (4) Dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG<sub>GEpZ</sub>), gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu energii przez tę jednostkę od Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG<sub>GEpS</sub>) innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>).
- (5) Dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG<sub>Wr</sub>), gdzie nie są dopuszczone żadne transakcje sprzedaży lub zakupu energii od innych Jednostek Grafikowych.

## 2.1.9. Katalog usług systemowych

2.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje zakupu, na zasadach określonych w niniejszych Warunkach, następujących usług systemowych:

- (1) Regulacyjne usługi systemowe (RUS) JG<sub>Wa</sub>.
  - (1.1) Operacyjna rezerwa mocy.
  - (1.2) Udział w regulacji pierwotnej.
  - (1.3) Udział w regulacji wtórnej.
  - (1.4) Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem.
  - (1.5) Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej.
- (2) Usługa uruchomienia JG<sub>Wa</sub>.
- (3) Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej.
  - (3.1) Praca interwencyjna.
  - (3.2) Interwencyjna rezerwa zimna.
  - (3.3) Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP.
- (4) Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (nazywana dalej również „usługa GWS”).

- (5) Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego.
- 2.1.9.2. Wymagany zakres regulacji pierwotnej i wtórnej JG<sub>Wa</sub> są określane przez OSP w dobie  $n-1$ , na podstawie wytycznych ENTSO-E (The European Network of Transmission System Operators for Electricity) oraz analiz systemowych. W ramach tego stosuje się następujące ogólne wymagania:
- (1) Zakres regulacji pierwotnej – około  $\pm 170$  MW.
- (2) Zakres regulacji wtórnej – około  $\pm 500$  MW.
- 2.1.9.3. Standardy techniczne dla jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe JG<sub>Wa</sub> oraz usługę uruchomienia JG<sub>Wa</sub> określa IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- 2.1.9.4. Usługa odbudowy KSE może być świadczona przez wytwórcę, którego jednostki wytwórcze są zdolne do uruchomienia bez zasilania z zewnątrz.

## **2.1.10. Charakterystyka regulacyjnych usług systemowych JG Wytwórczych aktywnych**

### **2.1.10.1. Operacyjna rezerwa mocy**

- 2.1.10.1.1. Operacyjna rezerwa mocy są to zdolności wytwórcze JG<sub>Wa</sub> będących w ruchu albo postoju, stanowiące nadwyżkę mocy dostępną dla OSP ponad zapotrzebowanie na energię elektryczną pokryte w ramach Umów Sprzedaży Energii oraz na Rynku Bilansującym w ramach generacji swobodnej.
- 2.1.10.1.2. Przedmiotem zakupu przez OSP są zdolności wytwórcze nieobjęte Umowami Sprzedaży Energii zgłoszonymi do OSP w ramach Zgłoszeń USE, które to zdolności spełniają jeden z poniższych warunków:
- (1) Stanowiły w trakcie realizacji dostaw energii rezerwę mocy na JG<sub>Wa</sub> będących w ruchu albo w postoju, dostępną ze względu na warunki pracy elektrowni, albo
- (2) Zostały wykorzystane do wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej przez JG<sub>Wa</sub> lub do wytwarzania energii elektrycznej w ramach realokacji USE na JG<sub>Wa</sub> na Rynku Bilansującym.
- 2.1.10.1.3. Zakup operacyjnej rezerwy mocy jest dokonywany w godzinach szczytu zapotrzebowania rozumianych jako okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

### **2.1.10.2. Udział w regulacji pierwotnej**

- 2.1.10.2.1. W regulacji pierwotnej uczestniczą JG<sub>Wa</sub> wyposażone w odpowiednie układy regulacji.
- 2.1.10.2.2. Zdolność do udziału w regulacji pierwotnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji pierwotnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG<sub>Wa</sub>.
- 2.1.10.2.3. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JG<sub>Wa</sub> w regulacji pierwotnej polegający na pracy JG<sub>Wa</sub> z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie

działającym układem regulacji pierwotnej. Polecenie załączenia układu regulacji pierwotnej jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.

- 2.1.10.2.4. Parametry układów regulacji pierwotnej są określone w Umowie przesyłania oraz protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

### **2.1.10.3. Udział w regulacji wtórnej**

- 2.1.10.3.1. W regulacji wtórnej uczestniczą JG<sub>Wa</sub> wyposażone w odpowiednie układy regulacji.
- 2.1.10.3.2. Zdolność do udziału w regulacji wtórnej oznacza utrzymywanie sprawnych układów regulacji wtórnej. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG<sub>Wa</sub>.
- 2.1.10.3.3. Przedmiotem zakupu przez OSP jest udział JG<sub>Wa</sub> w regulacji wtórnej polegający na pracy JG<sub>Wa</sub> z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji wtórnej. Polecenie załączenia układu regulacji wtórnej jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.
- 2.1.10.3.4. Parametry układów regulacji wtórnej są określone w Umowie przesyłania oraz protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

### **2.1.10.4. Praca z zaniżeniem/ przeciążeniem**

- 2.1.10.4.1. Praca z zaniżeniem polega na prowadzeniu ruchu JG<sub>Wa</sub> z obciążeniem poniżej jej mocy minimum technicznego.
- 2.1.10.4.2. Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JG<sub>Wa</sub> z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej.
- 2.1.10.4.3. Pasma dostępnej mocy poniżej minimum technicznego lub powyżej mocy osiągalnej nie może być mniejsze niż 5 MW.
- 2.1.10.4.4. Praca z zaniżeniem i przeciążeniem jest realizowana wyłącznie na polecenie OSP wydawane poprzez system SOWE.
- 2.1.10.4.5. Dopuszcza się pracę układów regulacji pierwotnej, które powodują pracę JG<sub>Wa</sub> powyżej mocy osiągalnej lub poniżej minimum technicznego, pod warunkiem poprawnego działania układów regulacji w tych zakresach, tj. do 2,5% powyżej górnego i poniżej dolnego zakresu regulacyjnego.
- 2.1.10.4.6. Praca JG<sub>Wa</sub> powyżej mocy osiągalnej i poniżej minimum technicznego, spowodowana działaniem układów regulacji pierwotnej, w sytuacji określonej w pkt 2.1.10.4.5., nie jest traktowana jako praca z przeciążeniem lub zaniżeniem i z tego tytułu nie przysługują żadne należności.

### **2.1.10.5. Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej**

- 2.1.10.5.1. W automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej uczestniczą JG<sub>Wa</sub> wyposażone w automatyczne układy regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE).

- 2.1.10.5.2. Zdolność do udziału w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej oznacza utrzymywanie sprawnych układów ARNE. Jest to wymóg obligatoryjny dla wszystkich JG<sub>wa</sub>.
- 2.1.10.5.3. Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy JG<sub>wa</sub> z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem ARNE. Polecenie załączenia układu ARNE jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.
- 2.1.10.5.4. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP.
- 2.1.10.5.5. Dokumentem potwierdzającym zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej są wykresy kołowe, stanowiące załącznik do Umowy przesyłania.

### **2.1.11. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej**

- 2.1.11.1. W celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego OSP może zawierać:
- (1) Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna, z wytwórcami energii elektrycznej, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zwiększenia wytwarzania energii.
  - (2) Umowy o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna, z wytwórcami energii elektrycznej, zapewniające OSP dostęp do jednostek wytwórczych utrzymywanych w gotowości do uruchamiania i wytwarzania energii.
  - (3) Umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, z podmiotami dysponującymi sterowanymi odbiorami energii, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zmniejszenia odbioru energii.
- 2.1.11.2. Rezerwa interwencyjna jest aktywowana na polecenie OSP i służy do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy w całym KSE lub w wybranych jego obszarach, ze względu na warunki pracy sieci, w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.
- 2.1.11.3. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej mogą być świadczone w ramach:
- (1) Usługi praca interwencyjna, przez:
    - (1.1) Jednostki wytwórcze pompowo-szczytowe.
    - (1.2) Jednostki wytwórcze w elektrowniach gazowych.
  - (2) Usługi interwencyjna rezerwa zimna, przez centralnie dysponowane jednostki wytwórcze ciepłne, w odniesieniu do których będą spełnione łącznie następujące warunki:
    - (2.1) Zgodnie z art. 33 ust. 1 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (*zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola*)

(Dz. Urz. UE L334/37) zostanie przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 r. z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych.

- (2.2) Wykorzystanie przez OSP jednostek wytwórczych do świadczenia usługi interwencyjna rezerwa zimna, w okresie od dnia 1 stycznia 2016 r., jest uzasadnione warunkami technicznymi i bilansowymi pracy KSE.
- (3) Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, przez sterowane odbiory energii w ramach:
- (3.1) Programu Gwarantowanego, w którym świadczenie usługi polega na zobowiązaniu do oferowania określonej ilości redukcji obciążenia oraz zobowiązaniu do wykonania redukcji w tej ilości.
- (3.2) Programu Bieżącego, w którym świadczenie usługi polega na prawie do oferowania redukcji obciążenia i zobowiązaniu do wykonania redukcji obciążenia w ilości zaoferowanej.

Świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w ramach powyższych programów dotyczy umów zawartych po 1 stycznia 2017 r.

2.1.11.4. Urządzenia wykorzystywane do świadczenia usługi praca interwencyjna lub usługi interwencyjna rezerwa zimna są reprezentowane na Rynku Bilansującym w ramach JG<sub>OSP</sub>a.

ORed wykorzystywane do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP występują poza strukturą obiektową Rynku Bilansującego.

2.1.11.5. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone poprzez:

- (1) Interwencyjną generację mocy polegającą na wprowadzeniu przez jednostkę wytwórczą do sieci, na polecenie OSP, określonej ilości mocy.
- lub
- (2) Redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP, polegającą na zmniejszeniu przez sterowany odbiór energii, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy.

2.1.11.6. W ramach regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej przedmiotem zakupu przez OSP jest:

- (1) W zakresie interwencyjnej generacji mocy:
- (1.1) Gotowość do świadczenia rezerwy interwencyjnej.
- (1.2) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.
- (2) W zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w Programie Bieżącym:
- (2.1) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.
- (3) W zakresie redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w Programie Gwarantowanym:

- (3.1) Gotowość do świadczenia rezerwy interwencyjnej
  - (3.2) Wykorzystanie rezerwy interwencyjnej.
- 2.1.11.7. Warunki techniczne i handlowe świadczenia regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej są określane odpowiednio w:
- (1) Umowie o świadczenie usługi praca interwencyjna,  
albo
  - (2) Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna,  
albo
  - (3) Umowie o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,  
  
zawartej pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług),  
z uwzględnieniem zasad zawartych w IRiESP oraz w niniejszych Warunkach.
- 2.1.11.8. OSP nie korzysta z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11-go stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku, gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.
- W Programie Gwarantowanym, w okresie jak wyżej, pomimo niekorzystania z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, jest dokonywana płatność za gotowość do świadczenia tej usługi.
- 2.1.11.9. ORed wykorzystywany do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP musi posiadać Certyfikat dla ORed, uzyskany na zasadach określonych w niniejszym punkcie.
- 2.1.11.9.1. Certyfikowaniu podlega ORed przyłączony do sieci przesyłowej lub do sieci dystrybucyjnej, dla którego przynajmniej jedno PPE przyłączone jest do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Dopuszcza się, aby ORed, poza PPE przyłączonymi do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, posiadał również dodatkowo PPE przyłączone do sieci o napięciu znamionowym poniżej 1 kV, o ile spełniają one wymagania określone w pkt 2.1.11.9.8. (4) – (5).
- 2.1.11.9.2. ORed jest zdefiniowany na zasobach odbiorczych i określony przez jedno lub kilka MD (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSP) albo jedno lub kilka PPE (w przypadku ORed przyłączonych do sieci OSD), tworzących kompletny układ zasilania danego ORed pod jednym adresem (w jednej lokalizacji), obejmujący wszystkie miejsca przyłączenia ORed do sieci.
- 2.1.11.9.3. W przypadku, gdy układ zasilania ORed składa się z kilku PPE lub MD, wówczas ilość dostaw energii elektrycznej do ORed jest wyznaczana jako suma dostaw energii elektrycznej dla tych PPE lub MD.

Powyższe nie dotyczy przypadku, gdy do sieci OSDn będącego odbiorcą świadczącym usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP przyłączone są inne podmioty świadczące tę usługę. W takim przypadku ilość dostaw energii elektrycznej dla ORed odbiorcy będącego OSDn jest pomniejszana o sumę ilości dostaw energii elektrycznej dla ORed podmiotów przyłączonych do sieci tego OSDn.

2.1.11.9.4. Certyfikat dla ORed jest wydawany przez:

- (1) OSP - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci przesyłowej;
- (2) OSP we współpracy z OSDp - jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej;
- (3) OSP we współpracy z OSDn - jeśli ORed jest przyłączony do sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnej OSDn;
- (4) OSDp - jeśli ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDp lub do sieci OSDp i OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp;

W przypadku, gdy ORed jest przyłączony wyłącznie do sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią danego OSDp, Certyfikat dla ORed, wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt 2.1.11.9.6, wystawia OSDn, w oparciu o pozytywnie zweryfikowany wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed i przekazuje do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. W ww. przypadku OSDn przekazuje do OSDp również pełnomocnictwo zawierające umocowanie dla OSDp do rejestracji lub wygaszenia w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, Certyfikatu dla ORed (wzorowanego na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt 2.1.11.9.6), wystawionego przez OSDn.

Za datę wydania certyfikatu uznaje się datę rejestracji certyfikatu przez OSDp w powyższym systemie informatycznym OSP.

Jeśli ORed jest zlokalizowany na obszarze sieci OSDp i OSDn różnych OSDp, Certyfikat dla ORed wydaje OSDp, we współpracy z pozostałymi OSDp.

2.1.11.9.5. Odbiorca w ORed lub upoważniany przez niego podmiot składa wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed do:

- (1) OSP - jeśli ORed posiada przynajmniej jedno MD;
- (2) OSDp - jeśli ORed nie posiada MD, a posiada przynajmniej jedno PPE w sieci dystrybucyjnej tego OSDp;
- (3) OSDn - jeśli ORed posiada wyłącznie PPE w sieci dystrybucyjnej OSDn.

Jeśli ORed jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej kilku OSDp lub kilku OSDn, wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed, składany jest odpowiednio dla miejsca przyłączenia, do wybranego przez siebie OSDp lub OSDn.

2.1.11.9.6. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed oraz wzór Certyfikatu dla ORed określa OSP z uwzględnieniem, w uzasadnionym zakresie, uwag OSD i publikuje na swojej stronie internetowej. Wzór wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed stosuje się również celem aktualizacji Certyfikatu dla ORed.

2.1.11.9.7. Wniosek o wydanie Certyfikatu dla ORed zawiera w szczególności:

- (1) Dane identyfikacyjne wnioskodawcy (firma pod jaką działa wnioskodawca, NIP lub Pesel) oraz jego dane kontaktowe;
- (2) Dane identyfikacyjne Odbiorcy w ORed (firma pod jaką działa Odbiorca w ORed, NIP lub Pesel), w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed;
- (3) Dane ORed (nazwa, adres lokalizacji);
- (4) Wykaz unikalnych w skali kraju kodów PPE z przypisaniem do OSD, zgodnie z kodyfikacją danego OSD, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci dystrybucyjnej, zgodnie z pkt 2.1.11.9.2;
- (5) Wykaz kodów MD nadawanych przez OSP, zgodnie ze stosowanymi w Umowie przesyłania, składających się na kompletny układ zasilania danego ORed z sieci przesyłowej, zgodnie z pkt 2.1.11.9.2;
- (6) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy, ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- (7) Oświadczenia Odbiorcy w ORed lub odpowiednio podmiotu przez niego upoważnionego:
  - (7.1) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych wyłącznie do sieci OSDp),
  - (7.2) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSDn do OSDp i OSDp do OSP (dotyczy ORed przyłączonych do sieci OSDn),
  - (7.3) o zgodzie na przekazywanie danych pomiarowo-rozliczeniowych przez OSP do innego podmiotu (dotyczy przypadku, gdy Odbiorca w ORed dopuszcza udostępnianie swoich zasobów odbiorczych upoważnianemu przez niego podmiotowi, który świadczy usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP),
  - (7.4) o spełnieniu warunku odbioru przez ORed energii elektrycznej netto w okresie ostatnich 12 miesięcy, liczonych od dnia złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed (dotyczy ORed z generacją wewnętrzną),
  - (7.5) o kompletności układu zasilania ORed w oparciu o wskazane PPE/MD,
  - (7.6) o poprawności danych zawartych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed,

- (7.7) o przyjęciu zobowiązania do bieżącego informowania OSP, OSDp albo OSDn w przypadku zmiany danych, o których mowa w pkt 2.1.11.9.7. (1) - (6), niezwłocznie po dacie zaistnienia zmiany;
  - (8) pełnomocnictwo do złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, udzielone przez Odbiorcę w ORed (w przypadku wniosków składanych przez podmiot upoważniany przez Odbiorcę w ORed).
- 2.1.11.9.8. Certyfikacja obejmuje weryfikację:
- (1) Kompletności wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
  - (2) Poprawności kodów PPE lub MD wskazanych we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed;
  - (3) Kompletności układu zasilania ORed wskazanego we wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, w oparciu o podane przez wnioskodawcę PPE lub MD;
  - (4) Spełniania, według stanu na dzień złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed, przez układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w:
    - (4.1) PPE - wymagań technicznych określonych w IRiESD odpowiednio OSDp lub OSDn, jak dla układów pomiarowo-rozliczeniowych instalowanych u URD będących odbiorcami, którzy korzystają z prawa wyboru sprzedawcy;
    - (4.2) MD - wymagań określonych w IRiESP oraz w niniejszych Warunkach;
  - (5) zdalnego pozyskiwania godzinowych danych pomiarowo-rozliczeniowych i ich przekazywania do OSP w trybie dobowym.
- 2.1.11.9.9. Brak potwierdzenia spełnienia przynajmniej jednego z warunków określonych w pkt 2.1.11.9.8. skutkuje odrzuceniem wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. W przypadku odrzucenia powyższego wniosku, odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn niezwłocznie informuje wnioskodawcę o przyczynach odrzucenia tego wniosku.
- 2.1.11.9.10. W przypadku złożenia wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed do OSDn, dany OSDn dokonuje weryfikacji, o której mowa w pkt 2.1.11.9.8 w terminie 14 dni od daty otrzymania wniosku i przekazuje Certyfikat dla ORed (wzorowany na wzorze Certyfikatu dla ORed, zgodnie z pkt 2.1.11.9.6) do upoważnionego OSDp, celem rejestracji w systemie informatycznym OSP, dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.
- OSDn odpowiada za dokonaną weryfikację i potwierdzenie spełnienia przez ORed kryteriów dopuszczalności określonych w pkt 2.1.11.9.8.
- 2.1.11.9.11. Wydanie Certyfikatu dla ORed następuje w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku do OSP, OSDp albo OSDn. W uzasadnionych przypadkach termin wydania Certyfikatu dla ORed może zostać wydłużony do 30 dni.

2.1.11.9.12. Po pozytywnie zakończonym procesie weryfikacji, o którym mowa w pkt 2.1.11.9.8, OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, rejestruje Certyfikat dla ORed w dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, systemie informatycznym OSP, który podczas rejestracji automatycznie nadaje unikalny identyfikator ORed oraz unikalny numer Certyfikatu dla ORed. Do czasu udostępnienia OSDp systemu informatycznego OSP dedykowanego usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wydawanie Certyfikatu dla ORed, realizowane będzie z pominięciem tego systemu, zgodnie ze wzorem Certyfikatu dla ORed, bez nadawania unikalnego numeru certyfikatu i unikalnego identyfikatora ORed. Certyfikatowi dla ORed zostanie nadany numer uproszczony, zgodnie z zasadami przyjętymi przez danego OSDp.

2.1.11.9.13. Certyfikat dla ORed zawiera:

- (1) Numer certyfikatu i identyfikator ORed, z zastrzeżeniem pkt 2.1.11.9.12;
- (2) Lokalizację sieciową ORed:
  - (2.1) w przypadku zasilania z sieci OSD - przypisanie do stacji elektroenergetycznej o napięciu 110 kV/SN w sieci dystrybucyjnej;
  - (2.2) w przypadku zasilania z sieci OSP - przypisanie do stacji elektroenergetycznej w sieci przesyłowej;
- (3) Dane ORed (nazwa, adres);
- (4) Wykaz kodów PPE, zgodnie z formatem kodów PPE danego OSDp (kody PPE nadaje OSD właściwy dla miejsca przyłączenia ORed), składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci dystrybucyjnej (wraz z informacją na terenie jakiego odpowiednio OSDp i OSDn zlokalizowany jest dany PPE) lub wykaz kodów MD składających się na kompletny układ zasilania ORed z sieci przesyłowej;
- (5) Datę wydania Certyfikatu;
- (6) Podmiot wydający Certyfikat dla ORed;
- (7) Atrybut ORed (ORed O – obiekt odbiorczy lub ORed OG – obiekt odbiorczy z generacją wewnętrzną);
- (8) Informację, czy Odbiorca w ORed jest OSDn.

2.1.11.9.14. W przypadku zmiany zakresu PPE lub MD (dodanie, usunięcie) tworzących kompletny układ zasilania ORed, Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot składa wniosek o aktualizację Certyfikatu dla ORed do OSP, OSDp albo OSDn, do którego uprzednio złożył wniosek o wydanie Certyfikatu dla tego ORed. Procedowanie wniosku o aktualizację Certyfikatu dla ORed odbywa się jak dla wniosku o wydanie Certyfikatu dla ORed. Wygaszenie obowiązującego Certyfikatu dla ORed następuje w dacie wydania nowego certyfikatu dla tego ORed.

2.1.11.9.15. W przypadku, gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności określone w pkt 2.1.11.9.8, Odbiorca w ORed lub upoważniony przez niego podmiot zgłasza powyższe do odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn, do którego złożył

wniosek o wydanie Certyfikatu dla danego ORed (OSDn niezwłocznie przekazuje zweryfikowane zgłoszenie do upoważnionego OSDp).

2.1.11.9.16. Odpowiednio OSP, OSDp albo OSDp upoważniony przez OSDn, wygasza Certyfikat dla ORed w przypadku:

- (1) o którym mowa w pkt 2.1.11.9.15., tj. gdy ORed przestanie spełniać kryteria dopuszczalności,
- (2) gdy odpowiednio OSP, OSDp albo OSDn pozyskają informacje wskazujące, że dany ORed nie spełnia kryteriów określonych w pkt 2.1.11.9.8. (2) – (5); OSDn przekazuje informację w tym zakresie do OSDp, który zarejestrował Certyfikat dla tego ORed w systemie informatycznym dedykowanym usłudze redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- (3) zaprzestania świadczenia usług przesyłania lub świadczenia usług dystrybucji Odbiorcy w ORed.

Za datę wygaszenia certyfikatu uznaje się datę wprowadzenia informacji w tym zakresie przez OSDp w ww. systemie informatycznym OSP.

Wygaszenie Certyfikatu dla ORed oznacza, że ORed nie spełnia kryteriów warunkujących świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP i zaprzestaje się przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla danego ORed przez OSDp do OSP.

2.1.11.10. Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla ORed realizowane jest na zasadach określonych w niniejszym punkcie.

2.1.11.10.1. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla PPE lub MD są pozyskiwane dla wszystkich certyfikowanych ORed uczestniczących w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

2.1.11.10.2. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ilości dostaw energii dla poszczególnych PPE, składających się na dany ORed, są przekazywane do OSP, po otrzymaniu przez OSDp od OSP informacji:

- (1) o podpisaniu umowy o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP,
- (2) o wskazaniu przez podmiot świadczący usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zbioru ORed, w oparciu o które podmiot ten świadczy tę usługę.

Właściwy OSDp, po otrzymaniu informacji od OSP dokonuje (w dobie  $n+4$ ) zasilenia inicjalnego, w ramach którego zostają przekazane dane z PPE za okres ostatnich 30 dni. Po dokonaniu zasilenia inicjalnego, OSDp przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe dla ORed w trybach, określonych w pkt 2.1.11.10.6. - 2.1.11.10.8.

2.1.11.10.3. W przypadku, gdy ORed jest przyłączony do więcej niż jednego OSD, każdy OSDp przesyła dane pomiarowo-rozliczeniowe, o których mowa w

pkt 2.1.11.10.1, w zakresie PPE zlokalizowanych w swojej sieci dystrybucyjnej, w tym dla PPE zlokalizowanych w sieci OSDn, którego sieć jest połączona z siecią tego OSDp.

- 2.1.11.10.4. OSDn, którego sieć jest połączona z siecią OSDp, zobowiązany jest do przekazywania do tego OSDp danych pomiarowo-rozliczeniowych dotyczących ORed, w zakresie PPE przyłączonych do jego sieci, zgodnie z zasadami określonymi w IRiESD danego OSDp.
- 2.1.11.10.5. OSDp przekazuje do OSP godzinowe dane pomiarowo-rozliczeniowe poprzez system WIRE. Dane te są przekazywane wraz ze statusami (0 - dana poprawna, 1 - dana niepoprawna) dla każdego PPE, dla ilości energii elektrycznej oddzielnie dla pobranej/oddanej z/do sieci elektroenergetycznej, z dokładnością do 1 kWh.
- 2.1.11.10.6. Dane godzinowe dla doby  $n$  są przekazywane w trybie wstępnym od doby  $n+1$  do doby  $n+4$ .
- 2.1.11.10.7. Do 5. dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSDp dokonuje ponownej weryfikacji przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych i w razie konieczności przekazuje zweryfikowaną wersję tych danych w trybie podstawowym  $m+1$ . Dane pomiarowo-rozliczeniowe są przekazywane za miesiąc  $m$  od 1. do 5. dnia miesiąca  $m+1$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych w 5. dniu miesiąca  $m+1$  poprzez wysłanie zapytania o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane pomiarowo-rozliczeniowe tego samego dnia lub w dniu następnym. W przypadku nie przesłania danych przez OSDp w trybie podstawowym  $m+1$ , do rozliczeń przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 2.1.11.10.6.

W trybie podstawowym  $m+1$  wszystkie dane pomiarowo-rozliczeniowe przekazywane przez OSDp do OSP, jako zweryfikowane pod względem kompletności i poprawności, muszą posiadać status danych poprawnych.

- 2.1.11.10.8. Dopuszcza się możliwość korygowania przekazanych do OSP danych pomiarowo-rozliczeniowych.

Okresem korygowania jest miesiąc  $m+2$  i  $m+4$  (tryb korekt). Dane są przekazywane za miesiąc  $m$  od 1. do 5. dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$ . W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości lub braku danych godzinowych, OSP inicjuje proces pozyskiwania danych 5. dnia miesiąca  $m+2$  i  $m+4$  poprzez wysłanie zapytania o dane godzinowe dla wskazanych PPE. W odpowiedzi na wysłane zapytanie OSD przekazuje dane pomiarowo-rozliczeniowe tego samego dnia lub dnia następnego.

Poza powyższym okresem, korekty dokonywane są na wniosek podmiotu realizującego usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, w trybie postępowania reklamacyjnego, zgodnie z pkt 6 niniejszych Warunków.

- 2.1.11.10.9. OSP udostępnia dane pomiarowo-rozliczeniowe dotyczące ORed, podmiotowi świadczącemu usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP.

## **2.2. Warunki uczestnictwa w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi**

### **2.2.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym**

#### **2.2.1.1. Warunki i wymagania formalno-prawne**

- 2.2.1.1.1. Operator Systemu Przesyłowego zapewnia Uczestnikom Rynku Bilansującego fizyczną realizację Umów Sprzedaży Energii zawartych na rynku energii, w tym umów dwustronnych i giełdowych, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSP w obowiązującej na Rynku Bilansującym formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez Uczestników Rynku Bilansującego wymagań realizacyjnych ustalonych w Warunkach i Umowach przesyłania.
- 2.2.1.1.2. W celu zapewnienia właściwych warunków do realizacji fizycznych dostaw energii wynikających z zawartych Umów Sprzedaży Energii, z uwzględnieniem wymagań w zakresie bieżącego bilansowania zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego, w tym występujących ograniczeń systemowych, przy minimalnym poziomie kosztów, Uczestnicy Rynku Bilansującego nie powinni:
- (1) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi Uczestnikami Rynku Bilansującego działań, które powodują nieuzasadnione warunkami panującymi w systemie ograniczenie technicznych możliwości zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub usuwania ograniczeń systemowych.
  - (2) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi Uczestnikami Rynku Bilansującego 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.
- 2.2.1.1.3. W zakresie wymagań wymienionych w pkt 2.2.1.1.2. Uczestnicy Rynku Bilansującego nie powinni w szczególności:
- (1) W sposób nieuzasadniony ograniczać dostępności zdolności wytwórczych na Rynku Bilansującym.
  - (2) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych nieciągłych grafików sumarycznych USE niemożliwych do realizacji z punktu widzenia charakterystyk uruchamiania tych JG.
  - (3) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających ograniczeń elektrownianych dotyczących JG danego wytwórcy, które zostały uzgodnione z OSP.
  - (4) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych grafików sumarycznych USE nieuwzględniających zidentyfikowanych i opublikowanych przez Operatorów Systemu do wiadomości Uczestników Rynku Bilansującego ograniczeń sieciowych.

- (5) Podawać w zgłoszeniach Ofert Bilansujących dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych wielkości oferowanych mocy netto i mocy brutto niezgodnych z rzeczywistymi parametrami technicznymi tych jednostek.
  - (6) Zgłaszać dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>) Programów Pracy nie odzwierciedlających prognozowanych warunków wytwarzania energii.
- 2.2.1.1.4. W przypadku stwierdzenia przez Operatorów Systemu naruszeń przez Uczestnika Rynku Bilansującego wymagań, o których mowa w pkt 2.2.1.1.2. oraz pkt 2.2.1.1.3., Operatorzy Systemu powinni przekazać Prezesowi URE informacje o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją.
- 2.2.1.1.5. Uczestnik Rynku Bilansującego, w celu realizacji przez OSP zawartych przez siebie Umów Sprzedaży Energii, jest zobowiązany do:
- (1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny.
  - (2) Zawarcia Umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do rodzaju prowadzonej działalności przez URB na Rynku Bilansującym.
  - (3) Zawarcia Umowy dystrybucyjnej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące udziału w Rynku Bilansującym, jeżeli URB jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej, lub prowadzenia bilansowania handlowego na obszarze sieci dystrybucyjnej, jeżeli URB wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD z obszaru tej sieci.
- 2.2.1.1.6. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego powinna określać w szczególności:
- (1) Nazwę i dane adresowe URB.
  - (2) Kod identyfikacyjny URB.
  - (3) Dane o posiadanych przez URB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny.
  - (4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.
  - (5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe.
  - (6) Wykaz Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz wykaz Fizycznych Punktów Pomiarowych Uczestnika Rynku Bilansującego.
  - (7) Wykaz Jednostek Grafikowych URB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych URB, w zakresie określonym w Warunkach.
  - (8) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego oraz dla poszczególnych Jednostek Grafikowych, w zakresie określonym w Warunkach.
  - (9) Dane i charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych wchodzących w skład poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych.
  - (10) Określenie Operatorów Rynku umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku Bilansującym, w tym nazwy i kody identyfikacyjne.

- (11) Ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) dla poszczególnych JG<sub>wa</sub>.
- (12) Ceny za uruchomienie (CU) dla poszczególnych JG<sub>wa</sub>, z uwzględnieniem różnych stanów cieplnych - rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z).
- (13) Wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> dla poszczególnych JG<sub>wa</sub> (W<sup>CO<sub>2</sub></sup>), określający planowaną, średnią wielkość emisji CO<sub>2</sub> na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej netto w ramach dostaw energii elektrycznej na Rynek Bilansujący [Mg CO<sub>2</sub>/MWh].
- (14) Ceny za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej (C<sup>ARNE</sup>) dla poszczególnych JG<sub>wa</sub>.
- (15) Ceny za pracę w przeciążeniu (C<sup>Przec</sup>) lub w zaniżeniu (C<sup>Zan</sup>) dla tych JG<sub>wa</sub>, które mogą pracować w tym trybie.
- (16) Ceny zastępcze i oferty zastępcze dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych. Ceny zastępcze ustalane są przez poszczególnych URB.
- (17) Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii (P<sup>P</sup>) wchodzących w skład danej JG<sub>Oa</sub>.
- (18) Warunki finansowe realizacji zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii, w tym ustalenie formy zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych URB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP.
- (19) Zobowiązania stron Umowy przesyłania do stosowania w pełnym zakresie postanowień Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej i Warunków.
- (20) Wykaz kodów FD<sub>MB</sub> dla potrzeb bilansowania handlowego URD na Rynku Bilansującym, przyporządkowanych temu URB dla każdego obszaru sieci OSD<sub>p</sub>/OSD<sub>n</sub>.

2.2.1.1.7. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego może dodatkowo zawierać wskazanie innych URB, w relacji z którymi wszystkie Zgłoszenia USE (zarówno Zgłoszenia USE dla Dnia Następnego, jak i Zgłoszenia USE dla Dnia Bieżącego) są dokonywane w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, tj. z określoną stroną nadrzędną i podrzędną Zgłoszenia USE dla potrzeb rozstrzygnięcia niezgodności pomiędzy ilością energii w Zgłoszeniu USE obu stron (w przypadku niezgodności w Zgłoszeniach USE pary URB dokonanych w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, Zgłoszenie USE strony nadrzędnej jest obowiązujące). W ramach definiowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego, w Umowie przesyłania z danym Uczestnikiem Rynku Bilansującego mogą być dla niego wskazani:

- (1) Inni URB, dla których dany Uczestnik Rynku Bilansującego dokonuje Zgłoszeń USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, jako strona nadrzędna Zgłoszenia USE, oraz
- (2) Inni URB, którzy dokonują Zgłoszeń USE dla danego Uczestnika Rynku Bilansującego w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, jako strony nadrzędne Zgłoszenia USE.

- 2.2.1.1.8. Rozpoczęcie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB wymaga wprowadzenia odpowiadających temu zapisów do Umowy przesyłania obu URB tworzących tę parę, w tym określenia ról pełnionych w tym trybie przez każdego z tych URB (strona nadrzędna/strona podrzędna zgłoszenia USE). Wprowadzenie do Umowy przesyłania trybu Zgłoszenia Jednostronnego dla pary URB następuje na pisemny wniosek tych URB. Zmiana dotycząca rozpoczęcia stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB może wejść w życie od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, nie wcześniej jednak niż po 5 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP stosownych aneksów do Umów przesyłania podpisanych przez obu URB.
- 2.2.1.1.9. Zakończenie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB następuje w przypadku, gdy choć jeden z tych URB odstąpił od stosowania tego trybu. W takim przypadku zakończenie stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego pomiędzy parą URB może wejść w życie od początku nowego okresu rozliczeniowego obowiązującego na Rynku Bilansującym, nie wcześniej jednak niż po 5 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP stosownego aneksu do Umowy przesyłania podpisanego przez URB, który odstąpił od stosowania tego trybu. W dacie tej, bez konieczności podpisania aneksu do Umowy przesyłania, tracą moc stosowane zapisy dotyczące stosowania trybu Zgłoszenia Jednostronnego w Umowie przesyłania z drugim URB z tej pary.
- 2.2.1.1.10. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego, który jest jednocześnie OSDp (URB<sub>OSD</sub>), powinna dodatkowo zawierać:
- (1) Specyfikację wszystkich URB oraz kodów  $_{FD}MB$  przyporządkowanych tym URB dla obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp, poprzez które jest prowadzone bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym URD z obszaru tej sieci OSDp/OSDn.
- 2.2.1.1.11. Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego, który jest jednocześnie OSDp (URB<sub>OSD</sub>), może dodatkowo zawierać:
- (1) Wskazanie dla danego URB pojedynczej Jednostki Grafikowej odbiorczej, należącej do innego URB, reprezentującej sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w MB<sub>O</sub> danego URB, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego OSDp. W celu rozpoczęcia obowiązywania powyższego jest wymagane wprowadzenie odpowiadających temu zapisów do Umowy przesyłania pomiędzy OSP oraz URB, którego JGo reprezentuje sprzedawcę rezerwowego.
- 2.2.1.1.12. URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o prognozowanych na dany rok kalendarzowy wartościach cen CW i CU oraz wskaźnika  $W^{CO_2}$  dla swoich poszczególnych JG Wytwórczych aktywnych, w terminie nie później niż do 31 sierpnia roku poprzedniego. Informacja o wysokości cen i wartości wskaźnika  $W^{CO_2}$  powinna być podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB oraz powinna być dostarczona:
- (i) w formie pisemnej, pod adres określony w Umowie przesyłania,
  - (ii) oraz dodatkowo faksem pod numer: (+48 22) 242 21 92.

2.2.1.1.13. URB może dokonać dla kolejnych okresów roku kalendarzowego aktualizacji określonych w Umowie przesyłania cen CW lub CU a przy tym również wartości wskaźnika  $W^{CO_2}$ . Aktualizacja wartości cen CW lub CU oraz wskaźnika  $W^{CO_2}$  odbywa się według następującej procedury:

- (1) URB przesyła do OSP zgłoszenie aktualizacji cen CW lub CU oraz wskaźnika  $W^{CO_2}$  (dalej nazywane „Zgłoszenie aktualizacji cen”), na formularzu określonym w Umowie przesyłania, wskazując w nim:
  - (i) nowe wartości cen wraz z wartościami składników kosztów składających się na te ceny, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4. i 4.3.1.7.1.5.,
  - (ii) uzasadnienie zmiany wartości cen wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany,
  - (iii) nowe wartości wskaźnika  $W^{CO_2}$ , jeżeli URB wraz z aktualizacją cen dokonuje aktualizacji tego wskaźnika,
  - (iv) termin, od którego obowiązują nowe wartości cen oraz nowe wartości wskaźnika  $W^{CO_2}$ , jeżeli wartość wskaźnika jest aktualizowana w ramach Zgłoszenia aktualizacji cen.

Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być dostarczone w formie pisemnej, w dwóch jednobrzmiących egzemplarzach, pod adres określony w Umowie przesyłania, i powinno być podpisane (każdy egzemplarz) przez osoby upoważnione do reprezentowania URB. Zgłoszenie aktualizacji cen powinno być dostarczone do OSP nie później niż na 15 dni przed wskazanym w nim terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen.

- (2) W terminie do 3. dnia po otrzymaniu przez OSP od URB Zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przesyła jego kopię do Prezesa URE.
- (3) OSP rozpatruje Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10. dnia po jego otrzymaniu od URB. W przypadku akceptacji zgłoszenia, jeden egzemplarz Zgłoszenia aktualizacji cen, podpisany przez osoby upoważnione do reprezentowania OSP, jest przesyłany do URB nie później niż 2 dni przed wskazanym w Zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą określonej w Umowie przesyłania ceny CW lub CU oraz wskaźnika  $W^{CO_2}$ , jeżeli URB wraz z aktualizacją cen dokonuje aktualizacji tego wskaźnika, bez potrzeby zawierania Aneksu.

W uzasadnionych przypadkach, w szczególności gdy Zgłoszenie aktualizacji cen jest formalnie niepoprawne, nie zawiera wymaganego uzasadnienia zmiany wartości cen lub zawiera wartości cen istotnie różniące się od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw, OSP ma prawo nie przyjąć Zgłoszenia aktualizacji cen. Informacja o nie przyjęciu Zgłoszenia aktualizacji cen, wraz z podaniem przyczyn, jest przesyłana do URB oraz do Prezesa URE.

- (4) Aktualizacja cen przez danego URB, zgodnie z zasadami określonymi w ppkt (1) – (3), może być dokonywana nie częściej niż w odstępach miesięcznych, tj. w przypadku dokonania aktualizacji którejkolwiek z cen przez danego URB w dniu kalendarzowym  $d$  danego miesiąca, kolejna aktualizacja cen przez tego URB może być dokonana nie wcześniej niż poczynając od dnia kalendarzowego  $d+1$  kolejnego miesiąca. Nie dotyczy to aktualizacji cen CW spowodowanej zmianą powszechnie obowiązujących przepisów prawa. W

przypadku zmiany tych przepisów, URB przesyła do OSP Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie umożliwiającym stosowanie nowych cen od dnia wejścia w życie zmienionych przepisów prawa.

Aktualizacja wartości wskaźnika  $W^{CO_2}$  oraz cen CW i CU może zostać dokonana również w ramach Aneksu do Umowy przesyłania, przy czym w zakresie zmiany wartości cen CW i CU stosuje się określone w tym podpunkcie zasady dotyczące obowiązku dostarczenia do OSP Zgłoszenia aktualizacji cen oraz odstępów czasowych kolejnych aktualizacji cen.

2.2.1.1.14. URB jest odpowiedzialny za rzetelne i prawidłowe wyznaczenie wartości cen CW, CU oraz wskaźnika  $W^{CO_2}$ .

2.2.1.1.15. URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB i powinna być dostarczona do OSP, nie później niż 5. dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji:

(i) pod adres:

*PSE S.A.*

*Departament Przesyłu*

*ul. Warszawska 165*

*05-520 Konstancin-Jeziorna*

oraz

(ii) faksem pod numer: (+48 22) 242 21 92.

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych teleadresowych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień Warunków, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.

2.2.1.1.16. Operatorzy Rynku, dysponujący Jednostkami Grafikowymi URB i działający w zakresie udzielonego im zlecenia, zawierają z OSP Umowę przesyłania określającą zakres działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa Jednostek Grafikowych w Rynku Bilansującym.

2.2.1.1.17. Umowa przesyłania z Operatorem Rynku powinna określać w szczególności:

(1) Nazwę i dane adresowe.

(2) Kod identyfikacyjny OR.

(3) Dane o posiadanych przez OR koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli posiadanie ich jest wymagane prawem.

(4) Datę rozpoczęcia działalności na Rynku Bilansującym.

(5) Osoby upoważnione ze strony OR do kontaktu z OSP, w tym dokonywania zgłoszeń danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym oraz danych wymiany międzysystemowej, oraz ich dane adresowe i numery ich licencji.

- (6) Wykaz Jednostek Grafikowych dysponowanych przez OR, w tym ich kody identyfikacyjne.
- (7) Zakres, format, tryb, miejsca oraz terminy wymiany informacji z OSP.
- (8) Zobowiązania stron Umowy przesyłania do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESP i Warunków.

## **2.2.1.2. Wymagania dotyczące zabezpieczenia należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym**

### **2.2.1.2.1. Zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń**

2.2.1.2.1.1. Uczestnik Rynku Bilansującego, posiadający aktualną ocenę ratingową na poziomie BBB lub wyższym jest zwolniony z obowiązku przedkładania Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym.

2.2.1.2.1.2. Aktualną oceną ratingową jest najniższa z ostatnio opublikowanych, długoterminowych ocen ratingowych (credit rating), 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.

2.2.1.2.1.3. Obowiązkiem URB jest informowanie OSP o każdej zmianie oceny ratingowej oraz dostarczanie, bez wezwania OSP, posiadanych dokumentów potwierdzających nadanie lub podtrzymanie aktualnej oceny ratingowej.

Nie dopełnienie powyższego obowiązku stanowi istotne naruszenie warunków Umowy przesyłania przez URB.

2.2.1.2.1.4. Jeżeli URB, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.1., w okresie realizacji Umowy przesyłania, nie dłuższym niż 12 poprzednich miesięcy kalendarzowych, nieterminowo regulował zobowiązania względem OSP w rozumieniu zapisów pkt 2.2.1.2.2.5., to jest on zobowiązany do przedłożenia bez wezwania OSP Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym na warunkach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

2.2.1.2.1.5. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące ( $URB_{OSD}$ ) jest obowiązany do przedłożenia Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. Zabezpieczenie  $Z_{RB}$  może być przedłożone, z zastrzeżeniem pkt 2.2.1.2.1.7., w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony.

2.2.1.2.1.6. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące ( $URB_{OSD}$ ) może przedłożyć Zabezpieczenie  $Z_{RB}$ , z zastrzeżeniem pkt 2.2.1.2.1.7., także w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą, do której weksel może zostać wypełniony oraz w innych formach,

o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11. i w pkt 2.2.1.2.1.12. W takim wypadku URB<sub>OSD</sub> przedkłada zabezpieczenie zgodnie z pkt 2.2.1.2.1.9.

2.2.1.2.1.7. W przypadku, gdy Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>OSD</sub>) 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, przedkładany przez niego weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.5. i w pkt 2.2.1.2.1.6. musi być poręczony przez właściciela wyżej wymienionego majątku.

2.2.1.2.1.8. Zabezpieczenie Z<sub>RB</sub>, w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.5. i w pkt 2.2.1.2.1.6., jest przedkładane na okres co najmniej 1 roku.

Wzór weksła własnego in blanco i deklaracji wekslowej jest opracowywany przez OSP i publikowany na stronie internetowej OSP.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz procedury ustanawiania, uzupełniania, odnawiania oraz wykorzystywania i zwalniania w całości bądź w części zabezpieczenia reguluje Umowa przesyłania.

2.2.1.2.1.9. W celu zapewnienia płynności rozliczeń na Rynku Bilansującym, pozostali Uczestnicy Rynku Bilansującego nie wymienieni w pkt 2.2.1.2.1.1. i 2.2.1.2.1.5., z wyłączeniem OSP działającego jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB<sub>BIL</sub>) i Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB<sub>GE</sub>), zobowiązani są do przedkładania Zabezpieczenia Z<sub>RB</sub> należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za energię na rynku bilansującym na zasadach określonych w pkt 2.2.1.2.1.

Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego odpowiada za samodzielne wyliczenie i przedłożenie Zabezpieczenia Z<sub>RB</sub> w wysokości gwarantującej zabezpieczenie rozliczeń na Rynku Bilansującym, lecz nie mniejszej niż 500 000,00 zł (Z<sup>POSTmin</sup>).

2.2.1.2.1.10. Jeżeli URB nie przedłoży, nie odnowi lub nie uzupełni Zabezpieczenia Z<sub>RB</sub> wymaganego do zabezpieczenia doby  $n$ , OSP ma prawo podjąć działania określone w pkt 2.2.1.2.2.

2.2.1.2.1.11. Zabezpieczenie Z<sub>RB</sub>, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.1.9. może być ustanowione w formie:

- (1) Pieniężnej, przelewem na rachunek bankowy OSP; odsetki od środków pieniężnych powiększają kwotę przedłożonego zabezpieczenia.
- (2) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej, wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (3) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej, wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.
- (4) Weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, wystawionego przez URB i poręczonego przez podmiot o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.

Wymogi OSP odnośnie ocen ratingowych wystawców gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych oraz poręczycieli weksli są identyczne jak w pkt 2.2.1.2.1.2. i 2.2.1.2.1.3.

- 2.2.1.2.1.12. Za zgodą OSP Zabezpieczenie  $Z_{RB}$  należytego wykonania Umowy przesyłania może być ustanowione w innej formie niż wymienione w pkt 2.2.1.2.1.11.

W takim wypadku 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.

- 2.2.1.2.1.13. Wzory dokumentów zabezpieczeń o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.11., tj.:

- (1) Gwarancji bankowej,
- (2) Gwarancji ubezpieczeniowej,
- (3) Weksla własnego in blanco i deklaracji wekslowej,

są opracowywane przez OSP i publikowane na stronie internetowej OSP.

OSP opracowuje także wzory innych uzgodnionych i zaakceptowanych przez OSP form zabezpieczenia, o których mowa w pkt 2.2.1.2.1.12.

Wymagane miejsce dostarczenia zabezpieczenia oraz numer rachunku bankowego OSP, na który URB może wpłacać Zabezpieczenie  $Z_{RB}$  w formie pieniężnej określa Umowa przesyłania.

- 2.2.1.2.1.14. Celem przedłożenia Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  dla doby  $n$  Uczestnik Rynku Bilansującego, odpowiednio do formy zabezpieczenia, powinien:

- (1) Dokonać wpłaty na rachunek bankowy OSP.
- (2) Dostarczyć gwarancję bankową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę  $n$ .
- (3) Dostarczyć gwarancję ubezpieczeniową obejmującą co najmniej okres od pierwszego do dziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę  $n$ .
- (4) Dostarczyć weksel własny in blanco, poręczony, wraz z deklaracją wekslową zawierającą prawo wypełnienia weksla do sześćdziesiątego dnia po terminie płatności dla dekady obejmującej dobę  $n$ .
- (5) Dostarczyć zabezpieczenie w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, obejmujące co najmniej okres wymagany przez OSP dla tej formy dla zabezpieczenia doby  $n$ .

### **2.2.1.2.2. Weryfikacja dostępności wymaganego zabezpieczenia**

- 2.2.1.2.2.1. Wysokość przedłożonego przez URB Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  dla doby  $n$  jest kontrolowana przez OSP w dobie  $n-2$  na podstawie:

- (1) Środków pieniężnych, o które uznany został rachunek bankowy OSP do godziny 16.30 doby  $n-2$ , tytułem Zabezpieczenia ( $Z^P$ ) dla zabezpieczenia doby  $n$ .

- (2) Gwarancji bankowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $n-2$  tytułem Zabezpieczenia ( $Z^{GB}$ ), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby  $n$ .
- (3) Gwarancji ubezpieczeniowych, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $n-2$  tytułem Zabezpieczenia ( $Z^{GU}$ ), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby  $n$ .
- (4) Weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $n-2$  tytułem Zabezpieczenia ( $Z^{WP}$ ), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby  $n$ .
- (5) Zabezpieczeń w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie, dostarczonych przez tego URB do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania do godziny 16.30 doby  $n-2$  tytułem Zabezpieczenia ( $Z^{IN}$ ), spełniających warunek określony w pkt 2.2.1.2.1.14. dla zabezpieczenia doby  $n$ .

2.2.1.2.2.2. Wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia ( $Z^{DOST}$ ) dla doby  $n$  jest kontrolowana przez OSP w dobie  $n-2$  według następującej zależności:

$$Z^{DOST} = \frac{[Z^P + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN} - Z^{ZWOL}]}{1 - k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] \quad (2.1)$$

gdzie:

- $Z^P$  – Wysokość przedłożonego przez URB w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP Zabezpieczenia ( $Z_{RB}$ ) dla doby  $n$ , ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z^{GB}$  – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji bankowych Zabezpieczenia ( $Z_{RB}$ ) dla doby  $n$ , ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z^{GU}$  – Wysokość przedłożonego przez URB w formie gwarancji ubezpieczeniowych Zabezpieczenia ( $Z_{RB}$ ) dla doby  $n$ , ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z^{WP}$  – Wysokość przedłożonego przez URB w formie weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową Zabezpieczenia ( $Z_{RB}$ ) dla doby  $n$ , ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z^{IN}$  – Wysokość przedłożonego przez URB w innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP Zabezpieczenia ( $Z_{RB}$ ) dla doby  $n$ , ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z^{ZWOL}$  – Wysokość zabezpieczenia przeznaczona przez OSP do zwrotu (zwolnienia) w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ), gwarancji ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ), weksła własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową ( $Z^{WP}$ ), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP ( $Z^{IN}$ ), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby  $n-2$ .

- $N_{OSP}$  – Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie  $n-2$ . Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych. (dla dekady niezakończonyj). W przypadku doby  $n-2$  oraz doby  $n-1$  uwzględnia się prognozowane należności, 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 z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie  $n-2$ . Należności są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych.
- $OP_{OSP}$  – Wysokość otrzymanych przez OSP w dobie  $n-2$  płatności, o które do godziny 16.30 doby  $n-2$  uznany został rachunek OSP, tytułem zapłaty należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, ustalona w dobie  $n-2$ .
- $Z_{OSP}$  – Wysokość zobowiązań OSP względem danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których nie upłynął termin płatności w dobie  $n-3$ , ustalona w kwocie brutto w dobie  $n-2$ . Zobowiązania są wyznaczone na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekady niezakończonyj). W przypadku dekad zakończonyj uwzględnia się wyłącznie zobowiązania powstałe w danych dekadach w kwocie nie wyższej niż wysokość należności powstałych w tych dekadach.
- $k$  – Procentowe obniżenie wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  ustalone dla danego URB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.2.4., obowiązujące w dobie  $n$ .

2.2.1.2.2.3. Jeśli doba  $n-2$  nie jest dniem roboczym przyjmuje się, że:

- (1) Wysokość należności OSP od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, dla których upłynęły terminy płatności ( $PN_{OSP}$ ), ustalona w dobie  $n-2$  jest równa wysokości ustalonej ostatniego dnia roboczego przed dobą  $n-2$ .
- (2) Wysokość otrzymanych w dobie  $n-2$  przez OSP płatności od danego URB z tytułu rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym ( $OP_{OSP}$ ), ustalona w dobie  $n-2$  jest równa zero.
- (3) Wysokość przedłożonego przez URB zabezpieczenia w formie pieniężnej na rachunku bankowym OSP oraz zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych, gwarancji ubezpieczeniowych, weksli własnych in blanco poręczonyj wraz z deklaracją wekslową oraz innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (odpowiednio  $Z^P$ ,  $Z^{GB}$ ,  $Z^{GU}$ ,  $Z^{WP}$ ,  $Z^{IN}$ ), dostarczonyj do miejsca dostarczenia określonego w Umowie przesyłania, ustalone w dobie  $n-2$  są równe wysokościom ustalonym ostatniego dnia roboczego przed dobą  $n-2$ .
- (4) Wysokość możliwej do zwrotu wysokości zabezpieczenia w formie pieniężnej ( $Z^P$ ) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej ( $Z^{GB}$ ), gwarancji

ubezpieczeniowej ( $Z^{GU}$ ), weksla własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową ( $Z^{WP}$ ), innej formie uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP ( $Z^{IV}$ ), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby  $n-2$ , ustalone w dobie  $n-2$  są równe zero.

2.2.1.2.2.4. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje obniżenia wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  dla danego URB, w przypadku, gdy URB w poprzednich miesiącach kalendarzowych, nazywanych dalej badanym okresem, terminowo regulował płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania. Skalę obniżenia wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  określa współczynnik  $k$ , gdzie:

- (1)  $k = 0,1$  – jeżeli w 3 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo.
- (2)  $k = 0,15$  – jeżeli w 6 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo.
- (3)  $k = 0,5$  – jeżeli w 12 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z Umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo.

Obniżenie wymaganego zabezpieczenia następuje na wniosek URB.

Warunkiem przyznania obniżenia wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  jest spełnienie odpowiedniego kryterium, o którym mowa w pkt (1) – (3) powyżej oraz:

- (4) Brak zaległości w zapłacie składek na ubezpieczenia społeczne stwierdzone na podstawie zaświadczenia o nie zaleganiu ze składkami na ubezpieczenia społeczne wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące.
- (5) Brak zaległości w zapłacie podatków stwierdzone na podstawie zaświadczenia o nie zaleganiu z podatkami wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące.
- (6) Dodatni wynik finansowy, w okresie ostatnich czterech zakończonych kwartałów kalendarzowych, stwierdzony na podstawie:

(6.1) 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 nie sporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym,

oraz

(6.2) 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

(6.3) 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 nie sporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym.

Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1) – (3) powyżej następuje na bieżąco, w oparciu o daty i kwoty uznania rachunku bankowego OSP.

Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (4) – (6) powyżej 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 Zabezpieczenia  $Z_{RB}$ .

W przypadku nie spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1) – (6), OSP pisemnie informuje URB o utracie obniżenia wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$ .

2.2.1.2.2.5. Kryterium terminowego regulowania płatności jest spełnione, gdy w całym badanym okresie, o którym mowa w pkt 2.2.1.2.2.4., były spełnione jednocześnie następujące warunki:

- (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
- (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.

2.2.1.2.2.6. Jeżeli w dobie  $n-2$ , do której stosowano obniżenie wymaganego Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  zgodnie z pkt 2.2.1.2.2.4., w powiązaniu z pkt 2.2.1.2.2.5., 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 2.2.1.2.2.5., obniżenie zabezpieczenia przestaje obowiązywać. W takim wypadku wysokość dostępnego dla danego URB Zabezpieczenia ( $Z^{DOST}$ ) dla doby  $n$  kontroluje się w dobie  $n-2$  przyjmując  $k = 0$ .

2.2.1.2.2.7. Operator Systemu Przesyłowego na bieżąco monitoruje wysokość dostępnego dla każdego URB Zabezpieczenia ( $Z^{DOST}$ ) należytego wykonania Umowy przesyłania w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. W przypadku, gdy wyznaczona dla danego URB w dobie  $n-2$  wysokość  $Z^{DOST}$  dla doby  $n$  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  $n$  (w przypadku skorzystania z tego prawa Zgłoszenia USE oraz GWM, jeżeli URB jest jednocześnie UWM, nie będą przyjmowane przez OSP od doby  $n-1$ , z zastrzeżeniem, że w dobie  $n-1$  będą przyjmowane Zgłoszenia USE w ramach RBB dotyczące doby handlowej  $n-1$ ).

2.2.1.2.2.8. Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt 2.2.1.2.2.7., to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie przesyłania, z wyłączeniem możliwości prowadzenia bilansowania handlowego URD na RB,

nastąpi od 2. doby po uzupełnieniu przez URB Zabezpieczenia  $Z_{RB}$ , zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.1., które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego URB Zabezpieczenia  $Z^{DOST}$ , wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.2.1.2.2., będzie miała wartość większą od  $Z^{DOSTmin}$ .

Zgłoszenia USE oraz GWM, jeżeli URB jest jednocześnie UWM, będą przyjmowane przez OSP od doby poprzedzającej wznowienie świadczenia usług przesyłania.

- 2.2.1.2.2.9. Wartość Ceny odniesienia ( $C_0$ ) obowiązująca w miesiącu kalendarzowym  $m$  jest wyznaczana i publikowana przez OSP najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem tego miesiąca. Cena odniesienia ( $C_0$ ) dla miesiąca  $m$  jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z godzinowych cen  $CRO_s$  obowiązujących w czterech następujących po sobie dekadach, poczynając od pierwszej dekady miesiąca  $m-2$ .

### **2.2.1.2.3. Zasady zwalniania zabezpieczeń**

- 2.2.1.2.3.1. OSP, na pisemny wniosek danego URB, otrzymany do godziny 12.00 doby  $n-2$ , przeznaczona do zwrotu (zwolnienia) Zabezpieczenie ( $Z^{ZWOL}$ ), w wysokości określonej we wniosku URB nie wyższej jednak niż ustalona przez OSP w dobie  $n-2$  maksymalna możliwa do zwrotu (zwolnienia) wysokość Zabezpieczenia ( $Z^{ZWOLmax}$ ).

URB wnioskujący o zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia każdorazowo zobowiązany jest do wskazania formy zabezpieczenia, o której zwrot wnioskuje oraz:

- (1) W przypadku żądania zwrotu zabezpieczenia w formie pieniężnej do jednoznacznego określenia wysokości zabezpieczenia, o którego zwrot wnioskuje oraz wskazania czy zwrot zabezpieczenia ma nastąpić wraz z całością naliczonych odsetek.
  - (2) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.
  - (3) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje.
  - (4) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco trasowanego wraz z deklaracją wekslową do jednoznacznego określenia daty wystawienia deklaracji wekslowej do weksła, o którego zwrot wnioskuje.
  - (5) W przypadku żądania zwrotu lub zwolnienia zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie do jednoznacznego określenia zabezpieczenia, o którego zwrot lub zwolnienie wnioskuje.
- 2.2.1.2.3.2. Wysokość maksymalnego możliwego do zwrotu (zwolnienia) w dobie  $n$  Zabezpieczenia ( $Z^{ZWOLmax}$ ), przedłożonego przez danego URB, jest ustalana przez OSP w dobie  $n-2$  jako mniejsza z dwóch wielkości:

- (1) Wysokości maksymalnego dostępnego w dobie  $n$  Zabezpieczenia ogółem ( $Z^{DOSTmax}$ ), wyznaczonej według następującej zależności (oznaczenia identyczne jak we wzorze (2.1);  $Z^{DOSTmin}$  – minimalna wysokość Zabezpieczenia  $Z_{RB}$  (500 000,00 zł)):

$$Z^{DOSTmax} = \frac{[Z^P + Z^{GB} + Z^{GU} + Z^{WP} + Z^{IN}]}{1-k} - [(N_{OSP} + PN_{OSP} - OP_{OSP}) - Z_{OSP}] - Z^{DOSTmin} \quad (2.2.)$$

Oraz odpowiednio:

- (2) W przypadku zabezpieczenia w formie pieniężnej – łącznej wysokości zabezpieczeń w formie pieniężnej ustalonych przez OSP w dobie  $n-2$ , w części, w której środki te nie zabezpieczają powstałych już należności OSP.
- (3) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji bankowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (4) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej – kwoty określonej na dokumencie gwarancji ubezpieczeniowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (5) W przypadku zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową – kwoty określonej na dokumencie deklaracji wekslowej do weksła, o którego zwrot wnioskuje URB, o ile weksel ten nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- (6) W przypadku zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie – kwoty zabezpieczenia, o której zwrot lub zwolnienie wnioskuje URB, o ile zabezpieczenie to nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.
- 2.2.1.2.3.3. Po rozwiązaniu Umowy przesyłania lub jej wygaśnięciu, OSP przeznaczona do zwrotu (zwolnienia) ustanowione przez Uczestnika Rynku Bilansującego Zabezpieczenie  $Z_{RB}$  w całości pod warunkiem, że wszelkie rozliczenia za energię na rynku bilansującym z Uczestnikiem Rynku Bilansującego zostały zakończone.
- 2.2.1.2.3.4. Zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia przez OSP następuje niezwłocznie, jednak nie wcześniej niż w dobie  $n$ . Jeśli doba  $n$  nie jest dniem roboczym, OSP zwraca zabezpieczenie nie wcześniej niż w kolejnym dniu roboczym po dobie  $n$ .

Zwrot zabezpieczenia następuje wg następujących zasad:

- (1) Operator Systemu Przesyłowego zwraca zabezpieczenia w formie pieniężnej dokonując przelewu środków na rachunek URB wskazany w Umowie przesyłania.
- (2) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej wysyłając do banku – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji bankowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.
- (3) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji ubezpieczeniowej wysyłając do ubezpieczyciela – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji ubezpieczeniowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru.

- (4) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w formie weksła własnego in blanco poręczonego wraz z deklaracją wekslową, zezwalając na odbiór przez uprawnionego przedstawiciela wystawcy weksła oryginału dokumentu weksla wraz z dokumentem deklaracji wekslowej za pokwitowaniem odbioru.
- (5) Operator Systemu Przesyłowego zwalnia zabezpieczenie w innej uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie wg zasad określonych w dokumencie zabezpieczenia lub innych dokumentach, zaakceptowanych przez OSP.

### **2.2.1.3. Warunki dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru**

- 2.2.1.3.1. Operator Systemu Przesyłowego określa, dla potrzeb grupowania w Jednostkach Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>) źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, Obszary Agregacji Źródeł Wiatrowych (OAZW). W wymagających tego przypadkach OAZW są określane we współpracy z odpowiednim OSD.  
Specyfikację OAZW zawiera Załącznik nr 2 do Warunków.
- 2.2.1.3.2. OAZW są stosowane ze względu na zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w związku ze zmiennością wytwarzania energii przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
- 2.2.1.3.3. OAZW jest definiowany jako obszar sieci, do którego mogą być przyłączone źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru, lub poprzez które mogą być reprezentowane w obszarze Rynku Bilansującego dostawy energii realizowane przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru.
- 2.2.1.3.4. Kryterium przy definiowaniu OAZW jest jednorodność obszaru pod względem rozplądów mocy wyprowadzanej z farm wiatrowych do sieci zamkniętej w stanach awaryjno-remontowych, z uwzględnieniem mocy osiągalnej przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.
- 2.2.1.3.5. W ramach danej JG<sub>ZW</sub> mogą być reprezentowane źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru należące do tego samego OAZW.
- 2.2.1.3.6. Na pojedynczym Obszarze Agregacji Źródeł Wiatrowych może być zdefiniowanych więcej niż jedna JG<sub>ZW</sub>, przy czym dane  $\text{rMB}$  reprezentujące źródło energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru może być przyporządkowane tylko do jednej JG<sub>ZW</sub>.
- 2.2.1.3.7. OSP ma prawo modyfikować OAZW w związku z przyłączeniem lub planowaniem przyłączenia do sieci nowych źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru a także w przypadku istotnej zmiany warunków pracy KSE spowodowanej trwałymi zmianami elementów tworzących KSE. Zmiana OAZW jest dokonywana poprzez modyfikację Załącznika nr 2 do Warunków.
- 2.2.1.3.8. W sytuacji, o której mowa w pkt 2.2.1.3.7., wprowadza się stosowne zmiany do odpowiednich Umów przesyłania, dotyczące konfiguracji Jednostek

Grafikowych Źródeł Wiatrowych, dla których naruszony został warunek określony w pkt 2.2.1.3.5.

- 2.2.1.3.9. W przypadku naruszenia przez URB posiadającego JG<sub>ZW</sub> zasad i wymagań określonych w Warunkach dotyczących JG<sub>ZW</sub>, OSP ma prawo wstrzymać świadczenie usług przesyłania w odniesieniu do tej JG<sub>ZW</sub> tego URB, po uprzednim wezwaniu do usunięcia naruszenia, jeżeli naruszenie to nie zostanie usunięte w terminie do 14 dni od daty otrzymania przez URB pisemnego wezwania w tej sprawie.

#### **2.2.1.4. Warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym**

- 2.2.1.4.1. Aktywny udział sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym dotyczy wyłącznie redukcji poboru mocy.
- 2.2.1.4.2. Sterowane odbiory energii, reprezentowane w Jednostce Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG<sub>Oa</sub>), uczestniczą w bilansowaniu KSE. Dla JG<sub>Oa</sub> są realizowane następujące działania:
- (1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
  - (2) Zgłaszanie do OSP Ofert Redukcji Obciążenia.
  - (3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.
  - (4) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania Ofert Redukcji Obciążenia i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.
- 2.2.1.4.3. Warunkiem aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym jest możliwość OSP bieżącego monitorowania poboru mocy przez JG<sub>Oa</sub> w ramach systemu SCADA.
- 2.2.1.4.4. Na wniosek OSP, URB posiadający JG<sub>Oa</sub> ma obowiązek przedstawić OSP dokumentację potwierdzającą możliwości techniczne i organizacyjne redukcji poboru mocy na polecenie OSP.

#### **2.2.2. Warunki uczestnictwa w świadczeniu usług systemowych w zakresie RUS oraz uruchomień**

- 2.2.2.1. Regulacyjne usługi systemowe JG<sub>Wa</sub> oraz usługa uruchomienia JG<sub>Wa</sub> są świadczone na podstawie zasad określonych w niniejszych Warunkach oraz Umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).
- 2.2.2.2. Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone na podstawie zasad określonych w niniejszych Warunkach oraz umów o świadczenie usługi praca interwencyjna, umów o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna lub umów o świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, zawartych pomiędzy OSP a użytkownikami systemu (wykonawcami usług).
- 2.2.2.3. Operator Systemu Przesyłowego kontraktuje regulacyjne usługi systemowe zgodnie z przepisami o zamówieniach publicznych. OSP ma prawo zawierać

wieloletnie umowy na świadczenie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej.

- 2.2.2.4. Jeżeli w wyniku realizacji procesu kontraktacji regulacyjnych usług systemowych nie będzie możliwe pozyskanie zakresu usług wymaganych ze względu na zapewnienie bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, przy ograniczonych środkach na ten cel z Taryfy OSP, to OSP wystąpi z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie warunków zakupu niezbędnego zakresu tych usług, w tym cen za ich świadczenie.
- 2.2.2.5. Koszty zakupu regulacyjnych usług systemowych są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

### **2.2.3. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej dla połączeń synchronicznych**

#### **2.2.3.1. Warunki formalno-prawne**

- 2.2.3.1.1. W wymianie międzysystemowej mogą brać udział tylko te podmioty, które:
- (1) Zawarły z OSP Umowę przesyłania regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej.
  - (2) Są Uczestnikami Rynku Bilansującego.
- 2.2.3.1.2. Operator Systemu Przesyłowego przydziela UWM indywidualną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej (JG<sub>W</sub>MU), poprzez którą UWM, działając jako URB, realizuje dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej.
- 2.2.3.1.3. Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez rezerwację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w ramach:
- (i) Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej, oraz
  - (ii) Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, z zastrzeżeniem że udział danego UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej może zostać zawieszony przez OSP, na warunkach określonych w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, w przypadku, gdy UWM naruszy zasady udziału w tym segmencie rynku dotyczące obowiązku wykorzystania rezerwacji ZPW.
- 2.2.3.1.4. Rezerwowane 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.
- 2.2.3.1.5. Realizacja wymiany międzysystemowej wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

### **2.2.3.2. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej**

- 2.2.3.2.1. Prawo do korzystania z rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na danym przekroju handlowym mają UWM którzy:
- (1) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych na Przetargach rocznych, miesięcznych lub dobowych, prowadzonych przez Biuro Przetargów zgodnie z publikowanymi przez Biuro Przetargów zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
  - (2) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych w drodze cesji rezerwacji ZPW z Przetargów rocznych lub miesięcznych, zgodnie z publikowanymi przez Biuro Przetargów zasadami rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej.
  - (3) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.
- 2.2.3.2.2. W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej 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 ZGWM.
- 2.2.3.2.3. W obszarze działania RBN, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, UWM działając jako URB zgłasza USE dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku (JG<sub>WMU</sub>), poprzez którą realizuje on dostawy energii w ramach zawartych USE<sub>WM</sub>.

### **2.2.3.3. Rezerwacja ZPW w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

- 2.2.3.3.1. Prawo do korzystania z rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na danym przekroju handlowym mają UWM którzy:
- (1) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych w Procesie Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego prowadzonym przez Biuro Alokacji ZPW.
  - (2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.
- 2.2.3.3.2. Udostępnianie rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW odbywa się bez opłat z tytułu rezerwacji, według czasowej reguły pierwszeństwa dostępu do tych zdolności (First Comes First Served). Udostępnianie rezerwacji ZPW jest realizowane poprzez portal internetowy prowadzony przez Biuro Alokacji ZPW. Szczegółowe reguły udostępniania rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW określają Zasady rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowane na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW.
- 2.2.3.3.3. Udostępnianie rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego odbywa w odniesieniu do sześciu sesji udostępniania ZPW, z których każda obejmuje nieprzerwany ciąg czterech godzin:
- (1) Sesja pierwsza obejmuje okres od 00.00 do 4.00.
  - (2) Sesja druga obejmuje okres od 04.00 do 8.00.
  - (3) Sesja trzecia obejmuje okres od 08.00 do 12.00.
  - (4) Sesja czwarta obejmuje okres od 12.00 do 16.00.

- (5) Sesja piąta obejmuje okres od 16.00 do 20.00.
  - (6) Sesja szósta obejmuje okres od 20.00 do 24.00.
- 2.2.3.3.4. W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni sesja pierwsza trwa 3 godziny a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy sesja pierwsza trwa 5 godzin.
- 2.2.3.3.5. Każdy UWM, który pozyskał rezerwacje ZPW dla Dnia Bieżącego jest zobowiązany do ich wykorzystania w całości, tj. realizacji dostawy energii w ramach  $USE_{WM}$  na poszczególnych przekrojach handlowych w ilości odpowiadającej pozyskanej przez siebie rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego. Niezastosowanie się przez UWM do powyższego obowiązku może, zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, skutkować zawieszeniem przez OSP udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.
- OSP informuje UWM o zawieszeniu jego udziału w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej przesyłając powiadomienie faksem oraz pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu oraz pod adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania. Powiadomienie zawiera datę pierwszego dnia zawieszenia oraz datę ostatniego dnia zawieszenia a także specyfikację dób, dla których miało miejsce naruszenie wyżej powołanej zasady. Powiadomienie jest wysyłane nie później niż w dniu poprzedzającym pierwszy dzień zawieszenia.
- OSP informuje Prezesa URE o zawieszeniu udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej z powodu naruszenia przez niego zasady wykorzystania rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego.
- 2.2.3.3.6. W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w celu realizacji  $USE_{WM}$  UWM dokonuje zgłoszeń  $GWM_Z$  dla każdej ze swoich  $USE_{WM}$  poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGWMB.
- 2.2.3.3.7. W obszarze działania RBB, zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, UWM działając jako URB zgłasza USE dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku ( $JG_{WMMU}$ ), poprzez którą realizuje on dostawę energii w ramach zawartych  $USE_{WM}$ .
- 2.2.3.3.8. Poszczególne sesje udostępniania ZPW mogą być odwoływane przez Biuro Alokacji ZPW zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanymi przez Biuro Alokacji ZPW. W szczególności dotyczy to następujących sytuacji:
- (1) Prowadzenia prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW.
  - (2) Awarii systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW lub OSP służących do udostępniania ZPW.
- 2.2.3.3.9. W okresie zawieszenia przyjmowania ZGWMB w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, o którym mowa w pkt 3.3.2.7., oraz w okresie zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.7., OSP nie udostępnia zdolności przesyłowych dla Dnia Bieżącego.

#### **2.2.3.4. Redukcje wielkości zdolności wymiany międzysystemowej**

- 2.2.3.4.1. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zastosować redukcję rezerwacji ZPW oraz UGWM dla Dnia Następnego według obowiązujących zasad dla alokacji i nominacji ZPW dla regionu CEE publikowanych przez Biuro Przetargów, w szczególności w przypadku wystąpienia:
- (1) Siły wyższej.
  - (2) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie.
  - (3) Awarii w zagranicznych systemach elektroenergetycznych.
  - (4) Awarii systemów teleinformatycznych OSP wykorzystywanych do obsługi wymiany międzysystemowej.
- 2.2.3.4.2. Operator Systemu Przesyłowego nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem Redukcji.
- 2.2.3.4.3. Po uzgodnieniu GWM<sub>U</sub> z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku o którym mowa w pkt 2.2.3.4.1.(1).

#### **2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej dla połączeń niesynchronicznych łączących systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji oraz Polski i Litwy**

- 2.2.4.1. Alokacja zdolności przesyłowych dla połączeń niesynchronicznych łączących systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji oraz Polski i Litwy odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego i jest realizowana za pomocą aukcji typu implicit, w których to zdolności przesyłowe są alokowane łącznie z energią. Proces jest realizowany wspólnie poprzez UR<sub>BGE</sub> pełniących funkcję NEMO oraz OSP, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222.

### **3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA POTRZEBY GRAFIKOWANIA I STEROWANIA RUCHEM SIECIOWYM**

#### **3.1. Procedura zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym**

##### **3.1.1. Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych**

- 3.1.1.1. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest to czynność, którą wykonuje określony podmiot Rynku Bilansującego w stosunku do OSP, jako administratora Rynku Bilansującego, polegająca na przekazaniu danych i informacji handlowo-technicznych, ściśle zdefiniowanych co do formy, zakresu oraz terminu przekazywania.
- 3.1.1.2. 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 Warunkach.
- 3.1.1.3. Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest wykonywane w celu fizycznej realizacji Umowy Sprzedaży Energii (USE) z wykorzystaniem sieci na obszarze której działa Rynek Bilansujący oraz, w określonych przypadkach, udziału w bilansowaniu zasobów KSE, które jest realizowane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania.
- 3.1.1.4. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym uczestniczą następujące podmioty:
  - (1) Operatorzy Handlowo-Techniczni.
  - (2) Operatorzy Handlowi.
  - (3) Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych, których sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp).
  - (4) Operator Systemu Przesyłowego.
- 3.1.1.5. Podstawowymi obiektami na Rynku Bilansującym, których dotyczy zgłaszanie i przetwarzanie danych handlowych i technicznych są Jednostki Grafikowe (JG).
- 3.1.1.6. Operatorzy Handlowi i Operatorzy Handlowo-Techniczni przekazują do OSP zgłoszenia danych handlowych i technicznych dotyczące poszczególnych Jednostek Grafikowych, które są w ich dyspozycji.
- 3.1.1.7. Operator Systemu Przesyłowego gromadzi otrzymane dane, przetwarza je, a wyniki przetwarzania przekazuje do Operatorów Rynku, którzy dysponują poszczególnymi Jednostkami Grafikowymi.
- 3.1.1.8. OSDp przekazują do OSP dane techniczne zgodnie z zasadami zawartymi w Warunkach.
- 3.1.1.9. Podstawowym okresem handlowym (okresem rozliczania niezbilansowania w rozumieniu Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195), do którego odnoszą się informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych jest pojedyncza godzina doby handlowej.

- 3.1.1.10. Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie trwa 24 godziny. W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.
- 3.1.1.11. Pierwsza godzina doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie. Pierwsza godzina doby handlowej jest oznaczana jako „1”.
- 3.1.1.12. Ostatnia godzina doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie. Ostatnia godzina doby handlowej jest oznaczana jako „24”.
- 3.1.1.13. Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dotyczy następujących rodzajów informacji:
- (1) Umów Sprzedaży Energii.
  - (2) Ofert Bilansujących:
    - (2.1) Część handlowa.
    - (2.2) Część techniczna.
  - (3) Ofert Redukcji Obciążenia.
- 3.1.1.14. Zgłoszenia USE dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dwóch, następujących po sobie etapach:
- (1) Zgłoszenia USE dla Dnia Następnego – dokonywane w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN).
  - (2) Zgłoszenia USE dla Dnia Bieżącego – dokonywane w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB).
- W ramach powyższego schematu zgłaszania USE podstawowym sposobem ich dokonywania są zgłoszenia w ramach RBN. Zgłoszenia USE w ramach RBB umożliwiają modyfikację (zwiększenie albo zmniejszenie) pozycji kontraktowej wynikającej ze Zgłoszeń USE dokonanych w ramach RBN.
- 3.1.1.15. Zgłoszenie USE zawiera dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej (oddanie i pobór energii elektrycznej), wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez określone Jednostki Grafikowe.
- 3.1.1.16. Dane handlowe przekazywane w Zgłoszeniach USE przez poszczególne strony powinny mieć postać zbilansowanych grafików handlowych, tj. ilości energii oddanej przez jedną stronę transakcji handlowej oraz pobranej przez drugą stronę transakcji handlowej powinny być sobie równe.
- 3.1.1.17. Zgłoszenia Ofert Bilansujących dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej.
- 3.1.1.18. Zgłoszenie Oferty Bilansującej zawiera:
- (1) Dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe wytwarzania energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej.
  - (2) Dane techniczne określające możliwości i uwarunkowania techniczne wytwarzania energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej.
- 3.1.1.19. Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej oraz w danej dobie handlowej.

- 3.1.1.20. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawiera dane handlowe określające możliwości i uwarunkowania handlowe redukcji poboru mocy przez sterowane odbiory energii w każdej godzinie doby handlowej.
- 3.1.1.21. Wymiana danych pomiędzy Operatorami Rynku i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych.
- 3.1.1.22. W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych wyróżnia się następujące rodzaje wymienianych dokumentów:
- (1) Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych.
  - (2) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia.
- 3.1.1.23. Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
- (1) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN):
    - (1.1) Zgłoszenie Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (ZUSE).
  - (2) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB):
    - (2.1) Zgłoszenie Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (ZUSEB).
- 3.1.1.24. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
- (1) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego (RBN):
    - (1.1) Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PZUSE).
    - (1.2) Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PZZUSE).
    - (1.3) Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (OZUSE).
    - (1.4) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (IZUSE).
    - (1.5) Informacja Uzupełniająca o niezgodności Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (IUZUSE).
    - (1.6) Brak Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (BZUSE).
    - (1.7) Przyjęte Umowy Sprzedaży Energii dla Dnia Następnego (PUSE).
  - (2) W ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego (RBB):
    - (2.1) Przyjęcie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (PZUSEB).
    - (2.2) Przyjęcie ze zmianami Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (PZZUSEB).
    - (2.3) Odrzucenie Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii dla Dnia Bieżącego (OZUSEB).
- 3.1.1.25. Zgłoszenia Ofert Bilansujących są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

- (1) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa (ZOBH).
  - (2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (ZOBT).
- 3.1.1.26. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia Ofert Bilansujących są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
- (1) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (PZOBH).
  - (2) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (PZOBT).
  - (3) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (OZOBH).
  - (4) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (OZOBT).
  - (5) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (IZOBH).
  - (6) Informacja o niezgodności Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (IZOBT).
  - (7) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej (BZOBH).
  - (8) Brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części technicznej (BZOBT).
  - (9) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa (POBH).
  - (10) Przyjęta Oferta Bilansująca – część techniczna (POBT).
- 3.1.1.27. Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia są dokonywane za pomocą dokumentu: Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia (ZORO).
- 3.1.1.28. Odpowiedzi OSP na Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:
- (1) Przyjęcie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia (PZORO).
  - (2) Odrzucenie Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia (OZORO).

### **3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych**

#### **3.1.2.1. Tryb i harmonogram zgłaszania USE**

##### **3.1.2.1.1. Tryb i harmonogram zgłaszania USE w ramach RBN**

- 3.1.2.1.1.1. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii dla doby handlowej  $n$  w ramach RBN trwa od godziny 9.00 doby  $n-1$  do godziny 14.30 doby  $n-1$ . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby  $n$ , tj. o godzinie 9.00 doby  $n-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 14.30 doby  $n-1$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń USE otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

- 3.1.2.1.1.2. Zgłoszenie USE w ramach RBN dotyczy wszystkich godzin doby handlowej.
- 3.1.2.1.1.3. W okresie otwarcia bramki dla Zgłoszeń USE w ramach RBN, tj. od godziny 9.00 doby  $n-1$  do godziny 14.30 doby  $n-1$ , Operator Systemu Przesyłowego prowadzi weryfikację Zgłoszeń USE oraz informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o niezgodnościach w zgłoszeniach.

Komunikaty o niezgodnościach w zgłoszeniach są przesyłane Operatorom Rynku reprezentującym obie strony USE.

- 3.1.2.1.1.4. Po zamknięciu bramki dla Zgłoszeń USE w ramach RBN, tj. po godzinie 14.30 doby  $n-1$ , OSP przeprowadza ostateczną weryfikację Zgłoszeń USE i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu albo braku Zgłoszeń USE.
- 3.1.2.1.1.5. Zgłoszenie USE w ramach RBN (dokumenty ZUSE) jest obowiązkowe dla wszystkich Jednostek Grafikowych, z wyłączeniem: Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG<sub>Wr</sub>), Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>), Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>) świadczącej usługę interwencyjną rezerwa zimna, oraz z zastrzeżeniem określonym w pkt 3.1.3.5.
- 3.1.2.1.1.6. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń USE w ramach RBN jest przedstawiony w Tabeli 3.1.
- 3.1.2.1.1.7. OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń USE dla doby handlowej  $n$  w ramach RBN, poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki z godziny 14.30 doby  $n-1$  na późniejszą, w następujących przypadkach:
- (1) Awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń USE, uniemożliwiającej dokonanie w terminie Zgłoszeń USE dla wszystkich URB.
  - (2) Opóźnienia zakończenia realizacji alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego, uniemożliwiającego dokonanie w terminie Zgłoszeń USE dla wszystkich URB.
- OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń USE dla doby handlowej  $n$  w ramach RBN poprzez wysłanie komunikatu do Operatorów Rynku z nowym terminem zamknięcia bramki. Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

### **3.1.2.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania USE w ramach RBB**

- 3.1.2.1.2.1. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii dla doby handlowej  $n$  w ramach RBB trwa od godziny 15.30 doby  $n-1$  do godziny 22.00 doby  $n$ . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń USE dla doby  $n$ , tj. o godzinie 15.30 doby  $n-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22.00 doby  $n$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.
- Dokumenty Zgłoszeń USE otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.
- 3.1.2.1.2.2. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczy wybranego okresu danej doby handlowej, obejmującego nieprzerwany ciąg godzin od określonej godziny doby handlowej do ostatniej godziny doby handlowej.
- 3.1.2.1.2.3. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczące okresu rozpoczynającego się o godzinie  $h$  doby handlowej powinno być dostarczone do OSP przed

rozpoczęciem godziny  $h-1$  doby handlowej. Jeżeli do OSP zostanie dostarczone Zgłoszenie USE zawierające godziny, dla których powyższy warunek nie jest spełniony, to takie Zgłoszenie USE będzie przetwarzane przez OSP z pominięciem tych godzin, tj. poczynając od pierwszej godziny, dla której powyższy warunek jest spełniony.

- 3.1.2.1.2.4. Zgłoszeniom USE w ramach RBB, dokonywanym dla danej JG i danej doby handlowej, są nadawane przez Operatora Rynku unikalne identyfikatory liczbowe (Numer Porządkowy Zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń USE dla tej JG i tej doby handlowej. Kolejno dokonywanym Zgłoszeniom USE, dotyczącym danej JG i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia. Dostarczone do OSP Zgłoszenie USE nie spełniające powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu USE dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP (nie podlega weryfikacji w ramach RBB).
- 3.1.2.1.2.5. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie, w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie ich przetwarzania, lecz nie częściej niż jedna iteracja procesu weryfikacji w jednej godzinie doby handlowej. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń USE i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami albo odrzuceniu Zgłoszeń USE.
- 3.1.2.1.2.6. Zgłoszenie USE w ramach RBB (dokumenty ZUSEB) jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe) dla wszystkich Jednostek Grafikowych.
- 3.1.2.1.2.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń USE, OSP może zawiesić przyjmowanie Zgłoszeń USE w ramach RBB. Zawieszenie przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki Zgłoszeń USE w ramach RBB dla wszystkich dób handlowych.
- 3.1.2.1.2.8. O zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku:
- (1) Z siedmiodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń USE w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.
  - (2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń USE wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

- 3.1.2.1.2.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń USE, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania Zgłoszeń USE w ramach RBB, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.
- 3.1.2.1.2.10. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń USE w ramach RBB jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

### **3.1.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Bilansujących**

- 3.1.2.2.1. Zgłaszanie Ofert Bilansujących dla doby handlowej  $n$  trwa od godziny 9.00 doby  $n-1$  do godziny 14.30 doby  $n-1$ . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby  $n$ , tj. o godzinie 9.00 doby  $n-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 14.30 doby  $n-1$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń Ofert Bilansujących otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

- 3.1.2.2.2. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa (dokumenty ZOBH) jest obowiązkowe dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (z wyłączeniem JG<sub>OSP</sub>), Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, przy czym dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych zakres przekazywanych informacji jest zawężony.
- 3.1.2.2.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (dokumenty ZOBT) dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe).
- 3.1.2.2.4. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część handlowa, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta oferta zastępcza tej JG, w zakresie odpowiednim do jej aktualnych parametrów technicznych.
- 3.1.2.2.5. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna, to jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla tej JG, przy czym jeżeli nie będzie to możliwe ze względu na brak takiego zgłoszenia lub niespełnienie przez to zgłoszenie warunków poprawności określonych w Warunkach, to wartości danych w zgłoszeniu zostaną przyjęte zgodnie ze zdefiniowanymi dla tej JG w bazie danych stałych KOE.
- 3.1.2.2.6. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń Ofert Bilansujących jest przedstawiony w Tabeli 3.1.
- 3.1.2.2.7. OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej  $n$ , poprzez przesunięcie chwili zamknięcia bramki z godziny 14.30 doby  $n-1$  na późniejszą, w następujących przypadkach:

- (1) Awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń Ofert Bilansujących, uniemożliwiającej dokonanie w terminie Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla wszystkich URB.
- (2) Opóźnienia zakończenia realizacji alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego, uniemożliwiającego dokonanie w terminie Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla wszystkich URB.

OSP informuje o wydłużeniu okresu otwarcia bramki dla dokonywania Zgłoszeń Ofert Bilansujących dla doby handlowej  $n$  poprzez wysłanie komunikatu do Operatorów Rynku z nowym terminem zamknięcia bramki. Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

### **3.1.2.3. Tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia**

- 3.1.2.3.1. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia dla doby handlowej  $n$  trwa od godziny 9.00 doby  $n-1$  do godziny 21.30 doby  $n$ . W chwili otwierania bramki dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla doby  $n$ , tj. o godzinie 9.00 doby  $n-1$ , oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 21.30 doby  $n$ , zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

Dokumenty Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

- 3.1.2.3.2. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dotyczy wybranych godzin doby handlowej.
- 3.1.2.3.3. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dotyczące godziny  $h$  doby handlowej powinno być dostarczone do OSP nie później niż 1 godzina i 30 minut przed rozpoczęciem godziny  $h$  doby handlowej. Jeżeli do OSP zostanie dostarczone Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawierające godziny, dla których powyższy warunek nie jest spełniony, to takie Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia będzie przetwarzane przez OSP z pominięciem tych godzin, tj. poczynając od pierwszej godziny, dla której powyższy warunek jest spełniony.
- 3.1.2.3.4. Zgłoszeniom Ofert Redukcji Obciążenia, dokonywanym dla danej JG i danej doby handlowej, są nadawane przez Operatora Rynku unikalne identyfikatory liczbowe (Numer Porządkowy Zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla tej JG<sub>Oa</sub> i tej doby handlowej. Kolejno dokonywanym Zgłoszeniom Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącym danej JG<sub>Oa</sub> i danej doby handlowej, powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia. Dostarczone do OSP Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia niespełniające powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP.
- 3.1.2.3.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie, w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie ich przetwarzania, lecz nie częściej niż jedna iteracja procesu

weryfikacji w jednej godzinie doby handlowej. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia i informuje Operatorów Rynku, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.

3.1.2.3.6. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia (dokument ZORO) nie jest obowiązkowe.

3.1.2.3.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP może zawiesić przyjmowanie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia. Zawieszenie przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla wszystkich dób handlowych.

3.1.2.3.8. O zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP informuje Operatorów Rynku:

- (1) Z siedmiodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.
- (2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do Operatorów Rynku JG<sub>Oa</sub> przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.1.2.3.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

3.1.2.3.10. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w zakresie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest przedstawiony w Tabeli 3.1.

**Tabela 3.1. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych dla danej doby handlowej.**

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
<b>ZGŁOSZENIA USE W RAMACH RBN</b>		
Doba $n-1$ godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby $n$ w ramach RBN (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBN).

<b>Termin/okres</b>	<b>Działania Operatorów Rynku</b>	<b>Działania OSP</b>
Od godziny 9.00 doby $n-1$ do godziny 14.30 doby $n-1$ .	Iteracyjnie:  Przesyłanie Zgłoszeń USE w ramach RBN (dokumenty ZUSE).  Odbiór informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach USE i poprawianie Zgłoszeń USE.	Iteracyjnie:  Przyjmowanie i wstępna weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN.  Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach USE (dokumenty IZUSE, IUZUSE).
Doba $n-1$ godzina 14.30.		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby $n$ w ramach RBN (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBN).
Od godziny 14.30 doby $n-1$ do godziny 15.30 doby $n-1$ .	Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami, odrzuceniu lub braku Zgłoszenia USE w ramach RBN.  Odbiór informacji o przyjętych USE na RBN.	Ostateczna weryfikacja Zgłoszeń USE.  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument PZUSE), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSE), odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSE) lub braku Zgłoszenia USE (dokument BZUSE).  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych USE na RBN (dokumenty PUSE).
<b>ZGŁOSZENIA USE W RAMACH RBB</b>		
Doba $n-1$ godzina 15.30.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby $n$ w ramach RBB (otwarcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Od godziny 15.30 doby $n-1$ do godziny 22.00 doby $n$ .	Iteracyjnie:  Przesyłanie Zgłoszeń USE w ramach RBB (dokumenty ZUSEB).  Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami lub odrzuceniu Zgłoszenia USE w ramach RBB.	Iteracyjnie:  Przyjmowanie i weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB.  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument PZUSEB), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSEB) lub odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSEB).
Doba $n$ godzina 22.00.		Zakończenie procesu zgłaszania USE dla doby $n$ w ramach RBB (zamknięcie bramki zgłoszeniowej na RBB).
Doba $n$ po godzinie 22.00.	Odbiór informacji o przyjęciu, przyjęciu ze zmianami lub odrzuceniu Zgłoszenia USE w ramach RBB.	Ostatnia iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE:  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia USE (dokument PZUSEB), przyjęciu Zgłoszenia USE ze zmianami (dokument PZZUSEB)

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
		lub odrzuceniu Zgłoszenia USE (dokument OZUSEB).
<b>ZGŁOSZENIA OFERT BILANSUJĄCYCH</b>		
Doba $n-1$ godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby $n$ (otwarcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących).
Od godziny 9.00 doby $n-1$ do godziny 14.30 doby $n-1$ .	Iteracyjnie:  Przesyłanie Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa (dokumenty ZOBH) oraz Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część techniczna (dokumenty ZOBT).  Odbiór informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach Ofert Bilansujących i poprawianie Zgłoszeń Ofert Bilansujących.	Iteracyjnie:  Przyjmowanie i wstępna weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część handlowa, oraz Zgłoszeń Ofert Bilansujących – część techniczna.  Generowanie i wysyłanie informacji o niezgodnościach w Zgłoszeniach Ofert Bilansujących (dokumenty IZOBH, IZOBT).
Doba $n-1$ godzina 14.30.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Bilansujących dla doby $n$ (zamknięcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Bilansujących).
Od godziny 14.30 doby $n-1$ do godziny 15.30 doby $n-1$ .	Odbiór informacji o przyjęciu, odrzuceniu lub braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej.  Odbiór informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – części handlowej, oraz Przyjętych Ofertach Bilansujących – części technicznej.	Ostateczna weryfikacja zgłoszeń Ofert Bilansujących:  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty PZOBH, PZOBT), odrzuceniu Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty OZOBH, OZOBT) lub braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej (dokumenty BZOBH, BZOBT).  Generowanie i wysyłanie informacji o Przyjętych Ofertach Bilansujących – część handlowa, oraz Przyjętych Ofertach Bilansujących – część techniczna (dokumenty POBH, POBT).
<b>ZGŁOSZENIA OFERT REDUKCJI OBCIĄŻENIA</b>		
Doba $n-1$ godzina 9.00.		Rozpoczęcie procesu zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia dla doby $n$ (otwarcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia).
Od godziny 9.00 doby $n-1$ do godziny 21.30 doby $n$ .	Iteracyjnie:  Przesyłanie Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokumenty ZORO).	Iteracyjnie:  Przyjmowanie i weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.

Termin/okres	Działania Operatorów Rynku	Działania OSP
	Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.	Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument PZORO) lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument OZORO).
Doba $n$ godzina 21.30.		Zakończenie procesu zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia dla doby $n$ (zamknięcie bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia).
Doba $n$ po godzinie 21.30.	Odbiór informacji o przyjęciu lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.	Ostatnia iteracja weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia:  Generowanie i wysyłanie informacji o przyjęciu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument PZORO) lub odrzuceniu Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia (dokument OZORO).

### 3.1.3. Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii w ramach RBN i RBB

3.1.3.1. Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla danej Jednostki Grafikowej i danej doby handlowej zawiera:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej.
- (2) Dane handlowe zgłoszenia dla poszczególnych godzin doby handlowej.

3.1.3.2. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(1) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBN następujące informacje:

- (1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie USE.
- (2) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.
- (3) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.
- (4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania Zgłoszeń USE: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer faksu oraz adres e-mail.
- (5) Datę doby handlowej.

3.1.3.3. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(1) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBB następujące informacje:

- (1) Dane wymienione w pkt 3.1.3.2.
- (2) Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym końcową godziną musi być zawsze ostatnia godzina doby handlowej.

- (3) Numer Porządkowy Zgłoszenia, tj. unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń USE dla danej JG i danej doby handlowej.
- 3.1.3.4. Dane powołane w pkt 3.1.3.1.(2) obejmują w przypadku Zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB następujące informacje określone dla każdej godziny doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:
- (1) Numer godziny, której dotyczą dane handlowe.
  - (2) Sumaryczną ilość dostaw energii elektrycznej netto ( $E_{jh}$ ) danej Jednostki Grafikowej ( $j$ ) w danej godzinie ( $h$ ).
  - (3) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych, określone dla poszczególnych Jednostek Grafikowych  $i \in I_{jh}$ , poprzez które są realizowane transakcje handlowe danej Jednostki Grafikowej w godzinie  $h$  ( $I_{jh}$  – zbiór Jednostek Grafikowych partnerów handlowych URB, posiadającego tytuł prawny do  $j$ -tej Jednostki Grafikowej, poprzez które są realizowane transakcje handlowe w godzinie  $h$ ):
    - (3.1) Kod  $i$ -tej Jednostki Grafikowej danego partnera handlowego.
    - (3.2) Kod Operatora Rynku  $i$ -tej Jednostki Grafikowej danego partnera handlowego.
    - (3.3) Ilość dostaw energii elektrycznej netto w ramach transakcji handlowej realizowanej w godzinie  $h$  pomiędzy  $j$ -tą Jednostką Grafikową oraz  $i$ -tą Jednostką Grafikową ( $E_{jhi}$ ).
- 3.1.3.5. Zgłoszenia USE w ramach RBN oraz RBB dokonują obie strony transakcji handlowej, z wyłączeniem:
- (1) Zgłoszeń USE dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG<sub>BI</sub>), dla której nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń, odpowiednio do funkcji JG<sub>BI</sub>, przez OSP oraz OSDp.
  - (2) Zgłoszeń USE dla Jednostki Grafikowej Generacji Zewnętrznej (JG<sub>GZ</sub>), dla której nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń przez OSP.
- 3.1.3.6. Zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB musi spełniać następujące warunki:
- (1) Ilości dostaw energii muszą być podane w MWh, z dokładnością do 0,001 MWh.
  - (2) Znaki ilości dostaw energii dla poszczególnych rodzajów Jednostek Grafikowych muszą być określone, odpowiednio do zgłaszanej transakcji (zakup albo sprzedaż), zgodnie z zasadami przedstawionymi w Tabeli 3.2.
  - (3) Transakcje zakupu lub sprzedaży energii pomiędzy daną Jednostką Grafikową a innymi Jednostkami Grafikowymi muszą spełniać warunki określone w punktach 2.1.8.4. i 2.1.8.5.

**Tabela 3.2. Sposób określenia znaków ilości dostaw energii przesyłanych w Zgłoszeniu USE, w zależności od rodzaju zgłaszanej transakcji.**

Typ Jednostki Grafikowej	Znak ilości dostaw energii dla transakcji:	
	Zakupu energii	Sprzedaż energii
Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wytwórcza rozliczeniowa	<b>X</b>	<b>X</b>
Jednostka Grafikowa Źródeł Wiatrowych	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Odbiorcza	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Odbiorcza aktywna	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Zakupu	Plus	<b>X</b>
Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa Sprzedaży	<b>X</b>	Plus
Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej	Plus	Minus
Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej	Minus	Plus
Jednostka Grafikowa Bilansująca	Plus	<b>X</b>

„X” oznacza, że transakcja nie występuje.

### 3.1.4. Weryfikacja Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii

#### 3.1.4.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBN

- 3.1.4.1.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczy danych zawartych w zgłoszeniach dokonanych w ramach RBN dla poszczególnych JG.
- 3.1.4.1.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczących danej doby handlowej jest realizowana w dwóch, następujących po sobie etapach:
  - (1) Weryfikacji poprawności Zgłoszeń USE.
  - (2) Weryfikacji zgodności Zgłoszeń USE.
- 3.1.4.1.3. Weryfikacja poprawności Zgłoszeń USE jest wykonywana dla każdego Zgłoszenia USE dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej.
- 3.1.4.1.4. Weryfikacja poprawności Zgłoszenia USE, dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej, polega na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu USE, pod kątem spełnienia następujących warunków:
  - (1) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, oraz z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

- (2) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej wskazanej w Zgłoszeniu USE, jako reprezentująca partnera handlowego w ramach danej transakcji handlowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG oraz kodu OR.
  - (3) Warunków określonych w pkt 3.1.3.6.
- 3.1.4.1.5. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.4.1.4. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin doby handlowej.
  - (2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(2), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich godzin doby handlowej, których dotyczy ta transakcja.
  - (3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(1) i 3.1.4.1.4.(2) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej oraz danej godziny warunki określone w pkt 3.1.4.1.4.(3), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej godziny i tej transakcji handlowej.
- 3.1.4.1.6. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dotyczy par JG powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JG. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE jest dokonywana niezależnie dla każdej godziny doby handlowej.
- 3.1.4.1.7. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dla danej godziny i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JG, polega na sprawdzeniu: (i) zgodności ilości dostaw energii elektrycznej transakcji, tj. wymagania aby wartości energii w obu zgłoszeniach transakcji były sobie równe, oraz (ii) zgodności typu transakcji, tj. wymagania aby znaki ilości dostaw energii w obu zgłoszeniach transakcji odpowiednio określały typ transakcji.
- 3.1.4.1.8. W przypadku, gdy Zgłoszenie USE dokonane dla pary JG i danej godziny, spełnia wymagania określone w pkt 3.1.4.1.7, to USE jest przyjmowana do realizacji na RBN. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt 3.1.4.1.9., co do ilości dostaw i typu transakcji w tej godzinie przyjmuje się zgłoszenia wyznaczone w następujący sposób i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii.
  - (2) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, należących do pary URB dokonującej Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.7., za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.

- (3) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, spowodowanej nieprzesłaniem Zgłoszenia USE dla:
- (i) Jednostki Grafikowej sprzedającej energię, w odniesieniu do której nie jest stosowany tryb Zgłoszenia Jednostronnego, lub
  - (ii) Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego,
- za obowiązujące przyjmuje się odpowiednio:
- (i) dane określone dla Jednostki Grafikowej kupującej energię, oraz
  - (ii) dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę podrzędną Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego.
- (4) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.

3.1.4.1.9. W przypadku, gdy obie strony USE, nie stosujące trybu Zgłoszenia Jednostronnego, zgłaszają w danej godzinie dla swoich Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii, to zgłoszenie transakcji handlowej dla tej godziny zostaje odrzucone.

3.1.4.1.10. Przez nieprzesłanie Zgłoszenia USE, o którym mowa w pkt 3.1.4.1.8.(3), jest rozumiana sytuacja, gdy w czasie kiedy jest otwarta bramka zgłoszeniowa na RBN nie został dostarczony do OSP żaden dokument zgłoszeniowy (dotyczący zgłoszeń w ramach RBN) od Operatora Rynku dysponującego, odpowiednio do przypadku powołanego w pkt 3.1.4.1.8.(3): (i) Jednostką Grafikową sprzedającą energię lub (ii) Jednostką Grafikową reprezentującą stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.

3.1.4.1.11. W wyniku weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBN, dla każdej Jednostki Grafikowej  $j$  oraz każdej godziny  $h$  danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej ( $EP^{RBN}$ ) z Umów Sprzedaży Energii realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich Jednostki Grafikowe  $i$  ( $EP_{jhi}^{RBN}$ ).

### **3.1.4.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE w ramach RBB**

3.1.4.2.1. Weryfikacja Zgłoszeń USE dotyczy danych zawartych w zgłoszeniach dokonanych w ramach RBB dla poszczególnych JG.

3.1.4.2.2. Weryfikacja Zgłoszeń USE jest realizowana iteracyjnie, w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie ich przetwarzania, lecz nie częściej niż jedna iteracja w każdej godzinie doby handlowej. Wyniki weryfikacji Zgłoszeń USE uzyskane w danej iteracji zastępują, w zakresie godzin doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.

3.1.4.2.3. W kolejnych iteracjach, weryfikacja Zgłoszeń USE jest dokonywana dla wszystkich godzin doby handlowej objętych Horyzontem Weryfikacji. Horyzont Weryfikacji określa zakres godzin doby handlowej, dla którego w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE są określone USE przyjęte do realizacji na RBB.

- 3.1.4.2.4. Horyzont Weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczącej doby handlowej  $n$ , obejmuje następujący zakres godzin:
- (1) Wszystkie godziny doby handlowej  $n$  – dla pierwszej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE oraz tych weryfikacji Zgłoszeń USE, które rozpoczynają się nie później niż o godzinie 24.00 doby  $n-1$ .
  - (2) Wszystkie godziny doby handlowej  $n$  poczynając od godziny będącej drugą godziną po godzinie doby handlowej, w której rozpoczęła się poprzednia, poprawnie zrealizowana, iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE, lecz nie wcześniej niż od 1. godziny doby handlowej  $n$  – dla iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE rozpoczynających się po godzinie 0.00 doby  $n$ .
- 3.1.4.2.5. W danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczącej doby handlowej  $n$ , która to iteracja została zainicjowana w określonej godzinie doby handlowej  $n-1$  lub doby handlowej  $n$ , jest uwzględniane każde dostarczone do OSP Zgłoszenie USE, spełniające łącznie następujące warunki:
- (1) Zgłoszenie USE zostało dostarczone w okresie otwarcia bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń USE w ramach RBB, dotyczących doby handlowej  $n$ .
  - (2) Zgłoszenie USE zostało dostarczone przed rozpoczęciem godziny doby handlowej (decyduje Stempel Czasowy), w której została zainicjowana dana iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB.
  - (3) Zgłoszenie USE nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB.
- 3.1.4.2.6. Warunkiem zakończenia weryfikacji Zgłoszeń USE dla doby handlowej  $n$  jest wykonanie jednej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE, dotyczących tej doby handlowej, po godzinie 22.00 doby  $n$ .
- 3.1.4.2.7. Pojedyncza iteracja weryfikacji Zgłoszeń USE dotyczących doby handlowej  $n$  jest realizowana w dwóch, następujących po sobie etapach:
- (1) Weryfikacji poprawności Zgłoszeń USE.
  - (2) Weryfikacji zgodności Zgłoszeń USE.
- 3.1.4.2.8. Weryfikacja poprawności Zgłoszeń USE jest wykonywana dla Zgłoszeń USE dokonywanych dla danej JG i danej doby handlowej.
- 3.1.4.2.9. Weryfikacja poprawności Zgłoszenia USE, dokonanego dla danej JG i danej doby handlowej, polega w danej iteracji na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu USE, pod kątem spełnienia następujących warunków:
- (1) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, oraz z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.
  - (2) Poprawności Aktywnego Okresu Zgłoszenia, tzn. następujących wymagań:
    - (2.1) Pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż druga godzina, po godzinie doby

handlowej, w której Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP (czas dostarczenia Zgłoszenia USE określa Stempel Czasowy).

- (2.2) Ostatnią godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia musi być ostatnia godzina doby handlowej.
  - (3) Zgodności danych w Zgłoszeniu USE z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej wskazanej w Zgłoszeniu USE, jako reprezentująca partnera handlowego w ramach danej transakcji handlowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG oraz kodu OR.
  - (4) Warunków określonych w pkt 3.1.3.6.
- 3.1.4.2.10. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.4.2.9. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.
  - (2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(2), to:
    - (2.1) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(2.1) i jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(2.2) – Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie wszystkich transakcji handlowych zgłoszonych dla godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia, a (ii) godziną będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP (czas dostarczenia Zgłoszenia USE określa Stempel Czasowy).
    - (2.2) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.4.2.9.(2.2) – Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin określonych Aktywnym Okresem Zgłoszenia.
  - (3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) i 3.1.4.2.9.(2) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(3), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich godzin.
  - (4) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(1) i 3.1.4.2.9.(2) i 3.1.4.2.9.(3) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej oraz danej godziny warunki określone w pkt 3.1.4.2.9.(4), to Zgłoszenie USE dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie tej godziny i tej transakcji handlowej.
- 3.1.4.2.11. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dotyczy par JG powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JG. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE jest dokonywana niezależnie dla każdej godziny Horyzontu Weryfikacji.

- 3.1.4.2.12. Weryfikacja zgodności Zgłoszeń USE dla danej godziny i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JG, polega na sprawdzeniu: (i) zgodności ilości dostaw energii elektrycznej transakcji, tj. wymagania aby wartości energii w obu zgłoszeniach transakcji były sobie równe, oraz (ii) zgodności typu transakcji, tj. wymagania aby znaki ilości dostaw energii w obu zgłoszeniach transakcji odpowiednio określały typ transakcji.
- 3.1.4.2.13. W przypadku, gdy Zgłoszenie USE dokonane dla pary JG i danej godziny, spełnia wymagania określone w pkt 3.1.4.2.12, to USE jest przyjmowana do realizacji na RBB. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt 3.1.4.2.14., co do ilości dostaw i typu transakcji w tej godzinie przyjmuje się zgłoszenia wyznaczone w następujący sposób i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii i zgłoszeniach partnera handlowego tej Jednostki Grafikowej, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej Giełdy Energii.
  - (2) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, należących do pary URB dokonującej Zgłoszenia USE w trybie Zgłoszenia Jednostronnego, o którym mowa w pkt 2.2.1.1.7., za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej reprezentującej stronę nadrzędną Zgłoszenia USE.
  - (3) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię i Jednostki Grafikowej kupującej energię, za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla Jednostki Grafikowej sprzedającej energię.
- 3.1.4.2.14. W przypadku, gdy obie strony USE, nie stosujące trybu Zgłoszenia Jednostronnego, zgłoszą w danej godzinie dla swoich Jednostek Grafikowych, z których żadna nie jest Jednostką Grafikową Giełdy Energii, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii, to zgłoszenie transakcji handlowej dla tej godziny zostaje odrzucone.
- 3.1.4.2.15. Dla danej Jednostki Grafikowej i danej doby handlowej w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń USE jest uwzględniane Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia (Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia jest traktowane jako ostatnie dokonane zgłoszenie).
- W przypadku, gdy Zgłoszenie USE o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia nie zawiera danych w zakresie wszystkich godzin Horyzontu Weryfikacji (Aktywny Okres Zgłoszenia zweryfikowany względem czasu dostarczenia Zgłoszenia USE do OSP nie pokrywa się z Horyzontem Weryfikacji, tj. początkowa godzina tego okresu następuje po pierwszej godzinie Horyzontu Weryfikacji), to w zakresie brakujących godzin są uwzględniane dane z kolejnych Zgłoszeń USE, w kolejności malejących Numerów Porządkowych Zgłoszenia.
- 3.1.4.2.16. W wyniku weryfikacji Zgłoszeń USE w ramach RBB, dla każdej Jednostki Grafikowej  $j$  oraz każdej godziny  $h$  danej doby handlowej są wyznaczone przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej ( $EP^{RBB}$ ) z Umów Sprzedaży Energii realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich Jednostki Grafikowe  $i$  ( $EP_{jhi}^{RBB}$ ).

### 3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej

#### 3.1.5.1. Ogólne zasady zgłaszania Ofert Bilansujących – części handlowej

- 3.1.5.1.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej  $j$  dla doby handlowej  $n$  zawiera następujące dane:
- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej  $n$ :
    - (1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej.
    - (1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.
    - (1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.
    - (1.4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
    - (1.5) Datę doby handlowej  $n$ .
  - (2) Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny  $h \in H$  doby handlowej  $n$ :
    - (2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.
    - (2.2) Moc dyspozycyjną Jednostki Grafikowej  $j$  oferowaną w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{DYS}$ ).
    - (2.3) Moc maksymalną Jednostki Grafikowej  $j$  oferowaną w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{MAX}$ ).
    - (2.4) Moc minimalną Jednostki Grafikowej  $j$  oferowaną w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{MIN}$ ).
    - (2.5) Pasma mocy przeciążeń Jednostki Grafikowej aktywnej  $j$  oferowane w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^P$ ).
    - (2.6) Pasma mocy zaniżeń Jednostki Grafikowej aktywnej  $j$  oferowane w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^Z$ ).
    - (2.7) Dane handlowo-techniczne oferty bilansującej dla każdego pasma ofertowego  $k \in K$  Jednostki Grafikowej aktywnej  $j$  w godzinie  $h$ :
      - (2.7.1.) Cenę ofertową dla pasma  $k$  ( $OFC_{jkh}$ ).
      - (2.7.2.) Moc brutto oferowaną w paśmie  $k$  ( $OFB_{jkh}$ ).
      - (2.7.3.) Moc netto oferowaną w paśmie  $k$  ( $OFE_{jkh}$ ).
- 3.1.5.1.2. Zakres i zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej różnią się w zależności od rodzaju Jednostki Grafikowej, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:
- (1) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych aktywnych.

- (2) Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostek Grafikowych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.
- 3.1.5.1.3. Poza rozróżnieniem o którym mowa w pkt 3.1.5.1.2., specjalne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej obowiązują dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach albo Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych.
- 3.1.5.1.4. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Wytwórczej  $j$ :
- (1) Moc osiągalna Jednostki Grafikowej  $j$  ( $P_j^{OS}$ ).
  - (2) Moc minimum technicznego Jednostki Grafikowej  $j$  ( $P_j^{MIN\_TECH}$ ).
- 3.1.5.1.5. Wielkości wymienione w pkt 3.1.5.1.4. są określane w wartościach brutto, w Umowach przesyłania zawieranych pomiędzy OSP i URB.
- 3.1.5.1.6. Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjną rezerwa zimna jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.6.

### **3.1.5.2. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych**

- 3.1.5.2.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla  $j$ -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej w godzinie  $h$  musi spełniać następujące warunki:
- (1) Oferowane moce dyspozycyjne ( $P_{jh}^{DYS}$ ), minimalne ( $P_{jh}^{MIN}$ ) i maksymalne ( $P_{jh}^{MAX}$ ) muszą:
    - (1.1.) Być określane jako moce, które mogą być osiągnęte w sposób trwały w normalnych warunkach pracy.
    - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.
    - (1.3.) Być nieujemne.
    - (1.4.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
    - (1.5.) Spełniać warunek:  $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN\_TECH}$ .
  - (2) Pasma mocy przeciążeń i mocy zaniżeń ( $P_{jh}^P, P_{jh}^Z$ ) muszą:
    - (2.1.) Być podawane w wartościach brutto.
    - (2.2.) Być nieujemne.
    - (2.3.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
  - (3) Pasma mocy przeciążeń ( $P_{jh}^P$ ) musi znajdować się powyżej mocy osiągalnej ( $P_j^{OS}$ ).
  - (4) Pasma mocy zaniżeń ( $P_{jh}^Z$ ) musi znajdować się poniżej mocy minimum technicznego ( $P_j^{MIN\_TECH}$ ).

- (5) Moce netto oferowane w poszczególnych pasmach  $k \in K$  ( $OFE_{jkh}$ ) muszą:
  - (5.1.) Być nieujemne.
  - (5.2.) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
- (6) Moce brutto oferowane w poszczególnych pasmach  $k \in K$  ( $OFP_{jkh}$ ) muszą:
  - (6.1.) Być nieujemne.
  - (6.2.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
- (7) Dla każdego pasma ofertowego  $k$  moc netto oferowana w tym paśmie ( $OFE_{jkh}$ ) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie  $h$ , pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ( $OFP_{jkh}$ ).
- (8) Dla każdego pasma ofertowego  $k \in K$  moc brutto oferowana w paśmie ( $OFP_{jkh}$ ) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ( $OFE_{jkh}$ ).
- (9) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ( $k=1$ ) oferty bilansującej ( $OFP_{jh1}$ ) musi być równa  $P_{jh}^{MIN}$ .
- (10) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ( $\sum_{k \in K} OFP_{jkh}$ ) musi być równa  $P_{jh}^{MAX}$ .
- (11) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm  $k \in K$  ( $OFC_{jkh}$ ):
  - (11.1.) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
  - (11.2.) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach:  
 $OFC_{jkh} > OFC_{jhk-1}$ , dla ( $k \in K$  i  $k > 1$ ).
  - (11.3.) Nie mogą być mniejsze od 70 zł/MWh ( $OFC_{jkh} \geq 70$  zł/MWh).
  - (11.4.) Nie mogą być większe od 1500 zł/MWh ( $OFC_{jkh} \leq 1500$  zł/MWh).

### 3.1.5.3. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych

- 3.1.5.3.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej dla  $j$ -tej Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej oraz Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych w godzinie  $h$  musi spełniać następujące warunki:
  - (1) Oferowane moce dyspozycyjne ( $P_{jh}^{DYS}$ ), minimalne ( $P_{jh}^{MIN}$ ) i maksymalne ( $P_{jh}^{MAX}$ ) muszą:
    - (1.1.) Dla  $JG_{WP}$  być określane jako moce, które mogą być osiągnięte w sposób trwały w normalnych warunkach pracy, a dla  $JG_{ZW}$  odpowiadać mocy osiągniętej przez farmy wiatrowe dla planowanej konfiguracji sprawnych jednostek wytwórczych.
    - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.
    - (1.3.) Być nieujemne.
    - (1.4.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

(1.5.) Spełniać warunek:  $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq 0$ .

### 3.1.5.4. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach

- 3.1.5.4.1. Jeżeli oferowana moc minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ), oferowana moc maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) i oferowana moc dyspozycyjna ( $P_{jh}^{DYS}$ ) spełniają warunek ( $P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYS} > 0$ ), to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  jest traktowana jako pracująca w usztywnieniu w godzinie  $h$ .
- 3.1.5.4.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  pracuje w usztywnieniu w godzinie  $h$  Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:
- (1) Oferowane moce: minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ), maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) i dyspozycyjna ( $P_{jh}^{DYS}$ ) muszą:
    - (1.1.) Być sobie równe i być dodatnie ( $P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{DYS} > 0$ ).
    - (1.2.) Być podawane w wartościach brutto.
    - (1.3.) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.
  - (2) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ( $k = 1$ ).
  - (3) Moc brutto oferowana w paśmie  $k = 1$  ( $OFP_{jh1}$ ) musi być równa oferowanej mocy minimalnej i oferowanej mocy maksymalnej ( $OFP_{jh1} = P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX}$ ).
  - (4) Moc netto oferowana w paśmie  $k = 1$  ( $OFE_{jh1}$ ) musi:
    - (4.1.) Być nieujemna.
    - (4.2.) Być podawana w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
    - (4.3.) Być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie  $h$ , pracując ze stałą mocą brutto oferowaną w tym paśmie ( $OFP_{jh1}$ ).
  - (5) Moc brutto oferowana w paśmie  $k = 1$  ( $OFP_{jh1}$ ) musi:
    - (5.1.) Być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ( $OFE_{jh1}$ ).
    - (5.2.) Być podawana w MW, z dokładnością do 1 MW.
  - (6) Cena ofertowa dla pasma  $k = 1$  ( $OFC_{jh1}$ ):
    - (6.1.) Musi być podawana w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
    - (6.2.) Nie może być mniejsza od 70 zł/MWh ( $OFC_{jh1} \geq 70$  zł/MWh).
    - (6.3.) Nie może być większa od 1500 zł/MWh ( $OFC_{jh1} \leq 1500$  zł/MWh).

### 3.1.5.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych

- 3.1.5.5.1. Jeżeli oferowana moc minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ) i oferowana moc maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) spełniają warunek  $P_{jh}^{MIN} = P_{jh}^{MAX} = 0$ , to Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  jest traktowana jako niedyspozycyjna w godzinie  $h$ . W przeciwnym przypadku Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  jest traktowana jako dyspozycyjna w godzinie  $h$ .
- 3.1.5.5.2. W przypadku, gdy Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  jest niedyspozycyjna w godzinie  $h$  Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej musi spełniać następujące warunki:
- (1) Oferowane moce minimalne ( $P_{jh}^{MIN}$ ) i maksymalne ( $P_{jh}^{MAX}$ ) muszą być równe zero ( $P_{jh}^{MAX} = P_{jh}^{MIN} = 0$ ).
  - (2) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ( $k=1$ ) oferty bilansującej ( $OFP_{jh1}$ ) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ( $\sum_{k \in K} OFP_{jhk}$ ) muszą być równe zero.
  - (3) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm  $k \in K$  ( $OFC_{jhk}$ ) muszą być równe zero ( $OFC_{jhk} = 0$ ).

### 3.1.6. Oferty Zastępcze dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych

- 3.1.6.1. Definiowanie ofert zastępczych dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych. Wartości wielkości zawartych w ofertach zastępczych są określane w Umowie przesyłania.
- 3.1.6.2. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej  $j$  musi zawierać następujące dane:
- (1) Dane handlowo-techniczne dla każdej godziny  $h \in H$  dla każdego pasma ofertowego  $k \in K$ :
    - (1.1) Moc brutto oferowaną w paśmie  $k$  ( $ZOFP_{jhk}$ ).
    - (1.2) Moc netto oferowaną w paśmie  $k$  ( $ZOFE_{jhk}$ ).
    - (1.3) Cenę ofertową dla pasma  $k$  ( $OFC_{jhk}$ ).
- 3.1.6.3. Powyższe dane są definiowane dla każdej z 24 kolejnych godzin jednej doby ( $H = \{1, 2, 3, \dots, 24\}$ ), dla każdego z 10 pasm oferty ( $K = \{1, 2, 3, \dots, 10\}$ ).
- 3.1.6.4. Oferta zastępcza Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej  $j$  w każdej godzinie  $h \in H$  musi spełniać następujące warunki:
- (1) Dla każdego pasma  $k \in K$  oferowane moce netto ( $ZOFE_{jhk}$ ) muszą:
    - (1.1) Być dodatnie.
    - (1.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
  - (2) Dla każdego pasma  $k \in K$  oferowane moce brutto ( $ZOFP_{jhk}$ ) muszą:
    - (2.1) Być dodatnie.
    - (2.2) Być podawane w MW, z dokładnością do 1 MW.

- (3) Dla każdego pasma ofertowego  $k \in K$  moc netto oferowana w tym paśmie ( $ZOFE_{jkh}$ ) musi być równa co do wartości ilości energii netto jaką Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna  $j$  dostarczy z tego pasma do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie  $h$ , pracując ze stałą mocą brutto obejmującą to pasmo ( $ZOFP_{jkh}$ ).
- (4) Dla każdego pasma ofertowego  $k \in K$  moc brutto oferowana w paśmie  $k$  ( $ZOFP_{jkh}$ ) musi być większa lub równa od mocy netto oferowanej w tym paśmie ( $ZOFE_{jkh}$ ).
- (5) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ( $k=1$ ) oferty ( $ZOFP_{jh1}$ ) musi być równa mocy minimum technicznego ( $P_j^{MIN\_TECH}$ ).
- (6) Suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ( $\sum_{k=1}^{10} ZOFP_{jkh}$ ) musi być równa mocy osiągalnej ( $P_j^{OS}$ ).
- (7) Ceny ofertowe ( $OFC_{jkh}$ ) dla poszczególnych pasm  $k \in K$  muszą:
  - (7.1) Być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
  - (7.2) Być rosnące, odpowiednio w kolejnych pasmach:
 
$$OFC_{jkh} > OFC_{jhk-1}, \text{ dla } k= 2, \dots, 10.$$
- (8) Minimalna cena ofertowa ( $OFC_{jkh}$ ) nie może być mniejsza od 70 zł/MWh ( $OFC_{jkh} \geq 70 \text{ zł/MWh}$ ).
- (9) Maksymalna cena ofertowa nie może być większa od 1500 zł/MWh ( $OFC_{jkh} \leq 1500 \text{ zł/MWh}$ ).

3.1.6.5. Jeżeli różnica pomiędzy mocą osiągalną ( $P_j^{OS}$ ) a mocą minimum technicznego ( $P_j^{MIN\_TECH}$ ) Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej  $j$  nie pozwala na podanie dodatnich wartości mocy brutto lub netto we wszystkich pasmach oferty zastępczej, oferta zastępcza tej Jednostki jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

### 3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

#### 3.1.7.1. Ogólne zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

- 3.1.7.1.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej.
- 3.1.7.1.2. Weryfikacja jest przeprowadzana niezależnie dla każdej godziny  $h \in H$  doby handlowej  $n$ .
- 3.1.7.1.3. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:
  - (1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR oraz kodu URB.
  - (2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.

- (3) Spełnienia, odpowiednio:
- (3.1.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.2.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych.
- (3.2.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.3.1. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.
- albo, w sytuacjach szczególnych:
- (3.3.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.4.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach.
- (3.4.) Zapisów wymienionych w pkt 3.1.5.5.2. dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne.

3.1.7.1.4. W wyniku weryfikacji dla każdej Jednostki Grafikowej zgłaszającej Oferty Bilansujące – część handlowa, dla każdej godziny  $h$  jest wyznaczana Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

### **3.1.7.2. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych**

3.1.7.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.
- (3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana na podstawie oferty zastępczej.

3.1.7.2.2. W przypadku braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej  $j$  dla doby  $n$ :

- (1) Moc dyspozycyjna ( $P_{jh}^{DYS}$ ), moc maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) oraz moc minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ) oferowane w godzinie  $h$  są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby  $n-1$ , ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy systemu SOWE.
- (2) Pasma mocy przeciążeń ( $P_{jh}^P$ ) oraz pasma mocy zaniżeń ( $P_{jh}^Z$ ) oferowane w godzinie  $h$  są przyjmowane zgodnie z zapisami w odpowiednich Umowach przesyłania.

3.1.7.2.3. W przypadku, gdy dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej jest wykorzystywana oferta zastępcza i nie jest spełniony warunek  $P_j^{OS} \geq P_{jh}^{MAX} \geq P_{jh}^{MIN} \geq P_{jh}^{MIN\_TECH}$ , przyjęta moc minimalna ( $PP_{jh}^{MIN}$ ) oraz przyjęta moc maksymalna ( $PP_{jh}^{MAX}$ ) są wyznaczane w następujący sposób i w następującej kolejności:

- (1) Jeżeli  $(P_{jh}^{MIN} < P_j^{MIN\_TECH})$  lub  $(P_{jh}^{MIN} > P_j^{OS})$ , to  $(PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN\_TECH})$ .
- (2) Jeżeli  $(P_{jh}^{MAX} < P_j^{MIN\_TECH})$  lub  $(P_{jh}^{MAX} > P_j^{OS})$ , to  $(PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS})$ .
- (3) Jeżeli  $(P_{jh}^{MIN} > P_{jh}^{MAX})$ , to  $(PP_{jh}^{MIN} = P_j^{MIN\_TECH})$  i  $(PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS})$ .

3.1.7.2.4. W przypadku tworzenia Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej na podstawie oferty zastępczej stosuje się następujące zasady:

- (1) Pierwsze pasmo Przyjętej Oferty Bilansującej ( $POFP_{jh1}$ ) jest tworzone na podstawie pasm oferty zastępczej, poczynając od pierwszego, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(9).
- (2) Pozostałe pasma Przyjętej Oferty Bilansującej są tworzone na podstawie kolejnych pasm oferty zastępczej, w taki sposób aby suma mocy wykorzystanych w tym celu pasm oferty zastępczej spełniała wymagania określone w pkt 3.1.5.2.1.(10).
- (3) Ceny ofertowe dla kolejnych pasm Przyjętej Oferty Bilansującej są wyznaczone jako średnie ważone z cen pasm oferty zastępczej wykorzystanych do ich tworzenia.

3.1.7.2.5. Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych w ich Ofertach Bilansujących – część handlowa występują te same ceny ofertowe dla danej godziny, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania zostaną zmienione w zakresie od  $1 \cdot 10^{-10}$  grosza/MWh do  $9999 \cdot 10^{-10}$  grosza/MWh, na podstawie cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) tych Jednostek Grafikowych, w kolejności od oferty  $JG_{wa}$ , dla której cena CW jest najniższa do oferty  $JG_{wa}$ , dla której cena CW jest najwyższa.

### **3.1.7.3. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych**

3.1.7.3.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1.) Jeżeli oferowana moc minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.3.1. (1.5.), to przyjęta moc minimalna ( $PP_{jh}^{MIN}$ ) jest równa zero ( $PP_{jh}^{MIN} = 0$ ).

- (2.2.) Jeżeli oferowana moc maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) nie spełnia warunku wymienionego w pkt 3.1.5.3.1. (1.5.), to przyjęta moc maksymalna ( $PP_{jh}^{MAX}$ ) jest równa mocy osiągalnej ( $PP_{jh}^{MAX} = P_j^{OS}$ ).
- (3) Jeżeli brak Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej, to Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa Jednostki Grafikowej  $j$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana w następujący sposób:
- (3.1.) Przyjęta moc maksymalna ( $PP_{jh}^{MAX}$ ) oraz przyjęta moc minimalna ( $PP_{jh}^{MIN}$ ) w godzinie  $h$  są wyznaczane według stanu na godzinę 14.30 doby  $n-1$ , ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych przy pomocy systemu SOWE.

#### **3.1.7.4. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach**

- 3.1.7.4.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako pracujące w usztywnieniach Przyjęta Oferta Bilansująca – części handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:
- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.
- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:
- (2.1.) Występuje tylko jedno pasmo ofertowe ( $k = 1$ ).
- (2.2.) Przyjęta moc brutto w paśmie  $k = 1$  ( $POFP_{jhl}$ ) jest równa mocy minimalnej i mocy maksymalnej zawartych w Zgłoszeniu Oferty Bilansującej – części handlowej.
- (2.3.) Przyjęta moc netto oferowana w paśmie  $k = 1$  ( $POFE_{jhl}$ ) jest wyznaczana na podstawie pasm oferty zastępczej, w proporcji odpowiedniej do mocy brutto przyjętej w tym paśmie.
- (2.4.) Przyjęta cena ofertowa dla pasma  $k = 1$  jest wyznaczana jako średnia ważona z cen wykorzystanych do utworzenia pasma  $k = 1$  pasm oferty zastępczej.

#### **3.1.7.5. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych**

- 3.1.7.5.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych traktowanych jako niedyspozycyjne Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa jest wyznaczana w następujący sposób:
- (1) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej spełnia wszystkie warunki wymienione w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono przyjmowane jako Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa.

- (2) Jeżeli Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części handlowej nie spełnia któregokolwiek z warunków wymienionych w pkt 3.1.7.1.3., to jest ono odrzucane i Przyjęta Oferta Bilansująca jest wyznaczana w następujący sposób:
- (2.1.) Moc brutto oferowana w pierwszym paśmie ( $k=1$ ) Przyjętej Oferty Bilansującej ( $POFP_{jh1}$ ) oraz suma mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach ( $\sum_{k \in K} POFP_{jhk}$ ) są równe zero.
- (2.2.) Przyjęte ceny ofertowe dla poszczególnych pasm  $k \in K$  ( $POFC_{jhk}$ ) są równe zero ( $POFC_{jhk} = 0$ ).

### 3.1.7.6. Tworzenie Przyjętych Ofert Bilansujących – części handlowej dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna

3.1.7.6.1. Dla  $j$ -tej Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JGOSP<sub>a</sub>) świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla godziny  $h$  jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Moc dyspozycyjna ( $P_{jh}^{DYS}$ ), moc maksymalna ( $P_{jh}^{MAX}$ ) oraz moc minimalna ( $P_{jh}^{MIN}$ ) JGOSP<sub>a</sub> są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby  $n-1$ , ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych dla tej JGOSP<sub>a</sub> przy pomocy systemu SOWE.
- (2) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla JGOSP<sub>a</sub> zawiera dwa pasma ofertowe ( $k = 1$  i  $k = 2$ ) określone w następujący sposób:
- (2.1) Moc brutto dla pasma  $k = 1$  jest równa  $P_{jh}^{MIN}$  natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn mocy brutto oraz współczynnika brutto/netto ( $\gamma^{KOE}$ ) określonego w danych stałych JGOSP<sub>a</sub>.
- (2.2) Moc brutto dla pasma  $k = 2$  jest równa różnicy pomiędzy  $P_{jh}^{MAX}$  oraz  $P_{jh}^{MIN}$  natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn tej różnicy oraz współczynnika brutto/netto ( $\gamma^{KOE}$ ) określonego w danych stałych JGOSP<sub>a</sub>.
- (2.3) Przyjęta cena ofertowa dla pasma  $k = 1$  ( $POFC_{jh1}$ ) jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$POFC_{jh1} = CW_j + KC_{jd}^{CO2} \quad (3.1)$$

gdzie:

$CW_j$  – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez  $j$ -tą JGOSP<sub>a</sub>, określona w umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna [zł/MWh].

$KC_{jd}^{CO_2}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla  $j$ -tej JG<sub>OSP</sub><sub>a</sub> wyznaczony zgodnie ze wzorem określonym w pkt 4.3.1.3.4.2.2., przyjmując w tym wzorze wartość  $RC_d^{CO_2}$  wyznaczoną, w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.2.3., dla najbliższej doby poprzedzającej dobę  $d$ ; Do wyznaczenia  $KC_{jd}^{CO_2}$  stosuje się wskaźnik emisji CO<sub>2</sub> ( $W_j^{CO_2}$ ) dla  $j$ -tej JG<sub>OSP</sub><sub>a</sub> określony w umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna.

- (2.4) Przyjęta cena ofertowa dla pasma  $k = 2$  ( $POFC_{jh2}$ ) jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$POFC_{jh2} = POFC_{jh1} + 0,01 \quad (3.2)$$

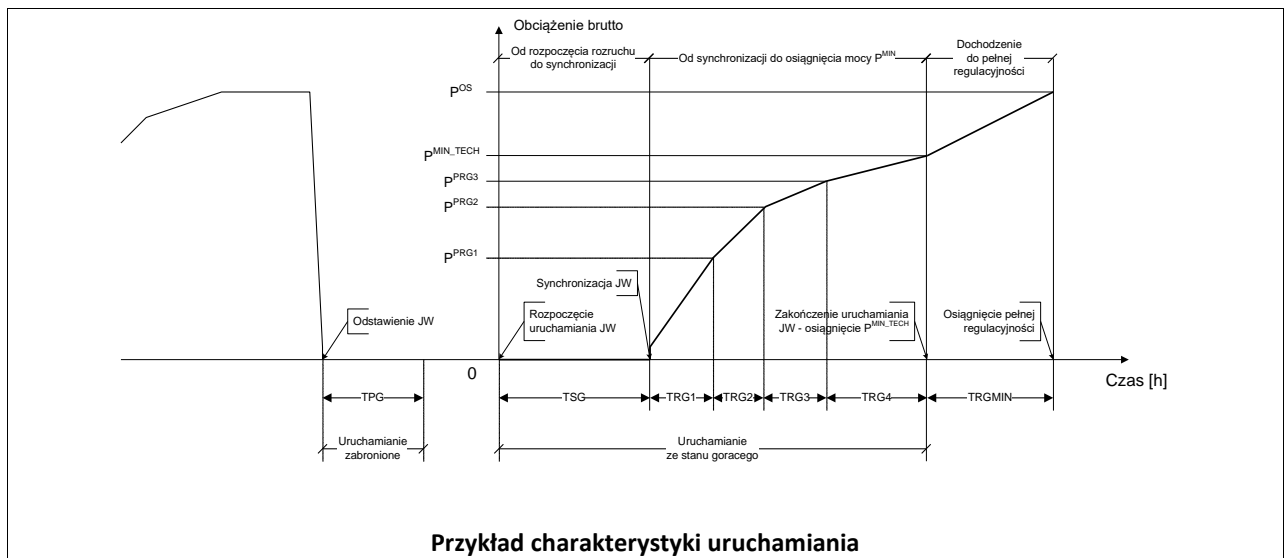
### 3.1.8. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części technicznej

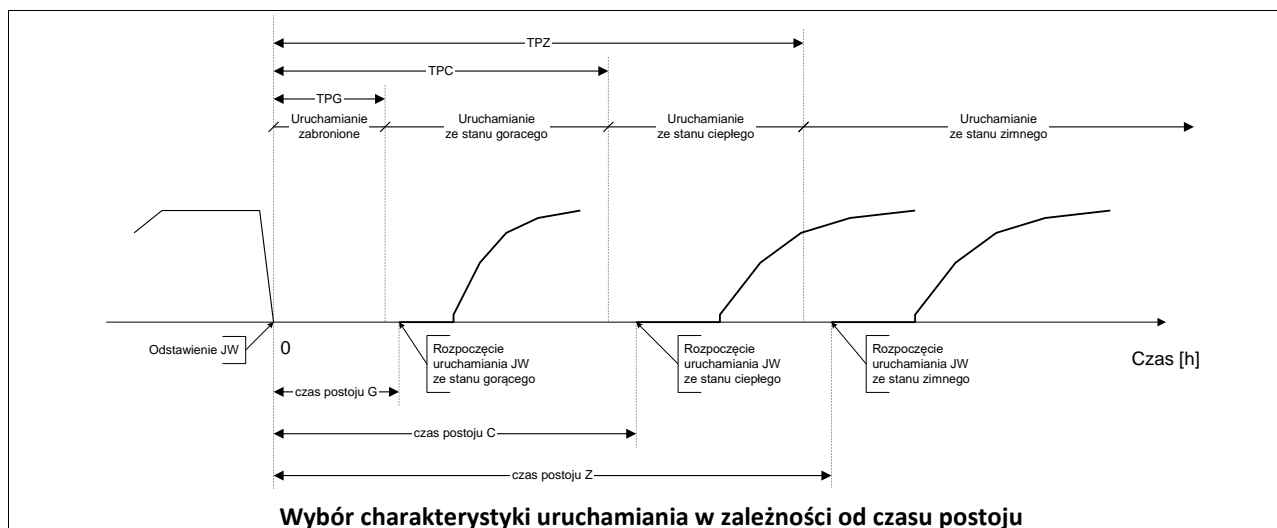
3.1.8.1. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej. Dla danej JG<sub>Wa</sub> dla doby handlowej  $n$  Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej zawiera następujące dane:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej  $n$ :
  - (1.1.) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej.
  - (1.2.) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną.
  - (1.3.) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.
  - (1.4.) Dane osoby składającej zgłoszenia, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
  - (1.5.) Datę doby handlowej  $n$ .
- (2) Dane techniczne zgłoszenia – 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):
  - (2.1.) Dane podstawowe charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):
    - (2.1.1.) Minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ( $TPG, TPC, TPZ$ ).
  - (2.2.) Dane charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów – gorącego (G), ciepłego (C), zimnego (Z):
    - (2.2.1.) Czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji ( $TSG, TSC, TSZ$ ).
    - (2.2.2.) Czas od synchronizacji do pierwszego punktu charakterystyki uruchamiania ( $TRG1, TRC1, TRZ1$ ).

- (2.2.3.) Czas między pierwszym a drugim punktem charakterystyki uruchamiania ( $TRG2$ ,  $TRC2$ ,  $TRZ2$ ).
- (2.2.4.) Czas między drugim a trzecim punktem charakterystyki uruchamiania ( $TRG3$ ,  $TRC3$ ,  $TRZ3$ ).
- (2.2.5.) Czas między trzecim a czwartym punktem charakterystyki uruchamiania ( $TRG4$ ,  $TRC4$ ,  $TRZ4$ ).
- (2.2.6.) Czas między czwartym punktem charakterystyki uruchamiania a osiągnięciem pełnego zakresu regulacyjności ( $TRGMIN$ ,  $TRCMIN$ ,  $TRZMIN$ ).
- (2.2.7.) Współczynnik mocy w pierwszym punkcie charakterystyki uruchamiania ( $PRG1$ ,  $PRC1$ ,  $PRZ1$ ).
- (2.2.8.) Współczynnik mocy w drugim punkcie charakterystyki uruchamiania ( $PRG2$ ,  $PRC2$ ,  $PRZ2$ ).
- (2.2.9.) Współczynnik mocy w trzecim punkcie charakterystyki uruchamiania ( $PRG3$ ,  $PRC3$ ,  $PRZ3$ ).

3.1.8.2. Zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania przedstawiono na rysunku 3.1.





**Rysunek 3.1. Ilustracja zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania.**

3.1.8.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – części technicznej musi spełniać następujące warunki:

- (1) Minimalne czasy postoju, po których następuje uruchamianie ( $TPG$ ,  $TPC$ ,  $TPZ$ ) muszą:
  - (1.1.) Być nieujemne.
  - (1.2.) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.
  - (1.3.) Tworzyć ciąg monotoniczny ściśle rosnący:  $TPG < TPC < TPZ$ .
- (2) Czasy od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji ( $TSG$ ,  $TSC$ ,  $TSZ$ ) muszą:
  - (2.1.) Być nieujemne.
  - (2.2.) Być podawane w godzinach, z dokładnością do 1 godziny.
  - (2.3.) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych czasów, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik  $w$ , o którym mowa w pkt 3.1.8.3.(5).
- (3) Współczynniki mocy w kolejnych punktach charakterystyk rozruchowych ( $PRG1$ ,  $PRC1$ ,  $PRZ1$ ,  $PRG2$ ,  $PRC2$ ,  $PRZ2$ ,  $PRG3$ ,  $PRC3$ ,  $PRZ3$ ) są wyznaczone jako stosunek mocy obciążenia brutto jednostki wytwórczej podczas kolejnych etapów uruchamiania do mocy minimum technicznego brutto po zakończeniu rozruchu ( $P_{MIN\_TECH}$ ).
- (4) Poszczególne czasy od synchronizacji do osiągnięcia pełnego zakresu regulacyjności ( $TRG1$ ,  $TRC1$ ,  $TRZ1$ ,  $TRG2$ ,  $TRC2$ ,  $TRZ2$ ,  $TRG3$ ,  $TRC3$ ,  $TRZ3$ ,  $TRG4$ ,  $TRC4$ ,  $TRZ4$ ,  $TRGMIN$ ,  $TRCMIN$ ,  $TRZMIN$ ) muszą:
  - (4.1.) Być nieujemne.
  - (4.2.) Być podawane w minutach, z dokładnością do 1 minuty.
  - (4.3.) Być podawane dla standardowych wartości współczynników mocy w kolejnych punktach charakterystyk uruchamiania, odpowiednio:

(4.3.1.) TRG1, TRC1, TRZ1 dla PRG1 = PRC1 = PRZ1 = 0,25.

(4.3.2.) TRG2, TRC2, TRZ2 dla PRG2 = PRC2 = PRZ2 = 0,50.

(4.3.3.) TRG3, TRC3, TRZ3 dla PRG3 = PRC3 = PRZ3 = 0,75.

(4.4.) Nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych współczynników, określonych w odpowiednich umowach dwustronnych zawartych pomiędzy OSP i URB, o więcej niż ustalony przez OSP współczynnik  $w$ , o którym mowa w pkt 3.1.8.3. (5).

(5) Współczynnik  $w$  ma wartość 50%.

### **3.1.9. Weryfikacja Ofert Bilansujących – części technicznej**

3.1.9.1. Operator Systemu Przesyłowego dokonuje weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części technicznej.

3.1.9.2. Weryfikacja polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem:

- (1) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR oraz kodu URB.
- (2) Zgodności z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania daną Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną. Weryfikacja dotyczy: numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.
- (3) Spełnienia zapisów wymienionych w pkt 3.1.8.3.

3.1.9.3. W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna nie spełnia warunków wymienionych w pkt 3.1.9.2., jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostaje przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej, a jeżeli nie jest to możliwe, ze względu na brak takiego zgłoszenia lub niespełnienie przez to zgłoszenie warunków określonych w pkt 3.1.8.3, to wartości danych w zgłoszeniu zostaną przyjęte zgodnie ze zdefiniowanymi dla tej JG w bazie danych stałych KOE.

### **3.1.10. Procedura zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru**

3.1.10.1. Operator Systemu Przesyłowego przyjmuje Zgłoszenia Programów Pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, które są reprezentowane w ramach Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>).

3.1.10.2. Zgłoszenie Programu Pracy zawiera dla każdej godziny doby handlowej:

- (1) Moce: minimalną ( $P^{MIN}$ ), maksymalną ( $P^{MAX}$ ) oraz dyspozycyjną ( $P^{DYS}$ ), wyrażone w wartościach brutto.
- (2) Planowaną, sumaryczną w godzinie, wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą, wyrażoną w wartościach brutto (ESO<sup>ZW</sup>).
- (3) Planowaną, sumaryczną w godzinie, wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostkę wytwórczą, wyrażoną w wartościach netto (ES<sup>ZW</sup>).

- (4) Prognozę przedziałową wytwarzania brutto, o której mowa w pkt 3.1.10.7., opisaną granicami przedziału: (i) dolnym ( $ESO^{ZW\_MIN}$ ) oraz (ii) górnym ( $ESO^{ZW\_MAX}$ ).

3.1.10.3. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane dla określonych w Umowie przesyłania jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składających się na JG<sub>ZW</sub>. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane poprzez system SOWE i są obowiązkowe. W ramach Zgłoszeń Programów Pracy URB jest zobowiązany przekazywać do OSP aktualne prognozy wytwarzania energii przez jednostki wytwórcze, w szczególności w przypadku każdej zmiany prognozy wytwarzania. URB jest zobowiązany do aktualizacji wyżej powołanych prognoz wytwarzania w przypadku zmiany czynników mogących mieć na nie wpływ.

3.1.10.4. Zgłoszenia Programów Pracy dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG<sub>ZW</sub> dotyczące doby handlowej  $n$  powinny być dokonywane od początku doby  $n-2$  do końca doby  $n$ .

3.1.10.5. W przypadku wystąpienia istotnych różnic pomiędzy Programami Pracy a rzeczywistą ilością dostaw energii (ER) dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w JG<sub>ZW</sub>, URB jest zobowiązany, na wniosek OSP, niezwłocznie przedłożyć pisemne wyjaśnienie dotyczące powstania tych różnic.

3.1.10.6. Wielkość  $ES^{ZW}$  zgłoszona dla godziny  $h$  danej doby handlowej, dla jednostek wytwórczych reprezentowanych w danej JG<sub>ZW</sub>, w ostatnim Programie Pracy przed rozpoczęciem godziny  $h-1$  jest uwzględniana w rozliczeniach Rynku Bilansującego przy wyznaczaniu skorygowanej ilości dostaw energii (ES) dla tej JG<sub>ZW</sub>.

Dokumenty Zgłoszeń Programów Pracy otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.1.10.7. Przez prognozę przedziałową jest rozumiany przedział liczbowy, w którym z zadaniem prawdopodobieństwem zawiera się planowana wielkość wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składające się na JG<sub>ZW</sub>. Współczynnik ufności prognozy przedziałowej określa OSP z uwzględnieniem możliwej do osiągnięcia dokładności prognozowania wielkości wytwarzania energii elektrycznej przez jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej.

Do czasu opublikowania przez OSP wartości współczynnika ufności prognozy przedziałowej w zgłoszeniach Programów Pracy powinny być podawane następujące wartości:  $ESO^{ZW\_MIN} = P^{MIN}$  oraz  $ESO^{ZW\_MAX} = P^{MAX}$ .

### 3.1.11. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia

3.1.11.1. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia jest dokonywane dla Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG<sub>Oa</sub>). Dla  $j$ -tej JG<sub>Oa</sub> dla doby handlowej  $n$  Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zawiera następujące dane:

- (1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia i dane identyfikacyjne doby handlowej  $n$ :

- (1.1) Nazwę i kod Jednostki Grafikowej, której dotyczy Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia.
  - (1.2) Nazwę i kod Operatora Rynku, który jest uprawniony do dysponowania Jednostką Grafikową.
  - (1.3) Nazwę i kod Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do Jednostki Grafikowej.
  - (1.4) Dane osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez Operatora Rynku do przekazywania zgłoszeń: imię, nazwisko, stanowisko, numer licencji, numer telefonu, numer telefaksu, adres e-mail-owy.
  - (1.5) Datę doby handlowej  $n$ .
  - (1.6) Aktywny Zakres Zgłoszenia, tj. godziny doby handlowej, których dotyczy zgłoszenie.
  - (1.7) Numer Porządkowy Zgłoszenia, tj. unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla danej  $JG_{Oa}$  i danej doby handlowej.
- (2) Dane handlowo-techniczne zgłoszenia dla każdej godziny  $h$  objętej Aktywnym Zakresem Zgłoszenia:
- (2.1) Godzinę, dla której są określane dane handlowe.
  - (2.2) Planowaną w godzinie wielkość poboru mocy przez  $JG_{Oa}$  ( $PD_{jh}$ ).
  - (2.3) Dane handlowo-techniczne oferty redukcji obciążenia dla każdego pasma ofertowego  $k \in K = \{1, 2, \dots, 10\}$   $JG_{Oa}$  w godzinie  $h$ :
    - (2.3.1) Cenę ofertową dla pasma  $k$  ( $OF_{CR_{jhk}}$ ).
    - (2.3.2) Moc oferowaną do zredukowania w paśmie  $k$  ( $OF_{R_{jhk}}$ ).
- 3.1.11.2. W procesie weryfikacji danych ze Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia są wykorzystywane następujące wielkości, zdefiniowane jako parametry stałe Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej  $j$ :
- (1) Moc przyłączeniowa sterowanych odbiorów energii ( $P_j^p$ ) określona dla danej  $JG_{Oa}$  w Umowie przesылania.

### **3.1.12. Zasady weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia**

- 3.1.12.1. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia dla doby handlowej  $n$  jest realizowana iteracyjnie od godziny 9.30 doby  $n-1$  do godziny 22.00 doby  $n$ . Iteracja weryfikacji jest realizowana raz w godzinie, w drugiej połowie godziny doby handlowej. Wyniki weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia uzyskane w danej iteracji zastępują, w zakresie godzin doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.
- 3.1.12.2. W kolejnych iteracjach, weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest dokonywana dla wszystkich godzin doby handlowej objętych Horyzontem Weryfikacji.

- 3.1.12.3. Horyzont Weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącej doby handlowej  $n$ , obejmuje następujący zakres godzin:
- (1) Wszystkie godziny doby handlowej  $n$ , dla iteracji weryfikacji odbywających się nie później niż o godzinie 23.00 doby  $n-1$ .
  - (2) Wszystkie godziny doby handlowej  $n$ , poczynając od godziny będącej drugą godziną po godzinie doby handlowej, w której odbywa się bieżąca iteracja weryfikacji, do ostatniej godziny doby handlowej  $n$ , dla iteracji weryfikacji odbywających się po godzinie 23.00 doby  $n-1$ .
- 3.1.12.4. W danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczącej doby handlowej  $n$ , która to iteracja została zainicjowana w określonej godzinie doby handlowej  $n-1$  lub doby handlowej  $n$ , jest uwzględniane każde dostarczone do OSP Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia, spełniające łącznie następujące warunki:
- (1) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone w okresie otwarcia bramki zgłoszeniowej dla Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, dotyczących doby handlowej  $n$ .
  - (2) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone (decyduje Stempel Czasowy) nie później niż 1 godzina i 30 minut przed rozpoczęciem godziny  $h$ , gdzie godzina  $h$  jest pierwszą godziną horyzontu weryfikacji danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.
  - (3) Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji.
- 3.1.12.5. Weryfikacja Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, dokonanej dla danej  $JG_{Oa}$  i danej doby handlowej, polega w danej iteracji na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia, pod kątem:
- (1) Zgodności danych w Zgłoszeniu Oferty Redukcji Obciążenia z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego, który posiada tytuł prawny do danej Jednostki Grafikowej, oraz z zapisami w Umowie przesyłania Operatora Rynku, który dysponuje tą Jednostką Grafikową. Weryfikacja dotyczy: kodu JG, kodu OR, kodu URB oraz numeru licencji osoby dokonującej zgłoszenia.
  - (2) Poprawności Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, tzn. następujących wymagań:
    - (2.1) Pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż druga godzina, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone do OSP (czas dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia określa Stempel Czasowy).
    - (2.2) Drugą i kolejną godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia mogą być wybrane godziny doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, następujące po pierwszej godzinie Aktywnego Zakresu Zgłoszenia.
  - (3) Spełnienia następujących wymagań dla każdej godziny  $h$  Aktywnego Zakresu Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia:
    - (3.1) Oferta Redukcji Obciążenia nie może zawierać więcej niż 10 pasm ofertowych.

- (3.2) Planowana w godzinie, wielkość poboru mocy przez JGO<sub>a</sub> ( $PD_{jh}$ ):
- (3.2.1) Nie może być większa od mocy przyłączeniowej sterowanych odbiorów energii ( $P_j^P$ ) określonej dla JGO<sub>a</sub> w Umowie przesyłania ( $PD_{jh} \leq P_j^P$ ).
- (3.2.2) Musi spełniać warunek  $PD_{jh} \geq 0$ .
- (3.3) Moce oferowane do zredukowania w poszczególnych pasmach  $k$  Oferty Redukcji Obciążenia ( $OFR_{jkh}$ ):
- (3.3.1) Muszą być nieujemne.
- (3.3.2) Muszą być podawane w MW, z dokładnością do 0,001 MW.
- (3.4) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach nie może być większa od planowanej w godzinie, wielkości poboru mocy przez JGO<sub>a</sub> ( $\sum_{k=1}^{10} OFR_{jkh} \leq PD_{jh}$ ).
- (3.5) Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm ( $OFCR_{jkh}$ ):
- (3.5.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh.
- (3.5.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach.
- (3.5.3) Nie mogą być mniejsze od 70 zł/MWh.
- (3.5.4) Nie mogą być większe od 1 500 zł/MWh.

Jeżeli dla dwóch lub więcej Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych w ich Ofertach Redukcji Obciążenia występują te same ceny ofertowe dla danej godziny, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania zostaną zmienione w zakresie od  $1 \cdot 10^{-14}$  grosza/MWh do  $9999 \cdot 10^{-14}$  grosza/MWh, na podstawie czasu dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, w kolejności od ofert JGO<sub>a</sub> dostarczonych wcześniej.

- 3.1.12.6. Weryfikacja warunków określonych w pkt 3.1.12.5. odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:
- (1) W przypadku, gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(1), to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich godzin określonych Aktywnym Zakresem Zgłoszenia.
  - (2) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(1) oraz nie są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(2), to:
    - (2.1) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.12.5.(2.1) – Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, a (ii) godziną będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia podlegało weryfikacji przez OSP. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej

JG zostaje odrzucone w całości w sytuacji, gdy w wyniku weryfikacji Aktywny Zakres Zgłoszenia nie zawiera żadnej godziny doby handlowej.

- (2.2) W sytuacji, gdy nie jest spełniony warunek określony w pkt 3.1.12.5.(2.2) – Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich godzin określonych Aktywnym Zakresem Zgłoszenia.
- (3) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(1) oraz 3.1.12.5.(2), i jednocześnie w danej godzinie nie została zrealizowana weryfikacja Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia, to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w zakresie godzin zawierających się w okresie pomiędzy następującymi godzinami doby handlowej (włącznie z tymi godzinami): (i) pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia, a (ii) godziną będącą pierwszą godziną doby handlowej, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia podlegało weryfikacji przez OSP. Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG zostaje odrzucone w całości w sytuacji, gdy w wyniku weryfikacji Aktywny Zakres Zgłoszenia nie zawiera żadnej godziny doby handlowej
- (4) W przypadku, gdy są spełnione warunki określone w pkt 3.1.12.5.(1) i 3.1.12.5.(2) oraz nie są spełnione dla danej godziny warunki określone w pkt 3.1.12.5.(3), to Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia dla danej JG i tej godziny zostaje odrzucone i Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia jest wyznaczana w następujący sposób:
- (4.1) Planowana w godzinie, wielkość poboru mocy przez  $j$ -tą JG<sub>Oa</sub> ( $PD_{jh}$ ) odpowiada deklarowanej ilości dostaw energii elektrycznej tej jednostki w tej godzinie ( $PD_{jh} = -ED_{jh}$ ).
- (4.2) Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia składa się tylko z jednego pasma ofertowego:
- (4.2.1) Moc oferowana do zredukowania w pierwszym paśmie Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia jest równa zero.
- (4.2.2) Cena ofertowa dla pierwszego pasma Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia jest równa zero.
- (5) Jeżeli brak jest Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia, to Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia jest wyznaczana według zasad określonych w pkt. 3.1.12.6.(4).

3.1.12.7. Dla danej Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej i danej doby handlowej w danej iteracji weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest uwzględniane Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia (Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia jest traktowane jako ostatnie dokonane zgłoszenie).

W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia o najwyższym Numerze Porządkowym Zgłoszenia nie zawiera danych w zakresie wszystkich godzin Horyzontu Weryfikacji (Aktywny Zakres Zgłoszenia zweryfikowany względem czasu dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia do OSP i czasu wykonania iteracji, nie pokrywa się z Horyzontem Weryfikacji), to w zakresie brakujących godzin są uwzględniane dane z poprzednich Zgłoszeń

Ofert Redukcji Obciążenia, w kolejności malejących Numerów Porządkowych Zgłoszenia.

- 3.1.12.8. Wynikiem weryfikacji Zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia jest Przyjęta Oferta Redukcji Obciążenia, dla Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej  $j$  oraz godzin  $h$  danej doby handlowej, dla których dokonano Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia.

### **3.2. Procedura zgłaszania danych przez UWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej**

#### **3.2.1. Ogólne zasady**

- 3.2.1.1. 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.
- 3.2.1.2. Dokument ZGWM składany przez UWM dla danej doby handlowej musi zawierać zgłoszenia GWM<sub>Z</sub> reprezentujące wszystkie USE<sub>WM</sub> tego UWM, które mają być realizowane w tej dobie handlowej.
- 3.2.1.3. Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM<sub>Z</sub> jest jedna godzina. GWM<sub>Z</sub> zawiera dane handlowe USE<sub>WM</sub> dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:
- (1) Doba handlowa trwa 24 godziny.
  - (2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.
  - (3) Ostatnia, 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.
  - (4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.
- 3.2.1.4. Dokumentom ZGWM dostarczonym w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej i dotyczącym danej doby handlowej, muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia GWM Dnia Następnego), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń GWM<sub>Z</sub> dla tej doby handlowej. Kolejnym dokumentom ZGWM dotyczącym danej doby handlowej powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia GWM Dnia Następnego. Dostarczony do OSP dokument ZGWM nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia GWM Dnia Następnego równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi ZGWM dotyczącemu tej samej doby handlowej i przyjętemu przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.
- 3.2.1.5. Operator Systemu Przesyłowego informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWM poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:
- (1) Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWM – dokument PGWM.
  - (2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWM – dokument OGWM.
  - (3) Informacja o Niezgodności ZGWM – dokument IGWM.

- (4) Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Następnego – dokument UGWM.

3.2.1.6. Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez Operatora Rynku danego UWM, jako URB, zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 5 Warunków.

### **3.2.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej**

3.2.2.1. Dla każdej doby handlowej  $n$  OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w trybie długoterminowym wstępnym, długoterminowym podstawowym oraz dobowym.

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

3.2.2.2. Tryb długoterminowy wstępny przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej  $n$  rozpoczyna się o godzinie 00.00 doby  $n-7$  i trwa do godziny 12.00 doby  $n-2$  włącznie.

Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie długoterminowym wstępnym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW z tych przetargów. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW, są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI). Dokumenty ZGWM przekazywane w trybie długoterminowym wstępnym są weryfikowane przez OSP tylko pod względem formalnym.

3.2.2.3. Tryb długoterminowy podstawowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej  $n$  rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 12.00 doby  $n-2$  i trwa do godziny 17.00 doby  $n-2$  włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 18.00 doby  $n-2$  jest realizowany cykl korekt przekazywania ZGWM dla trybu długoterminowego podstawowego.

W trybie długoterminowym podstawowym OSP przyjmuje ZGWM w celu realizacji  $USE_{WM}$  oraz wyznaczenia wielkości Dotychczas Przydzielonych Zdolności Przesyłowych na poszczególnych przekrojach handlowych (AAC). Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie długoterminowym podstawowym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW z tych przetargów. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu rocznym, miesięcznym lub w ramach cesji ZPW są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI). Przekazywane w trybie długoterminowym podstawowym ZGWM są aktualizacją ZGWM przekazanych w trybie długoterminowym wstępnym.

3.2.2.4. Tryb dobowy przekazywania dokumentów ZGWM dla doby handlowej  $n$  rozpoczyna się o godzinie 10.30 doby  $n-1$  i trwa do godziny 13.30 doby  $n-1$  włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, do godziny 14.15 doby  $n-1$  jest realizowany cykl korekt przekazywania ZGWM dla trybu dobowego.

W trybie dobowym OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w celu realizacji  $USE_{WM}$ . Dokumenty ZGWM przekazywane w trybie dobowym muszą zawierać grafiki uzgodnione w trybie długoterminowym podstawowym oraz nowe grafiki dla poszczególnych przekrojów handlowych. Nowe grafiki wynikają z rezerwacji ZPW uzyskanych w Przetargu dobowym przez UWM lub PH. Zarezerwowane ZPW uzyskane w Przetargu dobowym są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

3.2.2.5. W procesie przetwarzania dokumentów ZGWM jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWM przekazana do OSP w danym trybie.

W trybie długoterminowym podstawowym są uwzględniane ostatnie wersje przyjętych przez OSP zgłoszeń dokonanych w trybie długoterminowym wstępnym.

3.2.2.6. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM w ramach poszczególnych trybów przedstawiono w Tabelach 3.3., 3.4. oraz 3.5.

3.2.2.7. W celu realizacji wymiany międzysystemowej, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWM, UWM działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RBN dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej (JG<sub>WMU</sub>) Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające  $USE_{WM}$ .

**Tabela 3.3. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM w trybie długoterminowym wstępnym.**

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba $n-7$ godzina 00.00.		Rozpoczęcie trybu długoterminowego wstępnego przyjmowania ZGWM dla doby $n$ .
Doba $n-7$ godzina 00.00 do doba $n-2$ godzina 12.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM i PGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie wyników weryfikacji w formie dokumentów OGWM i PGWM.
Doba $n-2$ godzina 12.00.		Zakończenie trybu długoterminowego wstępnego przyjmowania ZGWM na dobę $n$ .

**Tabela 3.4. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w trybie długoterminowym podstawowym.**

<b>Termin/Okres</b>	<b>Działania UWM</b>	<b>Działania OSP</b>
Doba $n-2$ godzina 12.00.01.		Rozpoczęcie trybu długoterminowego podstawowego przyjmowania ZGWM na dobę $n$ . Uwzględnienie ostatnich wersji ZGWM przyjętych w ramach trybu długoterminowego wstępnego.
Doba $n-2$ od godziny 12.00.01 do godziny 17.00.00.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Doba $n-2$ godzina 17.00.00.		Zakończenie trybu długoterminowego podstawowego przyjmowania ZGWM na dobę $n$ .
Doba $n-2$ od godziny 17.00.01 do godziny 18.00.00 (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.
Doba $n-2$ od godziny 18.00.00.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty trybu długoterminowego podstawowego.

**Tabela 3.5. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w trybie dobowym.**

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Doba $n-1$ godzina 10.30.00.		Rozpoczęcie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę $n$ .
Doba $n-1$ od godziny 10.30.00 do godziny 13.30.00.	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.
Doba $n-1$ godzina 13.30.00		Zakończenie trybu dobowego przyjmowania ZGWM na dobę $n$ .
Doba $n-1$ od godziny 13.30.01 do godziny 14.15.00 (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.
Doba $n-1$ od godziny 14.15.00.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wystane w ramach cyklu korekty trybu dobowego.

### 3.2.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej

- 3.2.3.1. Dokument ZGWM zawiera dane dotyczące każdej  $USE_{WM}$  zgłaszanej przez danego UWM do realizacji w okresie, którego ten dokument dotyczy.  $USE_{WM}$  są zgłaszane w formie odrębnych  $GWM_Z$  dla każdej zgłaszanej  $USE_{WM}$ , niezależnie dla kierunku eksport i kierunku import.
- 3.2.3.2. Każdy  $GWM_Z$  przekazany w dokumencie ZGWM musi w szczególności zawierać:
- (1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną  $USE_{WM}$ .
  - (2) Dane identyfikacyjne PH danego UWM dla  $USE_{WM}$ .
  - (3) Dane identyfikacyjne zagranicznych systemów przesyłowych, których operatorzy wspólnie z OSP realizują  $USE_{WM}$ .
  - (4) Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).
  - (5) Godzinowe ilości energii objęte wymianą międzysystemową na danym przekroju handlowym w ramach  $USE_{WM}$ , podawane w MWh, z dokładnością do 1 MWh.

- 3.2.3.3. W przypadku, gdy UWM zgłasza do realizacji w tym samym okresie więcej niż jedną  $USE_{WM}$  z tym samym PH, to w ramach dokumentu ZGWM przekazuje odrębne  $GWM_Z$  dla każdego Unikalnego Identyfikatora ZPW (CAI).

### **3.2.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej**

- 3.2.4.1. Zgłoszone przez Uczestników Wymiany Międzysystemowej  $GWM_Z$  podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego  $GWM_Z$  są wyznaczone odpowiadające im  $GWM_W$ .
- 3.2.4.2. W ramach weryfikacji  $GWM_Z$  jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:
- (1) Jedna ze stron transakcji, tj. UWM lub PH, jest właścicielem rezerwacji ZPW dotyczących określonego w zgłoszeniu okresu, przekroju handlowego oraz kierunku.
  - (2) Dla każdej godziny UWM albo PH posiada rezerwację ZPW umożliwiających realizację wszystkich  $USE_{WM}$  zgłoszonych w formie  $GWM_Z$ .
- 3.2.4.3. Jeżeli zgłoszenie  $GWM_Z$  danego UWM nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.2.4.2. (1), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako  $GWM_W$  są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWM.
- 3.2.4.4. Jeżeli zgłoszenie  $GWM_Z$  danego UWM spełnia wymaganie określone w pkt 3.2.4.2. (1), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako  $GWM_W$  są przyjmowane godzinowe ilości energii określone w  $GWM_Z$  tego UWM, przy czym jeżeli  $GWM_W$  nie spełniają wymagania określonego w pkt 3.2.4.2. (2), to OSP informuje UWM o niezgodnościach ZGWM poprzez wysłanie odpowiedniego dokumentu IGWM.

### **3.2.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej**

- 3.2.5.1. Odrębnie dla trybu długoterminowego podstawowego oraz trybu dobowego zgłoszeń ZGWM, OSP uzgadnia poszczególne  $GWM_W$  z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.
- 3.2.5.2. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla każdego  $GWM_W$  wyznacza odpowiadające im  $GWM_U$ .  $GWM_U$  określają ilości  $USE_{WM}$  przyjęte do realizacji w poszczególnych godzinach doby handlowej.
- 3.2.5.3. W przypadku zgodności pomiędzy  $GWM_W$  a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie ilości energii oraz rezerwacji ZPW niezbędnych do realizacji tej wymiany, OSP tworzy  $GWM_U$  przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w  $GWM_W$ .

- 3.2.5.4. W przypadku niezgodności pomiędzy  $GWM_w$  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.
- 3.2.5.5.  $GWM_w$ , dla których OSP zidentyfikował niezgodności, mogą zostać skorygowane przez UWM poprzez ponowne przekazanie ZGWM oraz ponowne uzgodnienie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach następujących cykli korekt:
- (1) Cyklu korekty trybu długoterminowego podstawowego przekazywania ZGWM dla doby handlowej  $n$ , rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 17.00 doby  $n-2$  i trwającego do godziny 18.00 doby  $n-2$  włącznie.
  - (2) Cyklu korekty trybu dobowego przekazywania ZGWM dla doby handlowej  $n$ , rozpoczynającego się bezpośrednio po godzinie 13.30 doby  $n-1$  i trwającego do godziny 14.15 doby  $n-1$  włącznie.
- 3.2.5.6. Cykle korekty przekazywania ZGWM są realizowane w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie przetwarzania ZGWM, lecz nie częściej niż:
- (1) 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekty dla trybu długoterminowego podstawowego przekazywania ZGWM.
  - (2) 3 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekty dla trybu dobowego przekazywania ZGWM.
- W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji ZGWM i informuje UWM, w zakresie określonym w Warunkach, o przyjęciu, odrzuceniu albo niezgodnościach ZGWM.
- 3.2.5.7. W wyniku dokonywania uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach cykli korekt, o których mowa w pkt 3.2.5.6., OSP po każdej poprawnej iteracji cyklu korekt wysyła do UWM: (i) ostateczny UGWM – w przypadku zgodności pomiędzy wszystkimi  $GWM_w$  oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych systemów przesyłowych, albo (ii) wstępny UGWM – w przypadku braku zgodności pomiędzy jednym lub więcej  $GWM_w$  oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatorów zagranicznych systemów przesyłowych. We wstępnym UGWM poszczególni UWM są informowani o statusie uzgodnień ich grafików, w szczególności:
- (1) Zgłoszonych  $GWM_w$ , które zostały już uzgodnione zgodnie z pkt 3.2.5.3.
  - (2) Zgłoszonych  $GWM_w$ , które nie są zgodne z grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.
  - (3) Zgłoszonych  $GWM_w$ , dla których nie zostały zgłoszone odpowiadające im grafiki wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

- 3.2.5.8. 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, godzinowe ilości energii w GWM<sub>u</sub> wyznaczone w następujący sposób:
- (1) Mniejsza z ilości energii określonych w: (i) GWM<sub>w</sub> oraz (ii) grafiku wymiany międzysystemowej zgłoszonym przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, przy czym jeżeli nie zostało dokonane odpowiadające GWM<sub>w</sub> zgłoszenie grafiku wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to jako wartość tego grafiku przyjmuje się ilość energii równą zero.
- 3.2.5.9. Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają rezerwacje ZPW, to ilości te są zmniejszane proporcjonalnie (*pro rata*) do wartości nie powodującej przekroczenia rezerwacji ZPW. Podczas zmniejszania część ułamkowa godzinowych GWM<sub>u</sub> jest zaokrąglana w dół do najbliższej wartości całkowitej.
- 3.2.5.10. Uzgodniony Grafik Wymiany Międzysystemowej (GWM<sub>u</sub>) określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach USE<sub>wm</sub>.
- 3.2.5.11. Informacje o GWM<sub>u</sub> są przesyłane poszczególnym UWM w trybie długoterminowym podstawowym oraz w trybie dobowym w postaci dokumentu UGWM.

### **3.3. Procedura zgłaszania danych przez UWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

#### **3.3.1. Ogólne zasady**

- 3.3.1.1. Zgłoszenie przez UWM dokumentu ZGWMB jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekroju handlowym określonych w tym zgłoszeniu.
- 3.3.1.2. Dokument ZGWMB składany przez UWM dla danego okresu (jednej z sześciu sesji udostępniania ZPW) musi zawierać zgłoszenia GWM<sub>z</sub> reprezentujące wszystkie USE<sub>wm</sub> tego UWM dla Dnia Bieżącego, które mają być realizowane w danym okresie.
- 3.3.1.3. Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM<sub>z</sub> jest jedna godzina. GWM<sub>z</sub> zawiera dane handlowe USE<sub>wm</sub> dla Dnia Bieżącego dla wszystkich godzin danej sesji udostępniania ZPW.
- 3.3.1.4. Dokumentom ZGWMB dostarczanym w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej i dotyczącym danej sesji udostępniania ZPW, muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń GWM<sub>z</sub> dla tej sesji. Kolejnym dokumentom ZGWMB dotyczącym danej sesji udostępniania ZPW powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego. Dostarczony do OSP dokument ZGWMB nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia GWM Dnia Bieżącego równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi ZGWMB dotyczącemu tej samej sesji udostępniania ZPW i przyjętemu przez OSP

wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.

3.3.1.5. Operator Systemu Przesyłowego informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWMB poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:

- (1) Przyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB – dokument PGWMB.
- (2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZGWMB – dokument OGWMB.
- (3) Informacja o Niezgodności ZGWMB – dokument IGWMB.
- (4) Uzgodnione Grafiki Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego – dokument UGWMB.

3.3.1.6. Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez Operatora Rynku danego UWM, jako URB, zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 5 Warunków.

### **3.3.2. Tryb i harmonogram zgłaszania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

3.3.2.1. Dla każdej z sesji udostępniania ZPW, o których mowa w pkt 2.2.2.3.3., UWM przekazuje do OSP odrębny dokument ZGWMB. Tryb dokonywania zgłoszeń dokumentów ZGWMB jest nazywany trybem godzinowym.

3.3.2.2. Dokument ZGWMB dotyczący danej sesji udostępniania ZPW może zostać dostarczony do OSP w okresie: od godziny  $h-4.00$  do godziny  $h-1.30$ , gdzie  $h$  oznacza pierwszą godzinę danej sesji udostępniania ZPW, tj. nie wcześniej niż 4 godziny przed pierwszą godziną danej sesji i nie później niż 1 godzina i 30 minut przed pierwszą godziną danej sesji. Dokumenty ZGWMB przesłane do OSP w okresie nie spełniającym powyższych warunków nie są przyjmowane przez OSP.

Dokumenty ZGWMB otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

3.3.2.3. Wielkość rezerwacji ZPW zgłoszonych do wykorzystania przez UWM lub PH w trybie godzinowym może wynikać jedynie z rezerwacji ZPW uzyskanych w ramach Procesu Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego. Zarezerwowane ZPW uzyskane w ramach Procesu Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego są identyfikowane przez Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).

3.3.2.4. W procesie przetwarzania ZGWMB jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWMB przekazana do OSP.

3.3.2.5. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWMB przedstawiono w Tabeli 3.6.

3.3.2.6. W celu realizacji wymiany międzysystemowej dla Dnia Bieżącego, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWMB, UWM działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RBB dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej (JG<sub>WMU</sub>) Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające USE<sub>WM</sub>.

**Tabela 3.6. Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWMB w trybie godzinowym.**

Termin/Okres	Działania UWM	Działania OSP
Godzina <i>h</i> -4.00.		Rozpoczęcie trybu godzinowego przyjmowania ZGWMB dla danej sesji udostępniania ZPW.
Od godziny <i>h</i> -4.00 do godziny <i>h</i> -1.30.	Przekazywanie ZGWMB. Przyjmowanie OGWMB i PGWMB, IGWMB, przekazywanie poprawionych ZGWMB.	Przyjmowanie ZGWMB. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWMB albo PGWMB. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWMB.
Godzina <i>h</i> -1.30.		Zakończenie trybu godzinowego przyjmowania ZGWMB dla danej sesji udostępniania ZPW.
Od godziny <i>h</i> -1.30.	Przyjmowanie UGWMB.	Wysyłanie UGWMB.

3.3.2.7. W przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do przyjmowania dokumentów ZGWMB, OSP może zawiesić przyjmowanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej. Zawieszenie przyjmowania dokumentów ZGWMB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki dla ZGWMB dla wszystkich sesji udostępniania ZPW.

3.3.2.8. O zawieszeniu przyjmowania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, OSP informuje Operatorów Rynku:

- (1) Z siedmiodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu dokumentów ZGWMB w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych.
- (2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania dokumentów ZGWMB, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu ZGWMB wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich Operatorów Rynku przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej. Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana pod określone w Umowie przesyłania adresy osób upoważnionych przez OR do kontaktów z OSP (reprezentantów OR).

3.3.2.9. W komunikacie do Operatorów Rynku o zawieszeniu przyjmowania GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania dokumentów ZGWMB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania dokumentów ZGWMB, OSP informuje Operatorów Rynku odrębnym komunikatem.

### **3.3.3. Zgłaszanie GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

- 3.3.3.1. Dokument ZGWMB 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.
- 3.3.3.2. Każdy GWM<sub>Z</sub> przekazany w dokumencie ZGWMB musi w szczególności zawierać:
- (1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną USE<sub>WM</sub>.
  - (2) Dane identyfikacyjne PH danego UWM dla USE<sub>WM</sub>.
  - (3) Dane identyfikacyjne zagranicznych systemów przesyłowych, których operatorzy wspólnie z OSP realizują USE<sub>WM</sub>.
  - (4) Unikalny Identyfikator ZPW (CAI).
  - (5) Godzinowe ilości energii objęte wymianą międzysystemową na danym przekroju handlowym w ramach USE<sub>WM</sub>, podawane w MWh, z dokładnością do 1 MWh.
  - (6) Aktywny Okres Zgłoszenia, tj. zakres godzin doby handlowej, którego dotyczy zgłoszenie, określony przez początkową i końcową godzinę tego okresu, przy czym początkową godziną musi być pierwsza godzina danej sesji udostępniania ZPW, a końcową godziną musi być ostatnia godzina tej sesji.
- 3.3.3.3. 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 ZGWMB przekazuje odrębne GWM<sub>Z</sub> dla każdego Unikalnego Identyfikatora ZPW (CAI).

### **3.3.4. Weryfikacja Zgłoszonych GWM w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

- 3.3.4.1. Zgłoszone przez Uczestników Wymiany Międzysystemowej GWM<sub>Z</sub> dla Dnia Bieżącego podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM<sub>Z</sub> są wyznaczone odpowiadające im GWM<sub>W</sub>.
- 3.3.4.2. W ramach weryfikacji GWM<sub>Z</sub> dla Dnia Bieżącego jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:
- (1) Jedna ze stron transakcji, tj. UWM lub PH, jest właścicielem rezerwacji ZPW dotyczących określonego w zgłoszeniu okresu, przekroju handlowego oraz kierunku.
  - (2) Dla każdej godziny UWM albo PH posiada rezerwację ZPW umożliwiających realizację wszystkich USE<sub>WM</sub> zgłoszonych w formie GWM<sub>Z</sub>.
- 3.3.4.3. Jeżeli zgłoszenie GWM<sub>Z</sub> danego UWM nie spełnia wymagania określonego w pkt 3.3.4.2.(1), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM<sub>W</sub> są przyjmowane godzinowe ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWMB.

3.3.4.4. Jeżeli zgłoszenie  $GWM_Z$  danego UWM spełnia wymaganie określone w pkt 3.3.4.2.(1), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako  $GWM_W$  są przyjmowane godzinowe ilości energii określone w  $GWM_Z$  tego UWM, przy czym jeżeli  $GWM_W$  nie spełniają wymagania określonego w pkt 3.3.4.2.(2), to OSP informuje UWM o niezgodnościach ZGWMB poprzez wysłanie dokumentu IGWMB.

### **3.3.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej**

3.3.5.1. OSP uzgadnia dla każdej godziny danej sesji udostępniania ZPW poszczególne  $GWM_W$  dla Dnia Bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin danej sesji udostępniania ZPW, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

3.3.5.2. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla każdego  $GWM_W$  wyznacza odpowiadające im  $GWM_U$ .  $GWM_U$  określają ilości  $USE_{WM}$  przyjęte do realizacji w poszczególnych godzinach każdej sesji udostępniania ZPW.

3.3.5.3. W przypadku zgodności pomiędzy  $GWM_W$  a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie ilości energii oraz rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego niezbędnych do realizacji tej wymiany, OSP tworzy  $GWM_U$ , przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w  $GWM_W$ .

3.3.5.4. Jeżeli po zakończeniu uzgodnień międzyoperatorskich dla Dnia Bieżącego nadal istnieją niezgodności pomiędzy  $GWM_W$  a grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, operatorzy systemów przesyłowych przyjmują jako uzgodnione godzinowe ilości energii w  $GWM_U$  wyznaczone w następujący sposób:

- (1) Mniejsza z ilości energii określonych w: (i)  $GWM_W$  oraz (ii) grafiku wymiany międzysystemowej zgłoszonym przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, przy czym jeżeli nie zostało dokonane odpowiadające  $GWM_W$  zgłoszenie grafiku wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to jako wartość tego grafiku przyjmuje się ilość energii równą zero.

3.3.5.5. Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają rezerwy ZPW dla Dnia Bieżącego, to ilości te są zmniejszane proporcjonalnie (*pro rata*) do wartości nie powodującej przekroczenia rezerwy ZPW. Podczas zmniejszania część ułamkowa godzinowych  $GWM_U$  jest zaokrąglana w dół do najbliższej wartości całkowitej.

3.3.5.6. Uzgodniony Grafik Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego ( $GWM_U$ ) określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach  $USE_{WM}$ .

3.3.5.7. Informacje o  $GWM_U$  są przesyłane poszczególnym UWM, w postaci dokumentu UGWMB, po zakończeniu uzgodnień międzyoperatorskich dotyczących danej sesji udostępniania ZPW.

- 3.3.5.8. Jeżeli uzgadnianie wszystkich  $GWM_W$  dla danej sesji udostępniania ZPW i danego przekroju handlowego nie zostanie zakończone na 45 minut przed rozpoczęciem pierwszej godziny tej sesji, to dla tego przekroju i wszystkich godzin tej sesji nie są przyjmowane do realizacji żadne  $GWM$  dla Dnia Bieżącego ( $USE_{WM}$  dla Dnia Bieżącego są równe zero). OSP nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane wystąpieniem powyższej sytuacji.

### **3.4. Procedura zgłaszania danych przez $URB_{GE}$ pełniących funkcję NEMO w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego**

#### **3.4.1. Zasady ogólne**

- 3.4.1.1. Zgłoszenie dokumentu ZWMC przez  $URB_{GE}$  pełniącego funkcję NEMO (dalej również „ $URB_{GE}$  NEMO”) oznacza dostarczenie do OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych uzyskanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.
- 3.4.1.2. Zgłoszenie dokumentu ZWMC jest dokonywane wyłącznie przez jednego  $URB_{GE}$  NEMO, wyznaczonego na podstawie umów regulujących zasady współpracy pomiędzy  $URB_{GE}$  NEMO i OSP w ramach procesu jednolitego łączenia rynków, i jest realizowane w imieniu wszystkich  $URB_{GE}$  NEMO.
- Wymiana danych z OSP w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego odbywa się wyłącznie z wyznaczonym  $URB_{GE}$  NEMO.
- 3.4.1.3. Zgłoszenie dokumentu ZWMC jest niezbędne do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekrojach handlowych określonych w tym zgłoszeniu.
- 3.4.1.4. Dokument ZWMC składany przez  $URB_{GE}$  NEMO dla danej doby handlowej  $n$  zawiera wyniki jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego dotyczące polskiego obszaru rynkowego.
- 3.4.1.5. Podstawowym okresem dla zgłoszeń ZWMC jest jedna godzina. ZWMC zawierają dane dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:
- (1) Doba handlowa trwa 24 godziny.
  - (2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie.
  - (3) Ostatnia, 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie.
  - (4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy 25 godzin.
- 3.4.1.6. Dokumentom ZWMC dostarczonym w ramach procesu jednolitego łączenia rynków i dotyczącym danej doby handlowej  $n$ , muszą być nadawane przez Operatora Rynku unikalne numery wersji (Numer Porządkowy Zgłoszenia WMC),

określając kolejność chronologiczną dokonywania przez Operatora Rynku zgłoszeń WMC dla tej doby handlowej  $n$ . Kolejnym dokumentom ZWMC dotyczącym danej doby handlowej  $n$  powinny być przyporządkowywane narastające Numery Porządkowe Zgłoszenia WMC. Dostarczony do OSP dokument ZWMC nie spełniający powyższego warunku, tj. o Numerze Porządkowym Zgłoszenia WMC równym lub mniejszym od nadanego dokumentowi ZWMC dotyczącemu tej samej doby handlowej  $n$  i przyjętemu przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.

- 3.4.1.7. OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu oraz wynikach uzgodnień ZWMC poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:
- (1) Przyjęcie do Uzgodnień ZWMC – dokument PWMC.
  - (2) Nieprzyjęcie do Uzgodnienia ZWMC – dokument OWMC.
  - (3) Informacja o Niezgodności ZWMC – dokument IWMC.
  - (4) Uzgodnienie Wyników Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego – dokument UWMC.
- 3.4.1.8. Wymiana danych pomiędzy URB<sub>GE</sub> NEMO oraz OSP następuje zgodnie z procedurami, o których mowa w pkt 5 Warunków.

### **3.4.2. Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego**

- 3.4.2.1. Dla każdej doby handlowej  $n$  OSP przyjmuje dokumenty ZWMC w dobie  $n-1$ .  
Dokumenty ZWMC otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (Stemplem Czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.
- 3.4.2.2. Przekazywanie dokumentów ZWMC dla doby handlowej  $n$  rozpoczyna się o godzinie 12.00 doby  $n-1$  i trwa do godziny 13.30 doby  $n-1$  włącznie.  
OSP ma prawo wydłużyć okres przekazywania dokumentów ZWMC dla doby handlowej  $n$  do godziny 15.45 doby  $n-1$  włącznie w przypadku opóźnienia: (i) zakończenia realizacji alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego oraz (ii) uzgodnienia z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych przepływów handlowych dla wszystkich przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.
- 3.4.2.3. OSP przyjmuje dokumenty ZWMC w celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego zgodnie z harmonogramem przedstawionym w Tabeli 3.7.

- 3.4.2.4. W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego niezależnie od przekazania dokumentów ZWMC przez wyznaczonego URB<sub>GE</sub> NEMO, każdy URB<sub>GE</sub> NEMO działając jako URB jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej jednolitego łączenia rynków (JG<sub>WMUmc</sub>) Umowy Sprzedaży Energii (USE) odpowiadające pozycji URB<sub>GE</sub> NEMO.

**Tabela 3.7. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZWMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.**

Termin/Okres	Działania URB <sub>GE</sub> NEMO	Działania OSP
Doba <i>n</i> -1 godzina 12.00.		Rozpoczęcie przyjmowania ZWMC dla doby <i>n</i> .
Doba <i>n</i> -1 od godziny 12.00 do godz. 13.30 (najpóźniej do godziny 15.45).	Przekazywanie ZWMC. Przyjmowanie OWMC, PWMC, UWMC i IWMC.	Przyjmowanie ZWMC. Weryfikacja pod względem formalnym. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW. Wysyłanie dokumentów OWMC, PWMC. Po uzgodnieniu z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UWMC. W przypadku niezgodności wysłanie IWMC.
Doba <i>n</i> -1 godzina 13.30 (najpóźniej do godziny 15.45).		Godzina zakończenia przyjmowania ZWMC dla doby <i>n</i> .

### 3.4.3. Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego

- 3.4.3.1. Dokument ZWMC dla każdej godziny doby handlowej *n* musi zawierać:
- (1) Pozycję dla każdego URB<sub>GE</sub> NEMO. Pozycja URB<sub>GE</sub> NEMO jest rozumiana jako różnica 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 URB<sub>GE</sub> NEMO, wyznaczona dla podstawowego okresu handlowego.
  - (2) 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.
  - (3) Nominowane przepływy handlowe dla wszystkich przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.
- 3.4.3.2. Dla danych przekazanych w dokumencie ZWMC wymagane jest określenie:

- (1) W przypadku pozycji  $URB_{GE}$  NEMO danych identyfikacyjnych tego  $URB_{GE}$  NEMO.
- (2) W przypadku salda obszaru rynkowego danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego.
- (3) Dla nominowanych przepływów handlowych danych identyfikacyjnych tego przekroju handlowego.

3.4.3.3. Godzinowe ilości energii przekazane w dokumencie ZWMC są podawane w MWh, z dokładnością do 0,1 MWh.

### **3.4.4. Weryfikacja Zgłoszonych WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.**

3.4.4.1. Zgłoszone przez  $URB_{GE}$  NEMO  $WMC_Z$  podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego  $WMC_Z$  są wyznaczane odpowiadające im  $WMC_w$ .

3.4.4.2. W ramach weryfikacji  $WMC_Z$  jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:

- (1) Suma pozycji wszystkich  $URB_{GE}$  NEMO jest równa zgłoszonej pozycji polskiego obszaru rynkowego.
- (2) Nominowane 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.
- (3) Pozycja polskiego obszaru rynkowego dla procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego oraz nominowane przepływy na przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego nie przekraczają ograniczeń alokacji.

3.4.4.3. Jeżeli zgłoszenie  $WMC_Z$  danego  $URB_{GE}$  NEMO nie spełnia wymagań określonych w pkt 3.4.4.2., to OSP odrzuca zgłoszenie  $WMC_Z$ , o czym informuje  $URB_{GE}$  NEMO poprzez wysłanie dokumentu OWMC.

3.4.4.4. Jeżeli zgłoszenie  $WMC_Z$  dostarczone przez  $URB_{GE}$  NEMO spełnia wymagania określone w pkt 0., to OSP przyjmuje to zgłoszenie i tworzy  $WMC_w$  przyjmując w nich godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w  $WMC_Z$ . O fakcie tym OSP informuje  $URB_{GE}$  NEMO poprzez wysłanie dokumentu PWMC. Do uzgodnień międzyoperatorskich, w zakresie przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego, są przyjmowane nominowane przepływy handlowe przyjęte w  $WMC_w$ .

3.4.4.5. W przypadku braku poprawnego zgłoszenia przekazanego zgodnie z pkt 3.4.2.2. OSP przyjmuje, że  $WMC_w$  są równe zero.

- 3.4.4.6. Dokumenty ZWMC dostarczone do OSP po odesłaniu dokumentu PWMC nie podlegają uwzględnieniu w procesie uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Oznacza to, że takie dokumenty ZWMC są odrzucane przez OSP, o czym URB<sub>GE</sub> NEMO jest informowany dokumentem OWMC. Powyższe nie ma zastosowania dla dokumentów ZWMC dostarczonych do OSP po pozyskaniu dokumentu IWMC w przypadku, o którym mowa w pkt 3.4.5.5.

### **3.4.5. Uzgadnianie Zweryfikowanych WMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego.**

- 3.4.5.1. OSP uzgadnia nominowane 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.
- 3.4.5.2. W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla WMC<sub>w</sub> wyznacza odpowiadające im WMC<sub>u</sub>. WMC<sub>u</sub> określają ilości energii przyjęte do realizacji na poszczególnych przekrojach handlowych w poszczególnych godzinach doby handlowej.
- 3.4.5.3. W przypadku zgodności pomiędzy nominowanymi przepływami handlowymi przyjętymi w ramach WMC<sub>w</sub> a nominowanymi przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie kierunku oraz ilości energii, OSP tworzy WMC<sub>u</sub> przyjmując w nich jako uzgodnione godzinowe ilości energii równe ilościom energii zawartym w WMC<sub>w</sub>. Tworzenie WMC<sub>u</sub> i przyjęcie uzgodnionych ilości energii realizowane jest niezależnie dla każdego przekroju handlowego.
- 3.4.5.4. W przypadku stwierdzenia niezgodności pomiędzy nominowanymi przepływami handlowymi przyjętymi w ramach WMC<sub>w</sub> a nominowanymi przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach poprzez wysłanie do URB<sub>GE</sub> NEMO dokumentu odpowiedzi IWMC. OSP przesyła do URB<sub>GE</sub> NEMO dokument wstępny UWMC zawierający informacje o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych oraz wynikających z nich pozycjach URB<sub>GE</sub> NEMO oraz pozycji polskiego obszaru rynkowego.
- 3.4.5.5. URB<sub>GE</sub> NEMO po otrzymaniu informacji o wystąpieniu niezgodności pomiędzy nominowanymi przepływami na przekrojach handlowych dokonuje: (i) weryfikacji poprawności przekazanych do OSP wyników jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego oraz (ii) zgłoszenia skorygowanego dokumentu ZWMC w okresie zgodnym z pkt 3.4.2.2.

- 3.4.5.6. W przypadku gdy po zamknięciu okresu zgłoszeń ZWMC dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego występują różnice w wartościach nominowanych przepływów handlowych otrzymanych przez OSP oraz operatorów systemów przesyłowych zagranicznych, to OSP w celu fizycznej realizacji dostaw energii elektrycznej na przekrojach handlowych przyjmuje  $WMC_U$  wyznaczone poprzez proporcjonalne (*pro rata*) dostosowanie  $WMC_W$ , w tym pozycji każdego  $URB_{GE}$  NEMO, do wartości wynikających z przepływów handlowych uzgodnionych z operatorami systemów przesyłowych zagranicznych.
- 3.4.5.7. Jeżeli dostosowanie  $WMC_U$ , o którym mowa w pkt 0., było niezasadne, tj. wielkości  $WMC_Z$  przekazane przez  $URB_{GE}$  NEMO i następnie wyznaczone wielkości  $WMC_W$  były wielkościami poprawnymi, to OSP, zgodnie z procedurą korygowania rozliczeń na RB, dokonuje korekty pozycji każdego  $URB_{GE}$  NEMO do wielkości wynikającej z  $WMC_W$ .
- 3.4.5.8. OSP informuje  $URB_{GE}$  NEMO o przyjętych do realizacji  $WMC_U$  za pomocą dokumentu UWMC ostateczny.
- 3.4.5.9. Odesłanie ostatecznego UWMC oznacza zakończenie procesu uzgodnień zweryfikowanych WMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków Dnia Następnego na dobę  $n$ .

## **3.5. Grafikowanie i sterowanie ruchem sieciowym**

### **3.5.1. Zasady ogólne**

- 3.5.1.1. Grafikowanie i sterowanie ruchem sieciowym jest realizowane przez OSP w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania.
- 3.5.1.2. W ramach zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce dobór Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych.
- 3.5.1.3. Zintegrowany Proces Grafikowania obejmuje swoim horyzontem okres Doby Handlowej a jego wyniki dostępne są z rozdzielczością równą Okresowi Rozliczania Niezbilansowania
- 3.5.1.4. Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii.
- 3.5.1.5. Zintegrowany Proces Grafikowania jest realizowany z wykorzystaniem Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD – *Linear Programming Dispatch*).
- 3.5.1.6. Na podstawie wyników Zintegrowanego Procesu Grafikowania OSP przygotowuje Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.
- 3.5.1.7. Dla potrzeb prowadzenia ruchu OSP na podstawie Planu Koordynacyjnego Dobowego przygotowuje Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD) zawierający dane z rozdzielczością 15-minutową.

- 3.5.1.8. W ramach planowania operatywnego i prowadzenia ruchu OSP dokonuje modyfikacji Bieżącego Planu Koordynacyjnego Dobowego w celu dostosowania go zmian warunków pracy KSE.

### **3.5.2. Zasady działania Zintegrowanego Procesu Grafikowania**

- 3.5.2.1. Zintegrowany Proces Grafikowania dokonuje doboru pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa poszczególnych JG<sub>wa</sub> w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych
- 3.5.2.2. Podstawowymi danymi wejściowymi Zintegrowanego Procesu Grafikowania są:
- (1) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących.
  - (2) Planowana topologia sieci dla każdego Okresu Rozliczania Niezbilansowania.
  - (3) Dane dotyczące prognozowanego zapotrzebowania oraz planowanej produkcji nJWCD i wymiany międzysystemowej.
  - (4) Dane techniczne JWCD.
  - (5) Aktualny stan Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.
  - (6) Występujące w KSE Ograniczenia Systemowe.
- 3.5.2.3. Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia spełnienie następujących typów ograniczeń systemowych:
- (1) ograniczenia wynikające z wymagań ze strony jednostek wytwórczych bądź elektrowni (ograniczenia elektrowniane)
  - (2) ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe)
  - (3) Ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia operacyjnej rezerwy mocy w KSE na jednostkach wytwórczych pracujących
- 3.5.2.4. Dane wyjściowe Zintegrowanego Procesu Grafikowania zawierają:
- (1) Plany pracy JWCD dla każdego Okresu Rozliczania Niezbilansowania
  - (2) Listę odstawień JWCD.
  - (3) Listę uruchomień JWCD.
  - (4) Listę rankingową dociążeń JWCD.
  - (5) Listę rankingową uruchomień JWCD.
  - (6) Listę rankingową odciążenia JWCD.
  - (7) Listę rankingową odstawień JWCD.
- 3.5.2.5. Listy rankingowe dociążeń i uruchomień oraz odciążenia i odstawień JWCD wykorzystywane są do modyfikacji BPKD zgodnie z punktem 3.5.1.8.
- 3.5.2.6. Szczegółowe zasady działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń zawiera Załącznik nr 1 do Warunków.

## 4. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

### 4.1. Zasady wyznaczania pozycji kontraktowych oraz cen za wytwarzanie energii elektrycznej

#### 4.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych

- 4.1.1.1. Pozycja Kontraktowa Deklarowana jest to deklarowana ilość dostaw energii (ED) danej Jednostki Grafikowej.
- 4.1.1.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość ED dla każdej  $j$ -tej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie  $h$ .
- 4.1.1.3. Deklarowana ilość dostaw energii  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest równa sumie (z dokładnością do znaku) wszystkich przyjętych do realizacji na RBN oraz przyjętych do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE tej JG w tej godzinie:

$$ED_{jh} = \sum_{i \in I_{jh}} (EP_{jhi}^{RBN} + EP_{jhi}^{RBB}) \quad (4.1)$$

gdzie:

- $ED_{jh}$  – Deklarowana ilość dostaw energii  $j$ -tej Jednostki Grafikowej w godzinie  $h$ .
- $EP_{jhi}^{RBN}$  – Przyjęta do realizacji na RBN ilość dostaw energii  $j$ -tej Jednostki Grafikowej w ramach Umowy Sprzedaży Energii z  $i$ -tą Jednostką Grafikową w godzinie  $h$ .
- $EP_{jhi}^{RBB}$  – Przyjęta do realizacji na RBB ilość dostaw energii  $j$ -tej Jednostki Grafikowej w ramach Umowy Sprzedaży Energii z  $i$ -tą Jednostką Grafikową w godzinie  $h$ .
- $I_{jh}$  – Zbiór Jednostek Grafikowych, poprzez które są realizowane w godzinie  $h$  Umowy Sprzedaży Energii z  $j$ -tą Jednostką Grafikową.

- 4.1.1.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych oraz Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjną rezerwa zimna deklarowana ilość dostaw energii jest równa zero.

#### 4.1.2. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych

- 4.1.2.1. Pozycja Kontraktowa Zweryfikowana jest to zweryfikowana ilość dostaw energii (EZ) danej Jednostki Grafikowej.
- 4.1.2.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość EZ dla każdej  $j$ -tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie  $h$  według następujących zasad:
- 4.1.2.2.1. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:
- (1) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii ( $ED_{jh}$ ) jest nieujemna i jest jednocześnie mniejsza od sumy lub równa sumie mocy netto we wszystkich pasmach ( $\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$ ) Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (4.2)$$

- (2) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii ( $ED_{jh}$ ) jest większa od sumy mocy netto we wszystkich pasmach Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ( $\sum_{k \in K} POFE_{jhk}$ ), to:

$$EZ_{jh} = \sum_{k \in K} POFE_{jhk} \quad (4.3)$$

- (3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii ( $ED_{jh}$ ) jest ujemna, to:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (4.4)$$

4.1.2.2.2. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli przeliczona na wartość brutto, na podstawie współczynnika  $\gamma^{KOE}$ , deklarowana ilość dostaw energii jest nieujemna i równocześnie mniejsza od lub równa przyjętej mocy maksymalnej ( $PP_{jh}^{MAX}$ ), to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (4.5)$$

- (2) Jeżeli przeliczona na wartość brutto, na podstawie współczynnika  $\gamma^{KOE}$ , deklarowana ilość dostaw energii jest większa od przyjętej mocy maksymalnej ( $PP_{jh}^{MAX}$ ), to:

$$EZ_{jh} = PP_{jh}^{MAX} \cdot \gamma_j^{KOE} \quad (4.6)$$

- (3) Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii jest ujemna, to:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (4.7)$$

4.1.2.2.3. Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych i dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych niedyspozycyjnych wielkość EZ jest równa zero:

$$EZ_{jh} = 0 \quad (4.8)$$

4.1.2.2.4. Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ( $JG_{Wr}$ ) wielkość EZ jest równa sumie zweryfikowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla  $JG_{Wa}$  składających się na poszczególne  $JG_{Wr}$ :

$$EZ_{jh} = \sum_{j \in J_w} EZ_{jh} \quad (4.9)$$

gdzie:

$J_w$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{Wr}$ .

4.1.2.2.5. Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych ( $JG_{Oa}$ ) wielkość EZ jest wyznaczana w następujący sposób:

- (1) Jeżeli wykorzystana moc redukcyjna  $JG_{Oa}$  ( $WMR_{jh}$ ) jest większa od zera, to:

(1.1.) Jeżeli planowana wielkość poboru mocy przez  $JG_{Oa}$  ( $PD_{jh}$ ) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek  $ED_{jh} \leq -PD_{jh}$ , to:

$$EZ_{jh} = -PD_{jh} \quad (4.10)$$

(1.2.) Jeżeli planowana wielkość poboru mocy przez  $JG_{Oa}$  ( $PD_{jh}$ ) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek  $ED_{jh} > -PD_{jh}$ , to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (4.11)$$

(2) Jeżeli wykorzystana moc redukcyjna  $JG_{Oa}$  ( $WMR_{jh}$ ) jest równa zero, to:

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (4.12)$$

4.1.2.2.6. Dla pozostałych Jednostek Grafikowych wielkość  $EZ$  jest równa wielkości  $ED$ :

$$EZ_{jh} = ED_{jh} \quad (4.13)$$

### 4.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych

4.1.3.1. Pozycja Kontraktowa Skorygowana jest to skorygowana ilość dostaw energii ( $ES$ ) danej Jednostki Grafikowej. Wielkość  $ES$  jest wyznaczana dla każdej  $JG$  na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

4.1.3.2. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość  $ES$  dla każdej  $j$ -tej Jednostki Grafikowej w każdej godzinie  $h$  według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych nie świadczących usług bilansujących (nie uczestniczących w bilansowaniu zasobów krajowego systemu elektroenergetycznego):

- Jednostka Grafikowa Wytwórcza pasywna ( $JG_{Wp}$ ).
- Jednostka Grafikowa Odbiorcza ( $JG_O$ ).
- Jednostka Grafikowa Giełdy Energii ( $JG_{GE}$ ).
- Jednostka Grafikowa Bilansująca ( $JG_{BI}$ ).
- Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległa ( $JG_{WMr}$ ) oraz jednolitego łączenia rynków ( $JG_{WUm}$ ).

skorygowana ilość dostaw energii jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $EZ$ ):

$$ES_{jh} = EZ_{jh} \quad (4.14)$$

(2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ( $JG_{Wa}$ ) skorygowana ilość dostaw energii jest wyznaczana na podstawie planów pracy systemu elektroenergetycznego według następujących reguł:

(2.1.) Dla  $JG_{Wa}$ , które nie były uruchamiane w godzinie  $h$  i nie pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej, wielkość  $ES_{jh}$  jest równa operatywnej ilości dostaw energii  $ESO_{jh}$  ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS). Wielkość  $ESO_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  w godzinie  $h$  jest równa przeliczonej na wartość netto sumie operatywnych ilości dostaw energii przez  $JG$  w poszczególnych okresach 15-minutowych  $t=1,2,3,4$  godziny  $h$ .

$$ES_{jh} = ESO_{jh} = \beta_{jh} ESO_{jh}^b \quad (4.15)$$

gdzie:

$ESO_{jh}^b$  - operatywna skorygowana ilość dostaw energii brutto  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  równa sumie ilości energii  $E_{jht}^{BPP}$  wynikających z wartości mocy Bieżących Punktów Pracy  $P_{jht}^{BPP}$  w kolejnych kwadransach godziny  $h$ :

$$ESO_{jh}^b = \sum_{t=1}^4 E_{jht}^{BPP}$$

przy czym:  $E_{jht}^{BPP} [\text{MWh}] = P_{jht}^{BPP} [\text{MW}] \cdot 0,25[\text{h}]$

$\beta_{jh}$  - współczynnik przeliczeniowy brutto/netto  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  wyznaczany na podstawie ilości energii brutto i netto w kolejnych pasmach oferty bilansującej.

(2.2.) Dla  $JG_{wa}$ , które nie były uruchamiane w godzinie  $h$  i pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej, wielkość  $ES_{jh}$  jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii  $ER_{jh}$ , wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.2.5., przy czym jeżeli tak wyznaczone  $ER_{jh}$  jest mniejsze od zera, to przyjmuje się  $ES$  równe zero:

$$ES_{jh} = \max(ER_{jh}, 0) \quad (4.16)$$

(2.3.) Dla  $JG_{wa}$ , które były uruchamiane w godzinie  $h$  wielkość  $ES_{jh}$  jest równa mniejszej z wartości: (i) operatywnej ilości dostaw energii  $ESO_{jh}$  ustalonej w ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) oraz (ii) zweryfikowanej ilości dostaw energii  $EZ_{jh}$ , wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.1.2.2.:

$$ES_{jh} = \min(ESO_{jh}, EZ_{jh}) \quad (4.17)$$

(3) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych ( $JG_{OSPa}$ ) wielkość  $ES_{jh}$  jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii  $ER_{jh}$ , wyznaczonej według zasad określonych w pkt 4.2.5., w przypadku gdy  $ER_{jh}$  jest większe od zera oraz zero w przeciwnym przypadku:

$$ES_{jh} = \max(0, ER_{jh}) \quad (4.18)$$

(4) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ( $JG_{Wr}$ ) wielkość  $ES_{jh}$  jest równa sumie skorygowanych ilości dostaw energii wyznaczonych dla  $JG_{wa}$  składających się na poszczególne  $JG_{Wr}$ :

$$ES_{jh} = \sum_{j \in J_w} ES_{jh} \quad (4.19)$$

gdzie:

$J_w$  – Zbiór  $JG_{wa}$  składających się na daną  $JG_{Wr}$ .

(5) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego pasywnych ( $JG_{OSPa}$ ), Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego ( $JG_{WMO}$ ) oraz Generacji Zewnętrznej ( $JG_{GZ}$ ) skorygowane ilości dostaw energii ( $ES$ ) są równe wielkościom ustalonym podczas operatywnego planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

- (6) Dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>) skorygowana ilość dostaw energii (ES) w godzinie  $h$  jest równa mniejszej z wartości: (i) wielkości wytwarzania energii elektrycznej źródeł wiatrowych ( $ES^{ZW}$ ) zgłoszonej, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.10., dla godziny  $h$  w Programie Pracy tej JG<sub>ZW</sub> oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii dla godziny  $h$ , tej JG<sub>ZW</sub> ( $ER$ ):

$$ES_{jh} = \min ( ES_{jh}^{ZW} , ER_{jh} ) \quad (4.20)$$

Jeżeli dla  $j$ -tej JG<sub>ZW</sub> w godzinie  $h$  nie zostało dokonane Zgłoszenie Programu Pracy, to dla tej godziny i tej JG<sub>ZW</sub> skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest równa zweryfikowanej ilości dostaw energii:

$$ES_{jh} = EZ_{jh} \quad (4.21)$$

- (7) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG<sub>Oa</sub>) skorygowana ilość dostaw energii (ES) w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących reguł:

- (7.1.) Dla JG<sub>Oa</sub>, dla których wykorzystana moc redukcyjna ( $WMR_{jh}$ ) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek  $ED_{jh} \leq -PD_{jh}$ , wielkość  $ES_{jh}$  jest równa:

$$ES_{jh} = \max(\min(-PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); -PD_{jh}) \quad (4.22)$$

gdzie:

$$WMR_{jh} = \sum_{k=1}^{10} OFR_{jhk}^{WMR} \quad (4.23)$$

gdzie:

$OFR_{jhk}^{WMR}$  – Aktywowana w Poleceniu Redukcji Obciążenia moc  $j$ -tej JG<sub>Oa</sub> w godzinie  $h$  z pasma  $k$  Przyjętej Oferty Redukcji Obciążenia.

- (7.2.) Dla JG<sub>Oa</sub>, dla których wykorzystana moc redukcyjna ( $WMR_{jh}$ ) jest większa od zera i jednocześnie jest spełniony warunek  $ED_{jh} > -PD_{jh}$ , wielkość  $ES_{jh}$  jest równa:

$$ES_{jh} = \max(\min(-PD_{jh} + WMR_{jh}; ER_{jh}); ED_{jh}) \quad (4.24)$$

- (7.3.) Dla JG<sub>Oa</sub>, dla których wykorzystana moc redukcyjna ( $WMR_{jh}$ ) jest równa zero, wielkość  $ES_{jh}$  jest równa:

$$ES_{jh} = ED_{jh} \quad (4.24)$$

#### 4.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej

4.1.4.1. Dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym są określone dla każdej godziny ceny za wytwarzanie ( $CO$ ) energii elektrycznej dla poszczególnych JG<sub>Wa</sub> i JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>, odpowiadające poszczególnym pasmom zdolności wytwórczych tych JG, oraz ceny za redukcję ( $CR$ ) energii elektrycznej dla poszczególnych JG<sub>Oa</sub>, odpowiadające poszczególnym pasmom mocy redukcyjnych tych JG.

- (1) Dla JG<sub>Wa</sub> ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.
- (2) Dla JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> ceny są określane dla całego pasma zdolności wytwórczych odpowiadającego skorygowanej ilości dostaw energii (ES) danej JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>.

- (3) Dla  $JG_{Oa}$  ceny są określane dla pasm redukcji obciążenia w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia.
- 4.1.4.2. Cena za wytwarzanie energii elektrycznej  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  i  $JG_{OSPa}$  w godzinie  $h$  dla pasma  $k$  ( $CO_{jkh}$ ) oraz cena za redukcję  $j$ -tej  $JG_{Oa}$  w godzinie  $h$  dla pasma  $k$  ( $CR_{jkh}$ ) jest wyznaczana według następujących zasad:
- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych ( $JG_{Wa}$ ) cena  $CO$  dla danego pasma i danej godziny jest równa cenie ofertowej określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa  $JG_{Wa}$ .
  - (2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych ( $JG_{OSPa}$ ) cena  $CO$  dla danego pasma i danej godziny jest równa 1500 zł/MWh.
  - (3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych ( $JG_{Oa}$ ) cena  $CR$  dla danego pasma redukcji obciążenia i danej godziny jest równa cenie ofertowej  $OF_{CR_{jkh}}$  określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia  $JG_{Oa}$ .
- 4.1.4.3. W przypadku, gdy dla danej  $JG_{Wa}$  została zgłoszona jej niedyspozycyjność w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa, i  $JG_{Wa}$  stała się dyspozycyjna po zakończeniu procesu zgłaszania ofert bilansujących, to dla potrzeb bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jest tworzona dla tej  $JG_{Wa}$  Uzupełniająca Oferta Bilansująca. Uzupełniająca Oferta Bilansująca jest tworzona według zasad analogicznych do stosowanych przy tworzeniu Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa na podstawie oferty zastępczej, określonych w pkt 3.1.7.2.
- 4.1.4.4. W przypadku, gdy dla danej  $JG_{Wa}$  i danej godziny wartość skorygowanej ilości dostaw energii (ES), przeliczona na wartość brutto, jest większa od sumy mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa tej  $JG_{Wa}$ , to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych jest tworzone dla tej  $JG_{Wa}$  i tej godziny Dodatkowe Pasma oferty bilansującej. Dodatkowe Pasma jest tworzone według następujących zasad:
- (1) Moc brutto w Dodatkowym Paśmie jest równa różnicy pomiędzy: (i) skorygowaną ilością dostaw energii (ES), przeliczona na wartość brutto, dla  $JG_{Wa}$ , lecz nie większą niż moc osiągalna  $JG_{Wa}$ , oraz (ii) sumą mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa  $JG_{Wa}$ . Do przeliczenia mocy pasma wyrażonej w wartości brutto na moc wyrażoną w wartości netto stosuje się współczynnik brutto/netto określony na podstawie pasm oferty zastępczej odpowiednich do zakresu mocy brutto w Dodatkowym Paśmie.
  - (2) Cena  $CO$  w Dodatkowym Paśmie jest równa średniej ważonej z cen w ofercie zastępczej  $JG_{Wa}$  obowiązujących dla zakresu mocy w Dodatkowym Paśmie, przy czym jeżeli tak wyznaczona cena jest mniejsza od ceny w ostatnim paśmie Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa  $JG_{Wa}$ , to jako cenę  $CO$  przyjmuje się cenę ostatniego pasma Przyjętej Oferty Bilansującej – część handlowa  $JG_{Wa}$ .

- 4.1.4.5. W przypadku, gdy dla danej  $JG_{wa}$  i danej godziny wartość skorygowanej ilości dostaw energii (ES), przeliczona na wartość brutto, jest większa od sumy mocy brutto oferowanych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa tej  $JG_{wa}$  i jednocześnie jest większa od sumy mocy brutto określonych w ofercie zastępczej  $JG_{wa}$ , to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych w zakresie energii wyprodukowanej ponad zdolności wytwórcze równe sumie mocy brutto określonych w ofercie zastępczej  $JG_{wa}$  stosuje się ostatnie pasmo oferty bilansującej wynikające z Przyjętej Oferty Bilansującej oraz zastosowania zasad powołanych w pkt 4.1.4.3. i 4.1.4.4., jeżeli były one stosowane.
- 4.1.4.6. Wartości cen  $CO$  wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.4.3. i 4.1.4.4. są różnicowane w zakresie od  $1 \cdot 10^{-6}$  grosza/MWh do  $999 \cdot 10^{-6}$  grosza/MWh na podstawie cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW), zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.2.5.
- 4.1.4.7. Jeżeli po przeprowadzeniu procesów różnicowania cen  $CO$ , zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.2.5., oraz cen ofertowych zawartych w Ofertach Redukcji Obciążenia, zgodnie z zasadami określonymi w punkcie 3.1.12.5.(3), którakolwiek z cen  $CO$  jest równa cenie  $CR$ , to ta cena  $CO$  jest zwiększana o  $1 \cdot 10^{-6}$  grosza/MWh.

## **4.2. Zasady przetwarzania danych pomiarowych i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii**

### **4.2.1. Wymagania techniczne**

- 4.2.1.1. Wymagania techniczne dla układów pomiarowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu elektroenergetycznego, właściwy dla sieci, w której zlokalizowane jest miejsce dostarczania energii. OSP określa te wymagania w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- 4.2.1.2. 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 – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.

### **4.2.2. Zasady ogólne**

- 4.2.2.1. Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych jest rzeczywista ilość dostaw energii elektrycznej (ER) dla Jednostek Grafikowych (JG).
- 4.2.2.2. Rzeczywiste ilości dostaw energii (ER) wynikają z:
- (1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla  $JG_o$ ,  $JG_{oa}$ ,  $JG_w$ ,  $JG_{zw}$ ,  $JG_{osp}$ ,  $JG_{bl}$ .

- (2) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej ( $GWM_U$ ) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej – dla  $JG_{WMr}$ .

Ilości energii odpowiadającej pozycji danego  $URB_{GE}$  pełniące funkcję NEMO w Uzgodnionych Wynikach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego ( $WMC_U$ ) – dla  $JG_{WUmC}$ .

- (3) Ilości energii w Uzgodnionych Grafikach Wymiany Międzysystemowej ( $GWM_U$ ) wszystkich  $JG_{WMr}$  i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla  $JG_{WMO}$  w przypadku wymiany równoległej.

Ilości energii odpowiadającej alokowanym zdolnościom przesyłowym na połączeniu międzysystemowym nierównoległym i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla  $JG_{WMO}$  w przypadku wymiany nierównoległej.

- (4) Modelu rozliczeń – dla  $JG_{Wr}$ .

4.2.2.3. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego:

- (1) Rzeczywista ilość dostaw energii w MD jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowych z FPP oraz algorytmów wyznaczania energii.
- (2) Rzeczywista ilość dostaw energii w MB jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MD oraz algorytmów wyznaczania ER.
- (3) Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie rzeczywistej ilości dostaw energii w MB oraz algorytmów agregacji.
- (4) Algorytmy agregacji i wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii, o których mowa w pkt 4.2.2.3. (1), (2) i (3) są określane w Umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP.

4.2.2.4. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.2.2.3, są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz Uczestników Rynku Bilansującego.

4.2.2.5. Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.2.2.3, są określone dla fizycznych punktów pomiarowych (FPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe są nazywane fizycznymi punktami pomiarowymi podstawowymi (FPPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są nazywane fizycznymi punktami pomiarowymi rezerwowymi (FPPR).

4.2.2.6. W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:

- (1) Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji.
- (2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez OSDp na podstawie danych odpowiadających ilości energii pobranej i oddanej w Punktach Dostarczania Energii (PDE) oraz algorytmów wyznaczania danych dla MB.

- (3) Algorytmy agregacji, o których mowa w pkt 4.2.2.6.(1), są określone w Umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP.
  - (4) Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt 4.2.2.6.(2) są określone w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PDE składające się na MB).
- 4.2.2.7. Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FPP jest uzależniony od położenia MB.
- (1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
  - (2) Dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB pozyskiwanie danych pomiarowych przez OSP jest realizowane dla FPPP i FPPR poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) Operatorów Pomiarów wskazanych przez URB, do których należą FPP.
  - (3) Dla MB reprezentujących dostawę energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dane pomiarowo-rozliczeniowe są pozyskiwane w podziale na ilość energii pobranej i oddanej przez wszystkich URD reprezentowanych w tym MB. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są pozyskiwane przez OSP poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii OSDp albo Operatora Rynku tego OSDp.
- 4.2.2.8. W przypadku, o którym mowa w pkt 4.2.2.7.(2) dane pomiarowe dla FPPP oraz FPPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych Operatorów Pomiarów.
- 4.2.2.9. Na Rynku Bilansującym obowiązują jednolite standardy identyfikowania FPP i  $_{FD}MB$  oraz jednolite schematy gromadzenia i przetwarzania danych w systemach komputerowych, w tym formaty i typy danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.
- (1) FPP są identyfikowane przez kod FPP. Zasady kodowania FPP określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
  - (2)  $_{FD}MB$  są identyfikowane przez kod  $_{FD}MB$ . Zasady kodowania  $_{FD}MB$  określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej.
  - (3) Kody FPP i  $_{FD}MB$  obowiązujące OSP, OSD, OP i URB są określone w Umowach przesyłania.
  - (4) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe o przepływach energii są pozyskiwane i rejestrowane z dokładnością do 1 kWh.
  - (5) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z właściwości systemów informatycznych.
  - (6) Wyniki obliczeń są rejestrowane z dokładnością do 1 kWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń.
  - (7) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są rejestrowane wraz ze statusem danej pomiarowej. Określone są następujące statusy danych pomiarowych na Rynku Bilansującym:
    - (7.1.) Status 0 oznacza daną poprawną.

(7.2.) Status 1 oznacza daną niepoprawną.

- (8) Jako poprawną daną pomiarową lub pomiarowo-rozliczeniową traktuje się daną, która określa prawidłową wartość zarejestrowanej wielkości fizycznej. Z zastrzeżeniem pkt 4.2.2.9.(9), jako daną niepoprawną traktuje się pozostałe dane.
  - (9) W przypadku, gdy w procesie wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej nie jest możliwe określenie wartości odpowiedniej danej, OSP nadaje jej status 2.
- 4.2.2.10. Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej jest Centralny System Pomiarowo Rozliczeniowy (CSPR).
- 4.2.2.11. Opis funkcjonalny CSPR w zakresie powiązań z systemem zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, Lokalnymi Systemami Pomiarowo Rozliczeniowymi (LSPR) i systemami OSDp zamieszczony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
- 4.2.2.12. Wymiana danych pomiarowych pomiędzy systemem LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy systemem OSDp a systemem CSPR jest realizowana poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).
- 4.2.2.13. Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR oraz pomiarowo-rozliczeniowych z systemu OSDp jest określony w Umowach przesyłania.
- 4.2.2.14. Przetwarzanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych energii na Rynku Bilansującym jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:
- (1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $n+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyznaczonych wielkości ER.
  - (2) Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $n+4$  jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń.
  - (3) Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących.
- 4.2.2.15. Dane pomiarowe z FPP i dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $F_{D}MB$  pozyskiwane do CSPR każdorazowo nadpisują dane pozyskane uprzednio.

### **4.2.3. Procedura konfigurowania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych**

#### **4.2.3.1. Procedura konfigurowania danych pomiarowych**

- 4.2.3.1.1. Każdy FPP zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod FPP.
- 4.2.3.1.2. Kody FPP zdefiniowane w CSPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OP z wykorzystaniem systemu WIRE.
- 4.2.3.1.3. Proces wymiany kodów FPP odbywa się w razie konieczności zmiany lub wprowadzenia nowych kodów FPP. Kody FPP są udostępniane i pozyskiwane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

- 4.2.3.1.4. Pozyskanie przez OSP kodów FPP polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w LSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FPP przesłanej przez OP. Lista kodów FPP podlega zatwierdzeniu przez OSP.
- 4.2.3.1.5. Udostępnienie przez OSP kodów FPP z CSPR polega na wysłaniu listy kodów FPP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OP.

#### **4.2.3.2. Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych**

- 4.2.3.2.1. Każdy  $_{FD}MB$  zdefiniowany w CSPR jest identyfikowany przez kod  $_{FD}MB$ .
- 4.2.3.2.2. Kody  $_{FD}MB$  zdefiniowane w CSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OSDp z wykorzystaniem systemu WIRE.
- 4.2.3.2.3. 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.
- 4.2.3.2.4. Pozyskanie przez OSDp kodów  $_{FD}MB$  polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w CSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów  $_{FD}MB$  przesłanej przez OSP.

#### **4.2.4. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych**

##### **4.2.4.1. Procedura pozyskiwania danych pomiarowych**

- 4.2.4.1.1. Dla każdego FPP zlokalizowanego w obszarze Rynku Bilansującego w CSPR jest określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.
- 4.2.4.1.2. Dane pomiarowe z FPP zlokalizowanych w obszarze Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP dla FPPP i FPPR.
- 4.2.4.1.3. Dane pomiarowe z FPP dla doby  $n$  są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii elektrycznej (wyznaczania ER) w dobie  $n+1$ .
  - (1) Proces pozyskania danych pomiarowych z systemów LSPR do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP i realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00.
  - (2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR w trybie automatycznym jest realizowany w godzinach od 6.00 do 8.00.
  - (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 FPP w każdej godzinie doby  $n$ .
  - (4) Dla każdego FPP 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 CSPR jest realizowany w godzinach od 8.00 do 10.00.
  - (5) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

4.2.4.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby  $n$  są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od  $n+2$  do  $n+4$ .

- (1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP 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  $n+2$  i  $n+3$  oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dobie  $n+4$ .
- (2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP 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 następnej.
- (3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie  $n+3$  w godzinach od 12.00 do 15.00.
- (4) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

4.2.4.1.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowe z FPP dla doby  $n$  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  $m+4$ .

- (1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP 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.
- (2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP 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 następnej.
- (3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.
- (4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.

#### **4.2.4.2. Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych**

4.2.4.2.1. Dla każdego  $FDMB$  zlokalizowanego w obszarze sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego jest określany sposób pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych odpowiadających ilości energii w PDE.

4.2.4.2.2. Dane pochodzące z PDE zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii pobranej i oddanej w poszczególnych  $FDMB$ .

- 4.2.4.2.3. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby  $n$  są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii elektrycznej (wyznaczania ER) w dobie  $n+1$ .
- (1) Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 9.00.
  - (2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- 4.2.4.2.4. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby  $n$  są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od  $n+2$  do  $n+4$ .
- (1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR 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  $n+2$  i  $n+3$  oraz w godzinach od 0.00 do 8.00. w dobie  $n+4$ .
  - (2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych 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 następniej.
  - (3) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- 4.2.4.2.5. Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla doby  $n$  są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- (1) Proces pozyskania danych do systemu CSPR 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.
  - (2) Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych 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 następniej.
  - (3) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.
  - (4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- 4.2.4.2.6. 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 oraz miesiące pozyskiwania danych w trybie korekty dla poszczególnych dób handlowych są określone w następujący sposób:

- (1) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla dób handlowych miesięcy kalendarzowych do grudnia 2009 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 13 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca  $m$  są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  oraz  $m+13$ .
- (2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$  dla dób handlowych miesięcy kalendarzowych od stycznia 2010 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca  $m$  są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  oraz  $m+15$ .

#### 4.2.5. Procedura wyznaczania rzeczywistych ilości dostaw energii (ER)

##### 4.2.5.1. Procedura wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD, MB i JG

- 4.2.5.1.1. Dla każdego Miejsca Dostarczania (MD), rozumianego jako: zbiór fizycznych punktów pomiarowych (FPP) oraz algorytm wyznaczania ilości energii na podstawie pomiarów w tych punktach, oraz Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii (ER) w każdej godzinie doby  $n$ .
- 4.2.5.1.2. Przy wyznaczaniu ER dla MD i MB są wykorzystywane algorytmy wyznaczania energii oraz procedury substytucji danych pomiarowych dla FPP i substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB.
- 4.2.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana ER w każdej godzinie doby  $n$ .
- 4.2.5.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) jest wyznaczana w następujący sposób:
  - (1) Dla  $JG_O$ ,  $JG_{Oa}$ ,  $JG_{Wa}$ ,  $JG_{Wp}$ ,  $JG_{OSP}$  oraz  $JG_{ZW}$  – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \quad (4.26)$$

gdzie:

$I_j$  – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego  $j$ -tej JG.

- (2) Dla  $JG_{W_{MUr}}$  – jest równa sumie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej ( $GWM_U$ ) danego URB, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

$$ER_{jh} = GWM_U \quad (4.27)$$

- (3) Dla  $JG_{W_{MUh}}$  – jest równa ilości energii odpowiadającej alokowanym zdolnościom przesyłowym połączenia międzysystemowego nierównoległego.
- (4) Dla  $JG_{W_{MO}}$  – jest równa różnicy pomiędzy: (a) sumą pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB tej  $JG_{W_{MO}}$  i (b) sumą rzeczywistych ilości dostaw energii odpowiednich  $JG_{W_{MU}}$  ( $JG_{W_{MUr}}$  dla wymiany równoległej oraz  $JG_{W_{MUh}}$  dla wymiany nierównoległej).

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} - \sum_{k \in I_{WMU}} ER_{kh} \quad (4.28)$$

gdzie:

$I_j$  – Zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego  $j$ -tej JG.

$I_{WMU}$  – Zbiór Jednostek Grafikowych Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego.

(5) Dla  $JG_{Wr}$  – jest równa zero.

$$ER_{jh} = 0 \quad (4.29)$$

(6) Dla  $JG_{GEP}$  – jest równa skorygowanej ilości dostaw energii (ES).

(7) Dla  $JG_{BI}$  należącej do OSP – na podstawie algorytmów agregacji dla MB o ogólnej postaci:

$$ER_{jh} = \sum_{i \in I_j} ER_{jhi} \quad (4.30)$$

(8) Dla  $JG_{BI}$  należącej do OSDp – na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP, danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $FDMB$  oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB, z uwzględnieniem następujących składowych:

(8.1) Ilości energii wymienianej przez tego OSDp z siecią OSP, wyznaczonej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w podstawowym obszarze Rynku Bilansującego.

(8.2) Ilości energii wymienianej przez tego OSDp z sieciami innych OSDp, wyznaczonej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w rozszerzonym obszarze Rynku Bilansującego, oraz ilości energii wyznaczonej przez odpowiednich OSDp dla poszczególnych  $FDMB$  ( $MB_{OSD}$ ) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez tych OSDp.

(8.3) Ilości dostaw energii URB działających w obszarze rozszerzonym Rynku Bilansującego i zlokalizowanych na obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczonej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP oraz algorytmów wyznaczania dla MD i algorytmów agregacji dla MB.

(8.4) Ilości dostaw energii do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczonej przez OSDp dla poszczególnych  $FDMB$  ( $MB_O$  i  $MB_W$ ) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.5) Ilości dostaw przez źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczonej dla poszczególnych  $FDMB$  ( $MB_{ZW}$ ) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

(8.6) Ilości dostaw energii do sterowanych odbiorów energii URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego OSDp, wyznaczonej przez OSDp dla poszczególnych  $_{FD}MB$  na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp.

Szczegółowe zasady wyznaczania wielkości wymienionych w pkt (8.1), (8.2) i (8.3) oraz specyfikacja  $_{FD}MB$ , o których mowa w pkt (8.4), (8.5) i (8.6) są określone w Umowie przesłania.

4.2.5.1.5. Proces wyznaczania ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby  $n$  w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie  $n+1$  w godzinach od 10.00 do 12.00.

- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby  $n$ .
- (2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.

4.2.5.1.6. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby  $n$  w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie  $n+4$  w godzinach od 8.00 do 10.00.

- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG dla każdej godziny doby  $n$ .
- (2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.
- (3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

4.2.5.1.7. Proces wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii dla MD, MB oraz JG jest realizowany dla doby  $n$  w trybie korygowania ER od 1. do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

- (1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB oraz JG, dla każdej godziny doby  $n$  w przypadku pozyskania przez OSP zmodyfikowanych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych.
- (2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB oraz JG są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB oraz JG.
- (3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

4.2.5.1.8. W przypadku braku danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych niezbędnych do wyznaczenia rzeczywistej ilości dostaw energii dla danego MB, MD oraz JG, wielkość ER jest wyznaczana przy wykorzystaniu procedur substytucji danych rozliczeniowych obowiązujących dla MD, MB oraz JG.

## **4.2.5.2. Procedura substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych**

### **4.2.5.2.1. Zasady ogólne**

4.2.5.2.1.1. W procesie pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowo-rozliczeniowych mogą wystąpić zdarzenia awaryjne, uniemożliwiające pozyskanie kompletnych i poprawnych danych w wymaganych terminach.

4.2.5.2.1.2. W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych jest realizowana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla każdego etapu przetwarzania danych.

4.2.5.2.1.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych odbywa się według następującej procedury:

- (1) W pierwszej kolejności jest dokonywana substytucja danych dla Fizycznych Punktów Pomiarowych (FPP).
- (2) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych na poziomie FPP, jest dokonywana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD oraz MB.
- (3) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych dla MD oraz MB, jest dokonywana substytucja danych rozliczeniowych dla Jednostek Grafikowych (JG).

#### **4.2.5.2.2. Substytucja danych pomiarowych FPP**

4.2.5.2.2.1. W przypadkach gdy:

- (1) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w fizycznych punktach pomiarowych, pochodzących z układów pomiarowych rozliczeniowych podstawowych (FPPP).
- (2) Lokalizacja fizycznego punktu pomiarowego rezerwowego (FPPR) pokrywa się z lokalizacją FPPP, to:

Ilość energii zmierzona w FPPP zostaje zastąpiona przez ilość energii zmierzoną przez układy pomiarowe rozliczeniowe w FPPR.

$$E^{FPPP}_{ih} = E^{FPPR}_{ih} \quad (4.31)$$

gdzie:

$E^{FPPP}_{ih}$  – Ilość energii w godzinie  $h$  w FPP<sub>i</sub> zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe podstawowe.

$E^{FPPR}_{ih}$  – Ilość energii w godzinie  $h$  w FPP<sub>i</sub> zmierzona przez układy pomiarowe rozliczeniowe rezerwowe.

4.2.5.2.2.2. Substytucja danych pomiarowych dla FPP następuje w procesie obliczeniowym Algorytmów Wyznaczania Energii (AWE).

#### **4.2.5.2.3. Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD i MB**

4.2.5.2.3.1. W przypadkach gdy:

- (1) Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Podstawowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWEP).
- (2) Brak jest danych pomiarowych o przepływach energii w FPP.
- (3) Nie jest możliwe wykonanie substytucji danych pomiarowych dla FPP, to:

Ilość energii w Miejscu Dostarczania jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FPP oraz Rezerwowego Algorytmu Wyznaczania Energii (AWER):

$$ER^{AWEP}_{ih} = ER^{AWER}_{ih} \quad (4.32)$$

gdzie:

$ER_h^{AWEP_i}$  – Ilość energii dostarczonej w godzinie  $h$  w  $MD_i$  wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWEPE.

$ER_h^{AWER_i}$  – Ilość energii dostarczonej w godzinie  $h$  w  $MD_i$  wyznaczona na podstawie pomiarów w FPP oraz AWER.

4.2.5.2.3.2. Dla MB zlokalizowanych w obszarze rozszerzonym Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych pomiarowych dla FPP, na podstawie których jest wyznaczana rzeczywista ilość dostaw energii, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii z wyłączeniem MB dla jednostek wytwórczych, gdzie stosuje się substytucję danych rozliczeniowych dla JG.

4.2.5.2.3.3. Dla MB reprezentującego dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, w przypadku braku danych odpowiadających ilości energii pobranej lub oddanej w PDE, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii.

#### 4.2.5.2.4. Substytucja danych rozliczeniowych dla JG

4.2.5.2.4.1. W przypadku, gdy nie jest możliwe wyznaczenie rzeczywistej ilości dostaw energii dla Jednostki Grafikowej na podstawie danych pomiarowych w FPP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $FDMB$  oraz algorytmów wyznaczania energii lub na podstawie Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej ( $GWM_U$ ), do wyznaczenia  $ER$  dla tej JG przyjmuje się:

- (1) Dla JG Wytwórczych aktywnych ( $JG_{wa}$ ) i JG OSP aktywnych ( $JG_{OSP_a}$ ) - operatywną skorygowaną ilość dostaw energii ( $ESO$ ) ustaloną w ostatniej wersji planu (BPKD/OS).

$$ER_{jh} = ESO_{jh} \quad (4.33)$$

gdzie:

$ER_{jh}$  – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

$ESO_{jh}$  – Operatywna skorygowana ilość dostaw energii w godzinie  $h$  ustalona w ostatniej wersji operatywnego planu pracy systemu elektroenergetycznego (BPKD/OS) dla Jednostki Grafikowej  $j$ .

- (2) Dla JG Wytwórczych pasywnych ( $JG_{wp}$ ), JG Źródeł Wiatrowych ( $JG_{ZW}$ ), JG Odbiorczych ( $JG_O$ ), JG OSP pasywnych ( $JG_{OSP_p}$ ) i JG Bilansującej ( $JG_{Bi}$ ) - skorygowaną ilość dostaw energii ( $ES$ ).

$$ER_{jh} = ES_{jh} \quad (4.34)$$

gdzie:

$ER_{jh}$  – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

$ES_{jh}$  – Skorygowana ilość dostaw energii w godzinie  $h$  dla Jednostki Grafikowej  $j$ .

- (3) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego równoległej ( $JG_{WmUr}$ ) oraz nierównoległej ( $JG_{WmUn}$ ) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \quad (4.35)$$

gdzie:

$ER_{jh}$  – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

- (4) Dla JG Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG<sub>WMO</sub>) – 0.

$$ER_{jh} = 0 \quad (4.36)$$

gdzie:

$ER_{jh}$  – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

- (5) Dla JG Odbiorczych aktywnych (JG<sub>Oa</sub>) – zweryfikowaną ilość dostaw energii (EZ) skorygowaną o wykorzystaną moc redukcyjną (WMR).

$$ER_{jh} = EZ_{jh} + WMR_{jh} \quad (4.37)$$

$ER_{jh}$  – Rzeczywista ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

$EZ_{jh}$  – Zweryfikowana ilość dostaw energii w godzinie  $h$  przez Jednostkę Grafikową  $j$ .

$WMR_{jh}$  – Wykorzystana moc redukcyjna w godzinie  $h$  Jednostki Grafikowej  $j$ .

#### **4.2.6. Procedura udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych**

##### **4.2.6.1. Procedura udostępniania danych pomiarowych**

4.2.6.1.1. Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FPP zgromadzone w C SPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.

4.2.6.1.2. Dane pomiarowe z FPP zgromadzone w C SPR są udostępniane poprzez system WIRE.

4.2.6.1.3. Dane pomiarowe z FPP zdefiniowanych w C SPR mogą być udostępniane Operatorom Pomiarów w zakresie ich JG. Udostępnieniu podlegają dane pomiarowe pochodzące z FPP w oparciu, o które wyznaczana jest rzeczywista ilość dostaw energii dla danej JG.

4.2.6.1.4. Dane pomiarowe z FPP dla doby  $n$  są udostępniane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobach  $n+1$  i  $n+2$ .

- (1) Proces udostępniania danych z C SPR do L SPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.

4.2.6.1.5. Dane pomiarowe z FPP dla doby  $n$  są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie  $n+5$ .

- (1) Proces udostępniania danych z C SPR do L SPR poprzez WIRE jest inicjowany przez OP i może być realizowany w godzinach od 8.00 do 12.00.

#### 4.2.6.2. Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

- 4.2.6.2.1. Raport Hierarchiczny Energii Rzeczywistej (RHER) jest udostępniany w zakresie każdej JG, dla której wyznacza się wielkości ER na podstawie pomiarów przepływów energii w FPP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla  $_{FD}MB$ .
- (1) W trybie wstępnym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, podlegającej procesowi rozliczeń ER, w dobie  $n+1$  po godzinie 16.00.
  - (2) W trybie podstawowym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$ , w dobie  $n+4$ .
  - (3) W trybie korekty wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG, dla której wystąpiła zmiana rzeczywistej ilości dostaw energii lub pozyskano dane pomiarowe dla FPP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla  $_{FD}MB$ , w dobach od 11. do 20. każdego miesiąca kalendarzowego.
- 4.2.6.2.2. Każdy raport hierarchiczny zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby rozliczeniowej oraz identyfikator JG, której dotyczy.
- 4.2.6.2.3. W ramach raportu RHER są udostępniane następujące dane:
- (1) Dane dotyczące JG w każdej godzinie doby  $n$ .
    - (1.1.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
    - (1.2.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
    - (1.3.) Status substytucji danych dla JG.
  - (2) Dane dotyczące poszczególnych MB wchodzących w skład JG w każdej godzinie doby  $n$ .
    - (2.1.) Identyfikator MB.
    - (2.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
    - (2.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
    - (2.4.) Status substytucji danych dla MB.
  - (3) Dane dotyczące poszczególnych MD wchodzących w skład MB w każdej godzinie doby  $n$ .
    - (3.1.) Identyfikator MD.
    - (3.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
    - (3.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
    - (3.4.) Status substytucji danych dla MD.
  - (4) Wynik substytucji danych dla FPP wchodzących w skład kolejnych MD w każdej godzinie doby  $n$ .
    - (4.1.) Identyfikator wyniku w tzw. rozliczeniowym punkcie pomiarowym (RPP).
    - (4.2.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
    - (4.3.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
    - (4.4.) Status substytucji danych dla FPP.

- (5) Dane dotyczące poszczególnych FPP wchodzących w skład kolejnych RPP w każdej godzinie doby  $n$ .
  - (5.1.) Identyfikator FPP.
  - (5.2.) Kolejność uwzględniania w procedurze substytucji danych dla FPP.
  - (5.3.) Ilość energii rzeczywistej dostarczonej na Rynku Bilansującym.
  - (5.4.) Status poprawności wyznaczonej wielkości ER.
- (6) Dane dotyczące poszczególnych  $_{FD}MB$  wchodzących w skład JG w każdej godzinie doby  $n$ .
  - (6.1) Identyfikator  $_{FD}MB$ .
  - (6.2) Ilość energii wyznaczonej dla  $_{FD}MB$ .
  - (6.3) Status poprawności wyznaczonej wielkości dla  $_{FD}MB$ .
  - (6.4) Status substytucji danych dla  $_{FD}MB$ .

### **4.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych**

#### **4.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym**

##### **4.3.1.1. Ogólne zasady rozliczeń**

- 4.3.1.1.1. Podmiotem rozliczanym na Rynku Bilansującym jest Uczestnik Rynku Bilansującego (URB). Na rozliczenie każdego URB składa się rozliczenie jego wszystkich Jednostek Grafikowych (JG).
- 4.3.1.1.2. Przedmiotem rozliczeń na Rynku Bilansującym jest energia bilansująca (EB) stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii.
- 4.3.1.1.3. Energia bilansująca jest sumą dwóch składników:
  - (1) Energii bilansującej planowanej (EBP) wynikającej z (i) przyjętych przez OSP, w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, ofert bilansujących JG aktywnych oraz (ii) Programów Pracy zgłoszonych dla JG<sub>ZW</sub>.
  - (2) Energii bilansującej nieplanowanej (EBN) wynikającej z (i) weryfikacji zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii i Ofert Bilansujących oraz (ii) fizycznej realizacji dostaw energii.
- 4.3.1.1.4. Realizacja rozliczeń dla poszczególnych Jednostek Grafikowych polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:
  - (1) W ramach rozliczenia ilościowego są wyznaczone ilości dostaw energii na Rynku Bilansującym.
  - (2) W ramach rozliczenia wartościowego są wyznaczone należności wynikające z dostaw energii na Rynku Bilansującym.
- 4.3.1.1.5. Okresem rozliczeniowym na Rynku Bilansującym jest dekada miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności za dostawy energii na Rynku Bilansującym jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego.
- 4.3.1.1.6. W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:

- (1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób.
  - (2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.
- 4.3.1.1.7. Rozliczenie Jednostek Grafikowych na Rynku Bilansującym jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:
- (1) Dobowym – na podstawie godzinowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia godzinowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBD) lub odebranej (EBO) z Rynku Bilansującego w dobie  $n$  oraz należności za dostawę (NBD) lub odbiór (NBO) energii bilansującej. Wielkości rozliczeniowe dla doby  $n$  są wyznaczane przez OSP w dobie  $n+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie  $n+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych.
  - (2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczenia dobowego) dla poszczególnych JG są wyznaczane ilości energii bilansującej dostarczonej (EBDD) lub odebranej (EBOD) z Rynku Bilansującego w danej dekadzie oraz należności za dostawę (NBDD) lub odbiór (NBOD) energii. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur za sprzedaż oraz za zakup energii na Rynku Bilansującym.
- 4.3.1.1.8. Podstawą do realizacji rozliczeń dobowych są wielkości rozliczeniowe godzinowe:  
(i) ilość energii bilansującej (EB) dostarczonej albo odebranej z Rynku Bilansującego w danej godzinie oraz należność (NB) za tą energię. Wielkości te są wyznaczane w ramach rozliczenia godzinowego.
- 4.3.1.1.9. Rozliczenie godzinowe Jednostek Grafikowych jest realizowane w trzech fazach: rozliczenia zweryfikowanej (REZ), skorygowanej (RES) oraz rzeczywistej (RER) ilości dostaw energii. Wielkości rozliczeniowe godzinowe są sumą odpowiednich wielkości wyznaczonych w poszczególnych fazach rozliczeń godzinowych.
- 4.3.1.1.10. W ramach kolejnych faz rozliczenia godzinowego ilości energii bilansującej oraz należności za tą energię są wyznaczane według następujących ogólnych zasad:
- (1) Rozliczenie zweryfikowanej ilości dostaw energii (REZ) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości  $\Delta EDZ$ , stanowiąca różnicę pomiędzy deklarowaną (ED) a zweryfikowaną (EZ) ilością dostaw energii oraz energia awarii w ilości  $\Delta EA$ . Należność NDZ dla JG jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO<sub>Z</sub>) albo sprzedaży (CRO<sub>S</sub>) oraz ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA).

- (2) Rozliczenie skorygowanej ilości dostaw energii (RES) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana w ilości  $\Delta EZS$  stanowiąca różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii. Należność NZS dla  $JG_{Wr}$  jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), przy czym jeżeli dostawa lub pobór energii elektrycznej została wymuszona ograniczeniami systemowymi w rozliczeniach stosuje się cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) albo cenę rozliczeniową wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) albo cenę za wytwarzanie energii elektrycznej (CO) oraz jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Należność NZS dla  $JG_{Zw}$  jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO). Należność NZS dla  $JG_{Oa}$  jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) albo ceny za redukcję energii elektrycznej (CR).
- (3) Rozliczenie rzeczywistej ilości dostaw energii (RER) – przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana w ilości  $\Delta ESR$  stanowiąca różnicę pomiędzy skorygowaną (ES) a rzeczywistą (ER) ilością dostaw energii oraz energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane w ilości  $\Delta EOE$ . Należność NSR dla danej JG jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu (CRO<sub>Z</sub>) albo sprzedaży (CRO<sub>S</sub>) oraz ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE).
- 4.3.1.1.11. Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na Rynku Bilansującym istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektą rozliczeń.
- 4.3.1.1.12. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych i odnoszą się do rozliczenia dekadowego poszczególnych Jednostek Grafikowych.
- 4.3.1.1.13. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń danej dekady jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- 4.3.1.1.14. Okresem fakturowania zobowiązań i należności za dostawy energii na Rynku Bilansującym są dekady (okresy rozliczeniowe).
- 4.3.1.1.15. Każda faktura musi zostać uregulowana nie później niż w terminie płatności.
- 4.3.1.1.16. W wyniku prowadzonych przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego oraz prowadzenia ruchu tego systemu (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej) na Rynku Bilansującym w każdej godzinie jest ponoszony koszt nazywany Całkowitym kosztem pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego (KCZ). Koszt KCZ jest pokrywany na Rynku Bilansującym w części wynikającej z kosztów bilansowania energii (KB). Odbywa się to w ramach rozliczenia energii bilansującej nieplanowanej. Koszt usuwania ograniczeń systemowych (KO), związany z realizacją przez OSP działań dostosowawczych, jest przenoszony w opłacie przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP. W wyniku realizacji rozliczeń na Rynku Bilansującym dla każdej godziny suma kosztów wynikająca z przeprowadzonych rozliczeń jest równa zero.

#### **4.3.1.2. Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń**

- 4.3.1.2.1. Wielkości deklarowanej (ED), zweryfikowanej (EZ), skorygowanej (ES) i rzeczywistej (ER) ilości dostaw energii w zależności od znaku mają następującą interpretację:
- (1) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość ujemną to oznacza odbiór energii z obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.
  - (2) Jeżeli ED, EZ, ES lub ER ma wartość dodatnią to oznacza dostawę energii do obszaru objętego działaniem Rynku Bilansującego.
- 4.3.1.2.2. Wielkości dostaw energii  $\Delta EDZ=ED-EZ$ ,  $\Delta EZS=EZ-ES$  i  $\Delta ESR=ES-ER$  w zależności od znaku mają następującą interpretację:
- (1) Jeżeli  $\Delta EDZ$ ,  $\Delta EZS$  lub  $\Delta ESR$  ma wartość ujemną to oznacza dostawę energii na Rynek Bilansujący.
  - (2) Jeżeli  $\Delta EDZ$ ,  $\Delta EZS$  lub  $\Delta ESR$  ma wartość dodatnią to oznacza odbiór energii z Rynku Bilansującego.
- 4.3.1.2.3. Koszt całkowity KCZ, koszt bilansowania energii KB i koszt ograniczeń KO w zależności od znaku mają następującą interpretację:
- (1) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość ujemną, to oznacza koszt poniesiony na RB.
  - (2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, to oznacza przychód na RB.
  - (3) Jeżeli KO ma wartość ujemną, to pomniejsza koszty alokowane do składnika systemowego opłaty przesyłowej dla następnego okresu taryfowego, a jeśli ma wartość dodatnią, to zwiększa te koszty.
- 4.3.1.2.4. Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii są dokonywane z dokładnością do 0,001 MWh. Wielkości deklarowanej (ED) i zweryfikowanej (EZ) ilości dostaw energii są wyznaczone z dokładnością do 0,001 MWh.
- 4.3.1.2.5. Skorygowana ilość dostaw energii (ES) jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.
- 4.3.1.2.6. Rzeczywista ilość dostaw energii (ER) dla JG jest wyznaczana z dokładnością do 1 kWh.
- 4.3.1.2.7. Rozliczenia godzinowe ilościowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.
- 4.3.1.2.8. Rozliczenia ilościowe dobowe i dekadowe są realizowane z dokładnością do 1 kWh a wartościowe z dokładnością do 1 grosza.
- 4.3.1.2.9. Przy wyznaczaniu wielkości rozliczenia ilościowego dobowego stosuje się ogólne metody zaokrągleń. Zaokrągleń dokonuje się po zsumowaniu odpowiednich wielkości godzinowych.
- 4.3.1.2.10. Przy wyznaczaniu należności oraz cen stosuje się metody zaokrągleń zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów.

### 4.3.1.3. Procedura rozliczeń godzinowych

#### 4.3.1.3.1. Wyznaczanie ilości dostaw energii

- 4.3.1.3.1.1. Deklarowana ilość dostaw energii  $ED_{jh}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.1.1.
- 4.3.1.3.1.2. Zweryfikowana ilość dostaw energii  $EZ_{jh}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.2.
- 4.3.1.3.1.3. Skorygowana ilość dostaw energii  $ES_{jh}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.1.3.
- 4.3.1.3.1.4. Rzeczywista ilość dostaw energii  $ER_{jh}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.2.5.

#### 4.3.1.3.2. Wyznaczanie ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych

- 4.3.1.3.2.1. Ilość energii wytwarzanej w danej godzinie jako generacja wymuszona ze względu na ograniczenia elektrowniane ( $\Delta EOE$ ) jest wyznaczana dla poszczególnych  $JG_{Wr}$  na podstawie całkowitej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych (EOE) w tej godzinie przez  $JG_{Wa}$  składające się na daną  $JG_{Wr}$ .
- 4.3.1.3.2.2. Wielkość  $\Delta EOE$  dla danej  $JG_{Wr}$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- 4.3.1.3.2.2.1. Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$  lub  $\sum_{j \in Jw} ED_{jh} \geq EOE_h$ , to:

$$\Delta EOE_h = 0 \quad (4.38)$$

- 4.3.1.3.2.2.2. Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} < \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$ , to energia  $\Delta EOE_h$  jest wyznaczana jako ta część energii wymaganej ze względu na ograniczenia elektrowniane, która stanowi nadwyżkę ponad zweryfikowaną ilość dostaw energii  $JG_{Wr}$  ( $EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$ ), i jednocześnie nie jest pokryta przez swobodne zwiększenie generacji ( $\Delta EZS^{BO}_h$ )  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{Wr}$ :

- (1) Jeżeli  $EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq -\Delta EZS^{BO}_h$ , to:

$$\Delta EOE_h = 0 \quad (4.39)$$

- (2) W pozostałych przypadkach:

$$\Delta EOE_h = \min \{ EOE_h - \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} + \Delta EZS^{BO}_h, -(\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \} \quad (4.40)$$

gdzie:

- $ED_{jh}$  – Deklarowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .
- $EZ_{jh}$  – Zweryfikowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .
- $ES_{jh}$  – Skorygowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .
- $EOE_h$  – Ilość energii wymagana do spełnienia ograniczeń elektrownianych w godzinie  $h$  przez  $JG_{Wa}$  składające się na daną  $JG_{Wr}$ , przy czym jeżeli  $EOE_h > \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}_{jh}$ , to do obliczeń przyjmuje się  $EOE_h = \sum_{j \in Jw} ESO^{OS}_{jh}$ , gdzie  $ESO^{OS}_{jh}$  oznacza operatywną skorygowaną ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$  ustaloną w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

$\Delta EZS^{BO}_h$  – Ilość energii stanowiąca swobodne zwiększenie generacji (energia z pasm ponad EZ reprezentujących dostawę energii na RB, dla których  $ZP = 0$ ) w godzinie  $h$  wszystkich  $JG_{wa}$  składających się na daną  $JG_{wr}$ .

$J_w$  – Zbiór  $JG_{wa}$  składających się na daną  $JG_{wr}$ .

4.3.1.3.2.3. Ilości energii EOE są wyznaczane dla każdej godziny niezależnie na podstawie ograniczeń elektrownianych wynikających z przyczyn technologicznych w elektrowni, o których mowa w pkt 4.3.1.3.2.3., uwzględnionych w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

4.3.1.3.2.4. Wielkości EOE są wyznaczane jako minimalne ilości energii wymagane do spełnienia ograniczeń elektrownianych przez  $JG_{wa}$ . Przy wyznaczaniu wielkości EOE przyjmuje się dopuszczalny zakres zmian obciążenia poszczególnych  $JG_{wa}$  zgodnie z  $P^{MIN}$  i  $P^{MAX}$  lub, w przypadku  $JG_{wa}$  pracujących w usztywnieniach, zakres obciążenia wynikający z odpowiednich zgłoszeń dokonanych przez wytwórcę, skorygowane o ubytki mocy  $JG_{wa}$ .

4.3.1.3.2.5. Do ograniczeń elektrownianych, o których mowa w pkt 4.3.1.3.2.3. należą:

4.3.1.3.2.5.1. Ograniczenia zgłaszane poprzez system SOWE:

(1.1.) Ograniczenie narzucające okres pracy ciągłej jednostki wytwórczej po zakończeniu remontu kapitalnego i średniego.

(1.2.) Ograniczenie narzucające usztywnioną pracę jednostki wytwórczej w związku z wykonywanymi pomiarami.

4.3.1.3.2.5.2. Ograniczenia uzgadniane pomiędzy OSP i wytwórcami i zapisywane w załączniku do Umowy przesyłania:

(2.1.) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych w ruchu w elektrowni.

(2.2.) Ograniczenie minimalnej liczby jednostek wytwórczych wynikające z produkcji ciepła przez elektrownię.

(2.3.) Ograniczenie liczby jednostek wytwórczych uruchamianych jednocześnie w elektrowni.

(2.4.) Praca skrajnych jednostek wytwórczych w elektrowni w okresie silnych mrozów.

#### **4.3.1.3.3. Wyznaczanie ilości energii awarii**

4.3.1.3.3.1. Ilość energii awarii ( $\Delta EA$ ) dla danej  $JG_{wr}$  jest wyznaczana jako zdolności wytwórcze  $JG_{wa}$  składających się na tą  $JG_{wr}$  brakujące do realizacji zobowiązań kontraktowych alokowanych na  $JG_{wa}$  w postaci USE. Ilość energii  $\Delta EA$  jest wyznaczana na podstawie następujących wielkości:

- EA – energii odpowiadającej zdolnościom wytwórczym z USE alokowanych na  $JG_{wa}$ , które uległy awarii.
- EZW – energii odpowiadającej dostępnym zdolnościom wytwórczym dyspozycyjnych  $JG_{wa}$ .

- 4.3.1.3.3.2. Ilość energii EA dla każdej JG<sub>Wr</sub> w godzinie h jest równa sumie ilości energii EZ w godzinie h tych JG<sub>Wa</sub> składających się na JG<sub>Wr</sub>, które w tej godzinie były w awarii (dla których był ustawiony znacznik awarii):

$$EA_h = \sum_{j \in JA} EZ_{jh} \quad (4.41)$$

gdzie:

- $EZ_{jh}$  – Zweryfikowana ilość dostaw energii j-tej JG<sub>Wa</sub> w godzinie h.  
 $JA$  – Zbiór wszystkich JG<sub>Wa</sub>, składających się na JG<sub>Wr</sub>, dla których w godzinie h jest ustawiony znacznik awarii.

- 4.3.1.3.3.3. Energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym jest wyznaczana jako energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym całkowitym ( $EZW^C$ ) oraz energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii ( $EZW^A$ ), według następujących zasad:

- 4.3.1.3.3.3.1. Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym ( $EZW^C_h$ ) dla danej JG<sub>Wr</sub> w godzinie h jest równa sumie:

- (1) Maksymalnych energii  $ES^{MAX}$  jakie mogłyby wytwarzać JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub>, znajdujące się w tej godzinie w stanie praca, przyjmując dla każdej z tych jednostek zdolności wytwórcze równe mniejszej z wartości: (i) mocy maksymalnej ( $P^{MAX}$ ) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.
- (2) Maksymalnych energii  $EU^{MAX}$  jakie mogłyby wytwarzać JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub>, znajdujące się w tej godzinie w rezerwie, jeżeli wcześniej nastąpiłoby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzających godzinę h.
- (3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub> znajdujące się w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmując dla każdej z tych jednostek ilości energii określone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

- 4.3.1.3.3.3.2. Energia odpowiadająca dostępnym zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii ( $EZW^A$ ) dla danej JG<sub>Wr</sub> w godzinie h jest równa sumie:

- (1) Maksymalnych energii  $ES^{MAX}$  jakie mogłyby wytwarzać JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub>, znajdujące się w tej godzinie w stanie praca, przyjmując dla każdej z tych jednostek zdolności wytwórcze równe mniejszej z wartości: (i) mocy maksymalnej ( $P^{MAX}$ ) oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.
- (2) Maksymalnych energii  $EU^{MAX}$  jakie mogłyby wytwarzać JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub>, znajdujące się w tej godzinie w rezerwie, jeżeli w następnej godzinie po wystąpieniu ostatniej awarii, przed godziną h, nastąpiłoby ich uruchomienie zgodnie z ich charakterystykami uruchomienia oraz ich mocami dyspozycyjnymi w godzinach poprzedzających godzinę h.
- (3) Energii EU zaplanowanej do wytwarzania przez JG<sub>Wa</sub> składające się na JG<sub>Wr</sub> znajdujące się w tej godzinie w stanie uruchamiania, przyjmując dla każdej z tych jednostek ilości energii określone w ostatniej wersji planu BPKD/OS.

- 4.3.1.3.3.4. Wartości  $EZW^C_h$  i  $EZW^A_h$  są wyznaczane według następującego wzoru:

$$EZW_h = \sum_{j \in Jp} ES_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Jr} EU_{jh}^{MAX} + \sum_{j \in Ju} EU_{jh} \quad (4.42)$$

gdzie:

- $ES_{jh}^{MAX}$  – Maksymalna energia jaką mogłaby wytwarzać  $JG_{Wa}$  przyjmując jej zdolności wytwórcze równe mniejszej z obowiązujących dla tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$  wartości: (i)  $P^{MAX}$  oraz (ii) mocy dyspozycyjnej.
- $EU_{jh}^{MAX}$  – Maksymalna energia jaką mogłaby wytwarzać  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ , jeżeli została wcześniej uruchomiona, wyznaczona z uwzględnieniem mocy dyspozycyjnej tej  $JG_{Wa}$ . Do wyznaczenia  $EZW^A_h$  przyjmuje się, że uruchamianie  $JG_{Wa}$  mogło rozpocząć się w następnej godzinie po wystąpieniu ostatniej awarii przed godziną  $h$ , natomiast do wyznaczenia  $EZW^C_h$  przyjmuje się, że uruchamianie mogło rozpocząć się wcześniej niż wystąpiła ostatnia awaria.
- $EU_{jh}$  – Energia zaplanowana do wytwarzania przez  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ , równa ilości energii określonej w ostatniej wersji planu BPKD/OS.
- $Jp$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$  i znajdujących się w godzinie  $h$  w stanie praca.
- $Jr$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$  i znajdujących się w godzinie  $h$  w stanie rezerwa.
- $Ju$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$  i znajdujących się w godzinie  $h$  w stanie uruchamiania.

4.3.1.3.3.5. Ilość energii awarii ( $\Delta EA$ ) dla danej  $JG_{Wr}$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.3.5.1. Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} \leq \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$ , to:

$$\Delta EA_h = 0 \quad (4.43)$$

4.3.1.3.3.5.2. Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} > \sum_{j \in Jw} ES_{jh}$ , to  $\Delta EA_h$  jest wyznaczana, jako ta część zobowiązań wytwórcy wynikających z sumy wielkości  $EZ$  jego  $JG_{Wa}$ , dla której wytwórca nie ma pokrycia w zdolnościach wytwórczych  $JG_{Wa}$ . Wielkość  $\Delta EA$  jest wyznaczana według następujących zależności:

(1) Jeżeli  $EZW^C_h \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$  i  $EZW^A_h \geq \sum_{j \in Jw} EZ_{jh}$ , to:

$$\Delta EA_h = 0 \quad (4.44)$$

(2) W pozostałych przypadkach:

(2.1) Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h \geq EA_h$ , to:

$$\Delta EA_h = \min (\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \quad (4.45)$$

(2.2) Jeżeli  $\sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^C_h < EA_h$ , to:

$$\Delta EA_h = \min (EA_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - EZW^A_h, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \quad (4.46)$$

Przy czym jeżeli wyznaczona według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.3.5.2. (2.2) ilość energii  $\Delta EA_h$  jest mniejsza od sumy energii awarii tych  $JG_{Wa}$ , dla których godzina  $h$  jest pierwszą godziną awarii, to:

$$\Delta EA_h = \min (\sum_{j \in JA_r} EZ_{jh}, \sum_{j \in Jw} EZ_{jh} - \sum_{j \in Jw} ES_{jh}) \quad (4.47)$$

gdzie:

- $EZ_{jh}$  – Zweryfikowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .
- $ES_{jh}$  – Skorygowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .
- $EA_h$  – Ilość energii awarii danej  $JG_{Wr}$ .
- $EZW^C_h$  – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym całkowitym, wyznaczona dla danej  $JG_{Wr}$  dla godziny  $h$ .
- $EZW^A_h$  – Energia odpowiadająca zdolnościom wytwórczym uwzględniającym wystąpienie awarii, wyznaczona dla danej  $JG_{Wr}$  dla godziny  $h$ .
- $Jw$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{Wr}$ .
- $JAr$  – Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{Wr}$ , których awaria rozpoczęła się w godzinie  $h$ .

#### **4.3.1.3.4. Wyznaczanie godzinowych cen rozliczeniowych**

##### **4.3.1.3.4.1. Zasady wyznaczania wartości cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO)**

4.3.1.3.4.1.1. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) oraz cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) są wyznaczone dla każdej  $JG$  Wytwórczej aktywnej oraz dla każdej doby handlowej. Ceny te są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona), z wyłączeniem rozliczania energii ograniczeń elektrownianych, do rozliczenia której jest wykorzystywana cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE), o której mowa w pkt 4.3.1.3.4.5.

4.3.1.3.4.1.2. Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla  $j$ -tej  $JG$  Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej  $d$  ( $CWD_{jd}$ ) jest określana w zł/MWh według następujących zasad:

$$CWD_{jd} = 1,05 \cdot CW_j \quad (4.48)$$

gdzie:

$CW_j$  – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  określona w Umowie przesyłania na podstawie składników kosztów powołanych w pkt 4.3.1.3.4.1.4. [zł/MWh].

4.3.1.3.4.1.3. Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla  $j$ -tej  $JG$  Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej  $d$  ( $CWO_{jd}$ ) jest określana w zł/MWh według następujących zasad:

$$CWO_{jd} = 0,95 \cdot CW_j \quad (4.49)$$

gdzie:

$CW_j$  – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  określona w Umowie przesyłania na podstawie składników kosztów powołanych w pkt 4.3.1.3.4.1.4. [zł/MWh].

4.3.1.3.4.1.4. Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) dla danej JG Wytwórczej aktywnej jest określana w zł/MWh na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania energii elektrycznej obejmującego koszty:

- (1) Paliwa podstawowego, jego transportu i składowania.
- (2) Gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych.
- (3) Materiałów eksploatacyjnych – chemikaliów, smarów oraz addytywy w procesie odsiarczania.

– z wyłączeniem kosztów uruchomienia tej JG<sub>wa</sub>, o których mowa w pkt 4.3.1.7.

#### 4.3.1.3.4.2. Zasady wyznaczania wartości jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

4.3.1.3.4.2.1. Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ( $KC^{CO_2}$ ) są wyznaczone dla każdej JG Wytwórczej aktywnej dla każdej doby handlowej. Ceny te są wykorzystywane w rozliczeniach energii bilansującej planowanej JG<sub>wa</sub>.

4.3.1.3.4.2.2. Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla  $j$ -tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej  $d$  ( $KC_{jd}^{CO_2}$ ) jest określany w zł/MWh według następującego wzoru:

$$KC_{jd}^{CO_2} = W_j^{CO_2} \cdot RC_d^{CO_2} \quad (4.50)$$

gdzie:

- $W_j^{CO_2}$  – Wskaźnik emisji CO<sub>2</sub>  $j$ -tej JG Wytwórczej aktywnej określony w Umowie przesyłania [Mg CO<sub>2</sub>/MWh].
- $RC_d^{CO_2}$  – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w dobie handlowej  $d$  wyznaczana w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.2.3. [zł/Mg CO<sub>2</sub>].

4.3.1.3.4.2.3. Cena  $RC^{CO_2}$  [zł/Mg CO<sub>2</sub>] dla doby handlowej  $d$  ( $RC_d^{CO_2}$ ) jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z określonych indeksów cenowych (dalej nazywanych cenami) uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wyznaczanych w dobie  $d$  na rynkach spot oraz na rynkach terminowych. Cena  $RC_d^{CO_2}$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$RC_d^{CO_2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{|N|} \quad (4.51)$$

gdzie:

- $CS_d^E$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku spot giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: EUA Secondary Market) [zł/MgCO<sub>2</sub>].
- $CS_d^N$  – Cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na rynku spot giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie  $d$  (cena dla produktu: EUAD) [zł/MgCO<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 Phase 3 Daily Futures) [zł/MgCO<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: FEUA (Dec-rr), gdzie „rr” oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO<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: NEDECr, gdzie „r” oznacza ostatnią cyfrę roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO<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 Dec-rr, gdzie „rr” oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/MgCO<sub>2</sub>].
- $|N|$  – Łączna liczba notowań w dobie  $d$  na rynkach spot oraz na rynkach terminowych giełd, w ramach których to notowań zostały określone wartości cen, odpowiednio:  $CS^E$ ,  $CT^E$ ,  $CS^N$ ,  $CT^N$ ,  $CS^I$  lub  $CT^I$ , i jednocześnie informacja o tych wartościach jest dostępna dla OSP.

- 4.3.1.3.4.2.4. 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/MgCO<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.
- 4.3.1.3.4.2.5. Przy wyznaczaniu ceny  $RC^{CO_2}$  dla doby  $d$  uwzględnia się ceny  $CT^E$ ,  $CT^N$  oraz  $CT^I$  dla kontraktów terminowych z najbliższym terminem dostawy.
- 4.3.1.3.4.2.6. 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 jest wyznaczana na podstawie tych cen spośród wyżej wymienionych, których wartość została wyznaczona i jest dostępna dla OSP.
- 4.3.1.3.4.2.7. W przypadku, gdy dla danej doby handlowej nie jest możliwe wyznaczenie ceny  $RC^{CO_2}$ , to dla tej doby 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 z okresu poprzedniego.
- 4.3.1.3.4.2.8. Wartość ceny  $RC^{CO_2}$  dla danej doby handlowej jest wyznaczana i publikowana przez OSP.

#### 4.3.1.3.4.3. Zasady wyznaczania cen rozliczeniowych odchylenia

- 4.3.1.3.4.3.1. Ceny rozliczeniowe odchylenia są wyznaczane dla celów rozliczania składników energii bilansującej planowanej i nieplanowanej.
- 4.3.1.3.4.3.2. Cena rozliczeniowa odchylenia  $CRO_h$  w godzinie  $h$  jest równa najwyższej cenie za wytwarzanie ( $CO$ ) lub redukcję ( $CR$ ) energii elektrycznej w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).
- 4.3.1.3.4.3.3. Plan BPKD/BO jest wyznaczany dla poszczególnych godzin doby, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych oraz pasmami redukcji obciążenia Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego ( $ZRB$ ).
- 4.3.1.3.4.3.4. Przy tworzeniu planu BPKD/BO są uwzględniane:
- (1) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych, oraz
  - (2) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci, oraz
  - (3) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej, oraz
  - (4) Wykorzystane moce redukcyjne ( $WMR$ ) Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, w części w jakiej zostały faktycznie zrealizowane.
- 4.3.1.3.4.3.5. Zapotrzebowanie  $ZRB$  uwzględniane przy tworzeniu planu BPKD/BO jest równe sumie prognozowanych przez OSP godzinowych poborów energii z obszaru Rynku Bilansującego, które muszą zostać pokryte przez  $JG_{Wa}$  oraz  $JG_{OSP}$ , skorygowanych o:
- (1) Saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej, to znaczy wymiany energii w ramach pomocy awaryjnej oraz redispatchingu, oraz
  - (2) Ilość energii elektrycznej zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych reprezentowanych w Jednostkach Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych.
- 4.3.1.3.4.3.6. Plan BPKD/BO jest tworzony na podstawie danych przyjętych do tworzenia ostatniej wersji planu BPKD z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS), w szczególności zapotrzebowania  $ZRB$  pokrywanego w tym planie.
- 4.3.1.3.4.3.7. Cena  $CRO_s$  dla godziny  $h$  jest wyznaczana jako suma ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie  $h$  ( $CRO_h$ ) oraz składnika bilansującego  $\Delta B$ , o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.3.9.

$$CRO_{Sh} = CRO_h + \Delta B \quad (4.52)$$

gdzie:

- $CRO_h$  – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie  $h$ .
- $\Delta B$  – Składnik bilansujący.

4.3.1.3.4.3.8. Cena  $CRO_Z$  dla godziny  $h$  jest wyznaczana jako różnica ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie  $h$  ( $CRO_h$ ) oraz składnika bilansującego  $\Delta B$ , o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.3.9.

$$CRO_{Zh} = CRO_h - \Delta B \quad (4.53)$$

gdzie:

$CRO_h$  – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie  $h$ .

$\Delta B$  – Składnik bilansujący.

4.3.1.3.4.3.9. Wartość składnika  $\Delta B$  jest wyznaczana na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz średnią ceną rozliczeniową odchylenia ( $CRO$ ), przyjmując, że wartość tego składnika może być:

- (1) Większa od zera, jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty.
- (2) Równa zero, jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, o których mowa w ppkt (1).

4.3.1.3.4.3.10. Z zastrzeżeniem pkt 4.3.1.3.4.3.11. w rozliczeniach stosuje się wartość składnika bilansującego  $\Delta B$  równą zero ( $\Delta B = 0$  zł/MWh).

4.3.1.3.4.3.11. Zmianę wartości składnika bilansującego  $\Delta B$  wprowadza się poprzez aktualizację Warunkach.

4.3.1.3.4.3.12. Dla celów informacyjnych na etapie ustalania planu pracy KSE w dobie  $n-1$  są wyznaczane ceny rozliczeniowe odchylenia dla dwóch wielkości zapotrzebowania KSE:

- (1) Wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – ceny  $CRO^+$ ,  $CRO_S^+$ ,  $CRO_Z^+$ .
- (2) Niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – ceny  $CRO^-$ ,  $CRO_S^-$ ,  $CRO_Z^-$ .

Ceny wymienione w ppkt (1) i (2) są wyznaczane według zasad określonych w pkt od 4.3.1.3.4.3.1. do 4.3.1.3.4.3.11., na podstawie danych dostępnych podczas ustalania planu pracy KSE w dobie  $n-1$ .

#### 4.3.1.3.4.4. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej

4.3.1.3.4.4.1. Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia energii bilansującej planowanej (EBP) stanowiącej różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych (EZ) a sumą skorygowanych (ES) ilości dostaw energii poszczególnych wytwórców. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.4.2. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.4.3. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.4.4. Cena CRK dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych jest wyznaczana według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.4.5.

4.3.1.3.4.4.2. Cena  $CRK_{jhk}$  energii w  $k$ -tym paśmie, dla którego zachodzi warunek  $EZ_{jhk} \neq ES_{jhk}$ ,  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> w godzinie  $h$  doby handlowej  $d$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.4.4.2.1. W przypadku, gdy dla pasma  $k$  skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $ES_{jhk} > EZ_{jhk}$ ), to do rozliczeń energii w paśmie  $k$ , jako cenę  $CRK_{jhk}$  przyjmuje się:

- (1) Cenę rozliczeniową odchylenia ( $CRO_h$ ) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \quad (4.54)$$

- (2) Cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej ( $CWD_{jd}$ ) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jhk} = CWD_{jd} \quad (4.55)$$

4.3.1.3.4.4.2.2. W przypadku, gdy dla pasma  $k$  skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $ES_{jhk} < EZ_{jhk}$ ), to do rozliczeń energii w paśmie  $k$ , jako cenę  $CRK_{jhk}$  przyjmuje się:

- (1) Cenę rozliczeniową odchylenia ( $CRO_h$ ) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \quad (4.56)$$

- (2) Cenę rozliczeniową wymuszonego odbioru energii elektrycznej ( $CWO_{jd}$ ) w przypadku, gdy zmiana zweryfikowanej ilości dostaw energii w tym paśmie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona).

$$CRK_{jhk} = CWO_{jd} \quad (4.57)$$

4.3.1.3.4.4.3. Cena  $CRK_{jkh}$  energii w  $k$ -tym paśmie, dla którego zachodzi warunek  $ES_{jkh} \neq EZ_{jkh}$ ,  $j$ -tej JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> w godzinie  $h$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.4.4.3.1. Dla JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> świadczącej usługę interwencyjną rezerwa zimna do rozliczeń energii w paśmie  $k$ , jako cenę  $CRK_{jkh}$  przyjmuje się cenę wyznaczaną według następującego wzoru:

$$CRK_{jkh} = CW_j + KC_{jd}^{CO_2} \quad (4.58)$$

gdzie:

$CW_j$  – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez  $j$ -tą JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub>, określona w umowie o świadczenie usługi interwencyjnej rezerwa zimna [zł/MWh].

$KC_{jd}^{CO_2}$  – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla  $j$ -tej JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> wyznaczony zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.2.

4.3.1.3.4.4.3.2. Dla JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> reprezentującej źródła pompowo-szczytowe do rozliczeń energii w paśmie  $k$ , jako cenę  $CRK_{jkh}$  przyjmuje się cenę równą ilorazowi: (i) średniej arytmetycznej z cen  $CRO$  w siedmiu poprzednich dobach w godzinach: od 1 do 7 włącznie i od 23 do 24 włącznie – z wyłączeniem tych godzin z tego okresu, w których choć jedna JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> reprezentująca źródła pompowo-szczytowe wytwarzała energię elektryczną, oraz (ii) współczynnika sprawności cyklu przetwarzania tej JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> ( $\eta$ ) określonego w umowie o świadczenie usługi pracą interwencyjną zawartej pomiędzy URB i OSP ( $0 < \eta < 1$ ). Jeżeli nie jest możliwe wyznaczenie ceny  $CO$  według powyższych zasad, to zasady te stosuje się bez wyłączenia, o którym mowa w (i).

4.3.1.3.4.4.3.3. Dla pozostałych JG<sub>OSP<sub>a</sub></sub> do rozliczeń energii w paśmie  $k$ , jako cenę  $CRK_{jkh}$  przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia ( $CRO_h$ ).

$$CRK_{jkh} = CRO_h \quad (4.59)$$

4.3.1.3.4.4.4. Cena  $CRK_{jh}$  energii w godzinie  $h$  doby handlowej  $d$  dla  $j$ -tej JG<sub>ZW</sub>, dla której zachodzi warunek  $EZ_{jh} \neq ES_{jh}$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

4.3.1.3.4.4.4.1. W przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest większa od zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $ES_{jh} > EZ_{jh}$ ), to do rozliczeń w godzinie  $h$  przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia ( $CRO_h$ ).

$$CRK_{jh} = CRO_h \quad (4.60)$$

4.3.1.3.4.4.4.2. W przypadku, gdy skorygowana ilość dostaw energii jest mniejsza od zweryfikowanej ilości dostaw energii ( $ES_{jh} < EZ_{jh}$ ), to do rozliczeń w godzinie  $h$  przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia ( $CRO_h$ ).

$$CRK_{jh} = CRO_h \quad (4.61)$$

4.3.1.3.4.4.5. Cena  $CRK_{jkh}$  energii w godzinie  $h$  doby handlowej  $d$  dla  $j$ -tej JG<sub>O<sub>a</sub></sub>, dla której zachodzi warunek  $ES_{jkh} > EZ_{jkh}$ , jest wyznaczana według następujących zasad:

$$CRK_{jkh} = \max(CRO_h, CR_{jkh}) \quad (4.62)$$

- 4.3.1.3.4.4.6. Kwalifikacja wykorzystania danego pasma, jako (i) zmiany swobodnej albo (ii) zmiany wymuszonej, odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma  $ZP_{jhk}$  z zastrzeżeniem, że dostawy energii elektrycznej przez  $JG_{OSP_a}$  są zawsze kwalifikowane jako zmiana wymuszona. Znacznik  $ZP$  jest równy zero ( $ZP = 0$ ) dla zmiany swobodnej, oraz jest równy jeden ( $ZP = 1$ ) dla zmiany wymuszonej.
- 4.3.1.3.4.4.7. Wartość znacznika  $ZP$  dla danego pasma w danej godzinie jest ustalana na podstawie relacji pomiędzy ceną za wytwarzanie energii elektrycznej dla tego pasma w tej godzinie ( $CO_{jhk}$ ) oraz ceną rozliczeniową odchylenia w tej godzinie ( $CRO_h$ ), według zasad określonych w pkt 4.3.1.3.4.4.8.

4.3.1.3.4.4.8. Wartość znacznika  $ZP_{jhk}$  dla  $j$ -tej  $JG$  w godzinie  $h$  dla  $k$ -tego pasma jest wyznaczana według następujących zasad:

(1)  $ZP_{jhk} = 0$  odpowiednio:

(1.1) Dla pasma  $k$ , reprezentującego dostawę energii elektrycznej na RB, jeżeli  $CO_{jhk} \leq CRO_h$ .

(1.2) Dla pasma  $k$ , reprezentującego odbiór energii elektrycznej z RB, jeżeli  $CO_{jhk} \geq CRO_h$ .

(2)  $ZP_{jhk} = 1$  odpowiednio:

(2.1) Dla pasma  $k$ , reprezentującego dostawę energii elektrycznej na RB, jeżeli  $CO_{jhk} > CRO_h$ .

(2.2) Dla pasma  $k$ , reprezentującego odbiór energii elektrycznej z RB, jeżeli  $CO_{jhk} < CRO_h$ .

gdzie:

$CO_{jhk}$  – Cena za wytwarzanie energii elektrycznej dla  $k$ -tego pasma  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .

$CRO_h$  – Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie  $h$ .

#### 4.3.1.3.4.5. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych (CRE)

4.3.1.3.4.5.1. Cena rozliczeniowa energii ograniczeń elektrownianych (CRE) jest wyznaczana dla każdego  $URB_w$  oraz każdej godziny doby handlowej.

4.3.1.3.4.5.2. Cena CRE dla danego  $URB_w$  i danej godziny jest równa mniejszej z dwóch wartości: ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) obowiązującej w tej godzinie oraz średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CEW), obliczonej w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.5.3.

$$CRE_h = \min(CRO_h, CEW_h) \quad (4.63)$$

4.3.1.3.4.5.3. Cena CEW w godzinie  $h$  dla danego  $URB_w$  jest równa średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej poszczególnych  $JG_{Wa}$  wchodzących w skład  $JG_{Wr}$  tego  $URB_w$ , pokrywających ograniczenia elektrowniane w tej godzinie w ilości oraz w sposób określony w pkt 4.3.1.3.2.

$$CEW_h = \frac{\sum_{j \in J_w} CW_j \cdot EOE_{jh}}{\sum_{j \in J_w} EOE_{jh}} \quad (4.64)$$

gdzie:

$CW_j$  – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej  $j$ -tej JG.

$EOE_{jh}$  – Ilości energii elektrycznej wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ .

$J_w$  – Zbiór  $JG_{W_a}$  składających się na daną  $JG_{W_r}$ .

przy czym jeżeli dla danego  $URB_w$  i danej godziny  $EOE$  jest równa zero dla wszystkich  $JG_{W_a}$  składających się na  $JG_{W_r}$  tego  $URB_w$ , to wartość ceny  $CEW$  jest równa zero.

#### **4.3.1.3.4.6. Zasady wyznaczania ceny rozliczeniowej energii awarii (CRA)**

4.3.1.3.4.6.1. Cena rozliczeniowa energii awarii (CRA) w godzinie  $h$  jest równa cenie rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .

$$CRA_h = CRO_h \quad (4.65)$$

#### **4.3.1.3.5. Rozliczanie zweryfikowanej ilości dostaw energii**

##### **4.3.1.3.5.1. Rozliczenia ilościowe**

4.3.1.3.5.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczona albo odebrana przez  $j$ -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii  $\Delta EDZ_{jh}$ , odebranej przez  $j$ -tą  $JG_{W_r}$  z Rynku Bilansującego jest równa ilości energii awarii  $\Delta EA_{jh}$  w godzinie  $h$ , wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.3.

$$\Delta EDZ_{jh} = \Delta EA_{jh} \quad (4.66)$$

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  jest równa różnicy pomiędzy deklarowaną ( $ED_{jh}$ ) i zweryfikowaną ( $EZ_{jh}$ ) ilością dostaw energii  $j$ -tej JG do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie  $h$ .

$$\Delta EDZ_{jh} = ED_{jh} - EZ_{jh} \quad (4.67)$$

##### **4.3.1.3.5.2. Cena rozliczeniowa**

4.3.1.3.5.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  odbywa się według następujących cen:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  przez  $j$ -tą  $JG_{OSP_a}$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu  $CROZ_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .

4.3.1.3.5.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według następujących cen:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  przez  $j$ -tą  $JG_{Wr}$  odbywa się według ceny rozliczeniowej energii awarii  $CRA_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  przez  $j$ -tą  $JG_{OSP_a}$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta EDZ_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży  $CRO_{Sh}$  obowiązującej w godzinie  $h$ .

#### 4.3.1.3.5.3. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.5.3.1. Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej JG za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{OSP_a}$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  oraz ilości energii  $\Delta EDZ_{jh}$ . Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{OSP_a}$  za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (4.68)$$

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu  $CRO_{Zh}$  oraz ilości energii  $\Delta EDZ_{jh}$ . Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej JG za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Zh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (4.69)$$

4.3.1.3.5.3.2. Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej JG za energię bilansującą nieplanowaną  $\Delta EDZ_{jh}$  odebraną z Rynku Bilansującego przez JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej awarii  $CRA_h$  oraz ilości energii  $\Delta EDZ_{jh}$ . Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRA_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (4.70)$$

- (2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{OSP_a}$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  oraz ilości energii  $\Delta EDZ_{jh}$ . Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{OSP_a}$  za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_h \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (4.71)$$

- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży  $CRO_{Sh}$  oraz ilości energii  $\Delta EDZ_{jh}$ . Należność  $NDZ_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  za energię  $\Delta EDZ_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDZ_{jh} = CRO_{Sh} \cdot \Delta EDZ_{jh} \quad (4.72)$$

#### 4.3.1.3.6. Rozliczanie skorygowanej ilości dostaw energii

##### 4.3.1.3.6.1. Rozliczenia ilościowe

- 4.3.1.3.6.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca planowana  $\Delta EZS_{jh}$  dostarczona albo odebrana przez  $j$ -tą  $JG$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$ . Ilość energii  $\Delta EZS_{jh}$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii  $\Delta EZS_{jh}$ , dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą  $JG_{Wr}$  na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

- (1.1.) W przypadku, gdy dla danej  $JG_{Wr}$  jest realizowany odbiór energii z Rynku Bilansującego lub nie jest realizowany ani odbiór ani dostawa energii na Rynek Bilansujący ( $\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} \geq \sum_{j \in J_w} ES_{jh}$ ), to:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in J_w} EZ_{jh} - \sum_{j \in J_w} ES_{jh} - \Delta EA_h \quad (4.73)$$

- (1.2.) W przypadku, gdy dla danej  $JG_{Wr}$  jest realizowana dostawa energii na Rynek Bilansujący ( $\sum_{j \in J_w} EZ_{jh} < \sum_{j \in J_w} ES_{jh}$ ), to:

$$\Delta EZS_{jh} = \sum_{j \in J_w} EZ_{jh} - \sum_{j \in J_w} ES_{jh} + \Delta EOE_h \quad (4.74)$$

gdzie:

- $EZ_{jh}$  – Zweryfikowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .  
 $ES_{jh}$  – Skorygowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .  
 $\Delta EA_h$  – Ilość energii awarii w godzinie  $h$  wyznaczona dla danej  $JG_{Wr}$ .  
 $\Delta EOE_h$  – Ilość energii w godzinie  $h$  odpowiadająca generacji wymuszonej ze względu na ograniczenia elektrowniane wyznaczona dla danej  $JG_{Wr}$ .  
 $J_w$  – zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$ .

- (2) Dla Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych ilość energii  $\Delta EZS_{jh}$ , dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą  $JG_{Zw}$  na Rynku Bilansującym wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = EZ_{jh} - ES_{jh} \quad (4.75)$$

- (3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych ilość energii  $\Delta EZS_{jh}$ , dostarczonej przez  $j$ -tą  $JG_{Oa}$  na Rynek Bilansujący wyznacza się w następujący sposób:

$$\Delta EZS_{jh} = EZ_{jh} - ES_{jh} \quad (4.76)$$

- (4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii  $\Delta EZS_{jh}$  jest równa zero.

#### 4.3.1.3.6.2. Cena rozliczeniowa

- 4.3.1.3.6.2.1. Rozliczenie energii bilansującej planowanej  $\Delta EZS_{jh}$  dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą  $JG_{Wr}$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej  $CRK_{jkh}$  określanych dla godziny  $h$ , dla poszczególnych pasm  $k$  oferty bilansującej poszczególnych  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$ .
- 4.3.1.3.6.2.2. Rozliczenie energii bilansującej planowanej  $\Delta EZS_{jh}$  dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą  $JG_{Zw}$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  odbywa się na podstawie cen rozliczeniowych korekty pozycji kontraktowej  $CRK_{jh}$  określanych dla godziny  $h$ , dla poszczególnych  $JG_{Zw}$ .

#### 4.3.1.3.6.3. Rozliczenia wartościowe

- 4.3.1.3.6.3.1. Należność  $NZS$  dla poszczególnych  $JG_{Wr}$  za energię bilansującą planowaną  $\Delta EZS$  dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w danej godzinie jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej  $CRK$  oraz ilości energii  $\Delta EZS$ .
- 4.3.1.3.6.3.2. Należność dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej  $CRK_{jkh}$  oraz ilości energii  $\Delta EZS_{jkh}$  w kolejnych pasmach, przy czym w pierwszej kolejności są uwzględniane pasma reprezentujące zmianę swobodną ( $ZP=0$ ) a następnie, jeżeli jest to wymagane, pasma reprezentujące zmianę wymuszoną ( $ZP=1$ ). Pasma reprezentujące zmianę wymuszoną są uwzględniane w powyższym rozliczeniu poczynając od:
- (1) Pasm z najwyższymi cenami  $CRK$ , w przypadku dostawy energii na Rynek Bilansujący przez  $JG_{Wr}$ , oraz
  - (2) Pasm z najniższymi cenami  $CRK$ , w przypadku odbioru energii z Rynku Bilansującego przez  $JG_{Wr}$ .

$$NZS_{jh} = \sum_{k \in K^r} CRK_{jkh} \cdot \Delta EZS_{jkh} \quad (4.77)$$

gdzie:  $K^r$  – zbiór pasm  $JG_{Wa}$  składających się na  $JG_{Wr}$ , podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii  $JG_{Wr}$ .

- 4.3.1.3.6.3.3. W przypadku, gdy ilość energii  $\Delta EZS_{jkh}$  dla danego pasma  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  (z wyłączeniem  $JG_{OSPa}$ ) została rozliczona, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.6.3.2., jako zmiana wymuszoną ( $ZP=1$ ), to cenę  $CRK_{jkh}$  dla tej  $JG_{Wa}$  i tego pasma zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji  $CO_2$  ( $KC_{jd}^{CO_2}$ ), wyznaczony dla tej  $JG_{Wa}$  i doby, której dotyczy rozliczenie.  $KC^{CO_2}$  jest wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.2.

- 4.3.1.3.6.3.4. Należność  $NZS$  dla  $j$ -tej  $JG_{ZW}$  za energię bilansującą planowaną  $\Delta EZS$  dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako iloczyn ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej  $CRK_{jh}$  oraz ilości energii  $\Delta EZS_{jh}$ .

$$NZS_{jh} = CRK_{jh} \cdot \Delta EZS_{jh} \quad (4.78)$$

- 4.3.1.3.6.3.5. Należność  $NZS$  dla  $j$ -tej  $JG_{Oa}$  za energię bilansującą planowaną  $\Delta EZS$  dostarczoną na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako suma iloczynów ceny rozliczeniowej  $CRK_{jkh}$  oraz ilości energii  $\Delta EZS_{jkh}$  w kolejnych pasmach.

$$NZS_{jh} = \sum_{k \in K^r} CRK_{jkh} \cdot \Delta EZS_{jkh} \quad (4.79)$$

gdzie:  $K^r$  – zbiór pasm  $JG_{Oa}$  podlegających rozliczeniu w ramach rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii.

#### **4.3.1.3.7. Rozliczanie rzeczywistej ilości dostaw energii**

##### **4.3.1.3.7.1. Rozliczenia ilościowe**

- 4.3.1.3.7.1.1. Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca nieplanowana  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczona albo odebrana przez  $j$ -tą  $JG$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$ . Ilość energii  $\Delta ESR_{jh}$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych ilość energii  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą  $JG_{Wr}$  na Rynek Bilansujący jest równa ilości energii bilansującej ograniczeń elektrownianych  $\Delta EOE_h$ , z przeciwnym znakiem, w godzinie  $h$ , wyznaczonej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.2.

$$\Delta ESR_{jh} = - \Delta EOE_h \quad (4.80)$$

- (2) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych ilość energii  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą  $JG$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  jest równa różnicy pomiędzy skorygowaną ( $ES_{jh}$ ) i rzeczywistą ( $ER_{jh}$ ) ilością dostaw energii  $j$ -tej  $JG$  do obszaru Rynku Bilansującego w godzinie  $h$ .

$$\Delta ESR_{jh} = ES_{jh} - ER_{jh} \quad (4.81)$$

##### **4.3.1.3.7.2. Cena rozliczeniowa**

- 4.3.1.3.7.2.1. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą  $JG$  na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  odbywa się według następujących cen:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  przez  $j$ -tą  $JG_{Wr}$  odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych  $CRE_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą  $JG$  na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  odbywa się według ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej ( $CW$ ) obowiązującej dla danej  $JG_{Wa}$ .

- (3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej ( $JG_{BI}$ ) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$ , obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczonej przez  $j$ -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu  $CROZh$ , obowiązującej w godzinie  $h$ .

4.3.1.3.7.2.2. Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według następujących cen:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (2) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej ( $JG_{BI}$ ) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$ , obowiązującej w godzinie  $h$ .
- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej  $\Delta ESR_{jh}$  odebranej przez  $j$ -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży  $CROSh$  obowiązującej w godzinie  $h$ .

#### 4.3.1.3.7.3. Rozliczenia wartościowe

4.3.1.3.7.3.1. Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej JG, za energię bilansującą nieplanowaną  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczoną na Rynek Bilansujący przez JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych  $CRE_h$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej JG za energię  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRE_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (4.82)$$

- (2) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej JG jest równa iloczynowi ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej tej JG ( $CW_j$ ) oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej JG za energię  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CW_j \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (4.83)$$

W rozliczeniach energii tych uruchomień, które zostały rozliczone w ramach rozliczenia kosztów uruchomień  $JG_{wa}$ , w wyniku zastosowania zasad określonych w pkt 5.3.1.7., cenę  $CW_j$  zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji  $CO_2$  ( $KC_{jd}^{CO_2}$ ), wyznaczony dla  $j$ -tej  $JG_{wa}$  i doby, której dotyczy rozliczenie.  $KC^{CO_2}$  jest wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.2.

- (3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej  $JG_{BI}$  należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{BI}$  za energię  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (4.84)$$

- (4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu  $CRO_{zh}$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  za energię  $\Delta ESR_{jh}$  dostarczoną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{zh} \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (4.85)$$

4.3.1.3.7.3.2. Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  za energię bilansującą nieplanowaną  $\Delta ESR_{jh}$  odebraną z Rynku Bilansującego przez  $JG$  w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następujących zasad:

- (1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie były uruchamiane, należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  za energię  $\Delta ESR_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.86)$$

- (2) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej  $JG_{BI}$  należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia  $CRO_h$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG_{BI}$  za energię  $\Delta ESR_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_h \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.87)$$

- (3) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży  $CRO_{sh}$  oraz ilości energii  $\Delta ESR_{jh}$ . Należność  $NSR_{jh}$  dla  $j$ -tej  $JG$  za energię  $\Delta ESR_{jh}$  odebraną w godzinie  $h$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NSR_{jh} = CRO_{sh} \cdot \Delta ESR_{jh} \quad (5.88)$$

#### **4.3.1.3.8. Rozliczenia godzinowe wynikowe**

##### **4.3.1.3.8.1. Rozliczenia ilościowe**

4.3.1.3.8.1.1. Ilość energii bilansującej  $EB_{jh}$  dostarczonej albo odebranej przez  $j$ -tą Jednostkę Grafikową na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  jest równa sumie:

- (1) Ilości energii bilansującej planowanej ( $EBP_{jh}$ ) wynikającej z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz
- (2) ilości energii bilansującej nieplanowanej ( $EBN_{jh}$ ) wynikającej z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$EB_{jh} = EBP_{jh} + EBN_{jh} = \Delta EZS_{jh} + \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh} \quad (4.89)$$

gdzie:

$$EBP_{jh} = \Delta EZS_{jh}$$

$$EBN_{jh} = \Delta EDZ_{jh} + \Delta ESR_{jh}$$

4.3.1.3.8.1.2. Energia  $EB_{jh}$  jest interpretowana w następujący sposób:

- (1)  $EB_{jh} < 0$  oznacza energię dostarczoną na RB przez  $j$ -tą JG w godzinie  $h$ ,
- (2)  $EB_{jh} > 0$  oznacza energię odebraną z RB przez  $j$ -tą JG w godzinie  $h$ .

#### **4.3.1.3.8.2. Rozliczenia wartościowe**

4.3.1.3.8.2.1. Należność  $NB_{jh}$  za energię bilansującą  $EB_{jh}$  dostarczoną albo odebraną przez  $j$ -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$  jest równa sumie:

- (1) Należności  $NBP_{jh}$  za energię bilansującą planowaną wynikających z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii oraz
- (2) Należności  $NBN_{jh}$  za energię bilansującą nieplanowaną wynikających z rozliczenia (i) zweryfikowanej oraz (ii) rzeczywistej ilości dostaw energii.

$$NB_{jh} = NBP_{jh} + NBN_{jh} = NZS_{jh} + NDZ_{jh} + NSR_{jh} \quad (4.90)$$

gdzie:

$$NBP_{jh} = NZS_{jh}$$

$$NBN_{jh} = NDZ_{jh} + NSR_{jh}$$

4.3.1.3.8.2.2. Należność  $NB_{jh}$  jest interpretowana w następujący sposób:

- (1)  $NB_{jh} < 0$  oznacza należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ ,
- (2)  $NB_{jh} > 0$  oznacza zobowiązanie  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ .

#### **4.3.1.3.9. Rozliczenie kosztów realizacji dostaw energii na Rynku Bilansującym**

4.3.1.3.9.1. Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w godzinie  $h$  ( $KCZ_h$ ) powstaje w wyniku prowadzonych przez OSP, w ramach planowania pracy systemu elektroenergetycznego, działań (i) bilansujących oraz (ii) dostosowawczych. W ramach tych działań OSP dokonuje zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej niezbędnej do zbilansowania zasobów systemu elektroenergetycznego. Koszty tej energii w godzinie  $h$  składają się na koszt  $KCZ_h$ .

4.3.1.3.9.2. Część kosztu  $KCZ_h$  odpowiadająca działaniom bilansującym (koszt bilansowania energii  $KB_h$ ) jest przenoszona poprzez Rynek Bilansujący w ramach bilansowania wielkości zapotrzebowania z generacją (zakupu lub sprzedaży energii bilansującej nieplanowanej).

4.3.1.3.9.3. Część kosztu  $KCZ_h$  odpowiadająca działaniom dostosowawczym (koszt usuwania ograniczeń  $KO_h$ ) jest przenoszona poprzez Taryfę OSP w ramach opłaty za świadczenie usług przesyłowych.

4.3.1.3.9.4. W każdej godzinie suma wartości kosztów  $KCZ_h$ ,  $KB_h$  oraz  $KO_h$  jest równa zero (warunek neutralności finansowej Rynku Bilansującego).

$$KCZ_h + KB_h + KO_h = 0 \quad (4.91)$$

4.3.1.3.9.5. Wartości kosztów  $KCZ_h$ ,  $KB_h$  oraz  $KO_h$  są wyznaczone w następujący sposób:

- (1) Koszt  $KCZ_h$  w godzinie  $h$  jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą planowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$ . Koszt  $KCZ_h$  jest równy sumie należności  $NZS$  dla poszczególnych JG.

$$KCZ_h = \sum_{j \in J} NZS_{jh} \quad (4.92)$$

- (2) Koszt  $KB_h$  w godzinie  $h$  jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą nieplanowaną dostarczoną albo odebraną na Rynku Bilansującym w godzinie  $h$ . Koszt  $KB_h$  jest wyznaczany jako suma należności  $NDZ$  oraz  $NSR$  dla poszczególnych JG.

$$KB_h = \sum_{j \in J} (NDZ_{jh} + NSR_{jh}) \quad (4.93)$$

- (3) Koszt  $KO_h$  w godzinie  $h$  ustala się jako składnik domykający bilans kosztów na Rynku Bilansującym w tej godzinie. Koszt  $KO_h$  jest wyznaczany jako suma kosztów  $KCZ_h$  i  $KB_h$  z przeciwnym znakiem.

$$KO_h = (-KCZ_h) + (-KB_h) \quad (4.94)$$

#### 4.3.1.4. Procedura rozliczeń dobowych

##### 4.3.1.4.1. Rozliczenia ilościowe dobowe

4.3.1.4.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobową ilość energii bilansującej  $EBD_{jn}$  dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dobie  $n \in N$ .

4.3.1.4.1.2. Energia  $EBD_{jn}$  jest wyznaczana jako suma ujemnych, co do wartości, energii bilansujących  $EB_{jh}$  z kolejnych godzin  $h \in H$  doby  $n$ .

$$EBD_{jn} = \sum_{h \in H} \max(-EB_{jh}, 0) \quad (4.95)$$

4.3.1.4.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobową ilość energii bilansującej  $EBO_{jn}$  odebranej z Rynku Bilansującego (sprzedanej) w dobie  $n \in N$ .

4.3.1.4.1.4. Energia  $EBO_{jn}$  jest wyznaczana jako suma dodatnich, co do wartości, energii bilansujących  $EB_{jh}$  z kolejnych godzin  $h \in H$  doby  $n$ .

$$EBO_{jn} = \sum_{h \in H} \max(EB_{jh}, 0) \quad (4.96)$$

##### 4.3.1.4.2. Rozliczenia wartościowe dobowe

4.3.1.4.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność  $NBD_{jn}$  za energię bilansującą dostarczoną ( $EBD_{jn}$ ) na Rynek Bilansujący w dobie  $n \in N$ .

- 4.3.1.4.2.2. Należność  $NBD_{jn}$  jest wyznaczana jako suma należności  $NB_{jh}$  z tych godzin  $h \in H$  doby  $n$ , w których JG dostarczała energię na Rynek Bilansujący (dla których  $EB_{jh} < 0$ ).

$$NBD_{jn} = \sum_{h \in H} NB_{jh}^d \quad (4.97)$$

gdzie:

$$NB_{jh}^d = \begin{cases} -NB_{jh} & \text{gdyn } EB_{jh} < 0 \\ 0 & \text{gdyn } EB_{jh} \geq 0 \end{cases}$$

- 4.3.1.4.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dobową należność  $NBO_{jn}$  za energię bilansującą odebraną ( $EBO_{jn}$ ) z Rynku Bilansującego w dobie  $n \in N$ .

- 4.3.1.4.2.4. Należność  $NBO_{jn}$  jest wyznaczana jako suma należności  $NB_{jh}$  z tych godzin  $h \in H$  doby  $n$ , w których JG odbierała energię z Rynku Bilansującego (dla których  $EB_{jh} > 0$ ).

$$NBO_{jn} = \sum_{h \in H} NB_{jh}^o \quad (4.98)$$

gdzie:

$$NB_{jh}^o = \begin{cases} NB_{jh} & \text{gdyn } EB_{jh} \geq 0 \\ 0 & \text{gdyn } EB_{jh} < 0 \end{cases}$$

#### **4.3.1.4.3. Ceny rozliczeniowe dobowe**

- 4.3.1.4.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobową  $CBD_{jn}$  za energię bilansującą dostarczoną ( $EBD_{jn}$ ) na Rynek Bilansujący w dobie  $n \in N$ .

$$CBD_{jn} = NBD_{jn} / EBD_{jn} \quad (4.99)$$

- 4.3.1.4.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dobową  $CBO_{jn}$  za energię bilansującą odebraną ( $EBO_{jn}$ ) z Rynku Bilansującego w dobie  $n \in N$ .

$$CBO_{jn} = NBO_{jn} / EBO_{jn} \quad (4.100)$$

#### **4.3.1.5. Procedura rozliczeń dekadowych**

##### **4.3.1.5.1. Rozliczenia ilościowe dekadowe**

- 4.3.1.5.1.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej  $EBDD_{jd}$  dostarczonej (zakupionej) na Rynek Bilansujący w dekadzie  $d \in D$ .

- 4.3.1.5.1.2. Energia  $EBDD_{jd}$  jest wyznaczana jako suma energii bilansującej  $EBD_{jn}$  dostarczonej w kolejnych dobach  $n \in N_d$  dekady  $d$ .

$$EBDD_{jd} = \sum_{n \in N_d} EBD_{jn} \quad (4.101)$$

- 4.3.1.5.1.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej  $EBOD_{jd}$  odebranej (sprzedanej) z Rynku Bilansującego w dekadzie  $d \in D$ .

- 4.3.1.5.1.4. Energia  $EBOD_{jd}$  jest wyznaczana jako suma energii bilansującej  $EBO_{jn}$  odebranej w kolejnych dobach  $n \in N_d$  dekady  $d$ .

$$EBOD_{jd} = \sum_{n \in N_d} EBO_{jn} \quad (4.102)$$

#### **4.3.1.5.2. Rozliczenia wartościowe dekadowe**

4.3.1.5.2.1. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność  $NBDD_{jd}$  za energię bilansującą dostarczoną ( $EBDD_{jd}$ ) na Rynek Bilansujący w dekadzie  $d \in D$ .

4.3.1.5.2.2. Należność  $NBDD_{jd}$  jest wyznaczana jako suma należności  $NBD_{jn}$  z kolejnych dób  $n \in N_d$  dekady  $d$ .

$$NBDD_{jd} = \sum_{n \in N_d} NBD_{jn} \quad (4.103)$$

4.3.1.5.2.3. Dla każdej JG jest wyznaczana dekadowa należność  $NBOD_{jd}$  za energię bilansującą odebraną ( $EBOD_{jd}$ ) z Rynku Bilansującego w dekadzie  $d \in D$ .

4.3.1.5.2.4. Należność  $NBOD_{jd}$  jest wyznaczana jako suma należności  $NBO_{jn}$  z kolejnych dób  $n \in N_d$  dekady  $d$ .

$$NBOD_{jd} = \sum_{n \in N_d} NBO_{jn} \quad (4.104)$$

#### **4.3.1.5.3. Ceny rozliczeniowe dekadowe**

4.3.1.5.3.1. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa  $CBDD_{jd}$  za energię bilansującą dostarczoną ( $EBDD_{jd}$ ) na Rynek Bilansujący w dekadzie  $d$ .

$$CBDD_{jd} = NBDD_{jd} / EBDD_{jd} \quad (4.105)$$

4.3.1.5.3.2. Dla każdej JG jest wyznaczana cena rozliczeniowa dekadowa  $CBOD_{jd}$  za energię bilansującą odebraną ( $EBOD_{jd}$ ) z Rynku Bilansującego w dekadzie  $d$ .

$$CBOD_{jd} = NBOD_{jd} / EBOD_{jd} \quad (4.106)$$

#### **4.3.1.6. Procedura korygowania rozliczeń**

4.3.1.6.1. Każdy OR, a poprzez niego również URB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

4.3.1.6.2. W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

4.3.1.6.3. Po otrzymaniu 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.

4.3.1.6.4. Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

4.3.1.6.5. Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych dekad w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne. Długość okresu korygowania oraz miesiące wykonywania korekty dla poszczególnych dekad są określane w następujący sposób:

- (1) Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych do grudnia 2009 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 13 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  oraz  $m+13$ .

- (2) Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych od stycznia 2010 roku włącznie są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  oraz  $m+15$ .
- 4.3.1.6.6. Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.
- 4.3.1.6.7. W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.
- 4.3.1.6.8. Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

#### **4.3.1.7. Rozliczanie kosztów uruchomień $JG_{Wa}$**

##### **4.3.1.7.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń**

- 4.3.1.7.1.1. Podmiotem rozliczanym w ramach rozliczenia kosztów uruchomień jest Uczestnik Rynku Bilansującego typu wytwórca ( $URB_W$ ). Rozliczenie dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych należących do danego  $URB_W$ .
- 4.3.1.7.1.2. Przedmiotem rozliczeń są koszty uruchomień Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych należących do danego  $URB_W$ .
- 4.3.1.7.1.3. W ramach rozliczenia kosztów uruchomień  $JG_{Wa}$  są uwzględniane wszystkie wykonane na polecenie OSP uruchomienia  $JG_{Wa}$  z wyłączeniem uruchomień wykonanych:
- (1) Na wniosek wytwórcy.
  - (2) Po postoju  $JG_{Wa}$  zgłoszonym przez wytwórcę.
  - (3) Po awarii  $JG_{Wa}$  spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy.

W zakresie ppkt (1) nie uwzględnia się zgłoszenia  $URB_W$  dotyczącego wskazania proponowanej przez  $URB_W$  do uruchomienia  $JG_{Wa}$ , w związku z awarią innej  $JG_{Wa}$  tego  $URB_W$ .

- 4.3.1.7.1.4. Rozliczenia kosztów uruchomień  $JG_{Wa}$  danego  $URB_W$  są dokonywane na podstawie cen za uruchomienie (CU) tych  $JG_{Wa}$  określonych w Umowie przesyłania z danym  $URB_W$ .
- 4.3.1.7.1.5. Cena CU dla danej  $JG$  Wytwórczej aktywnej jest określana w zł/uruchomienie, dla poszczególnych stanów cieplnych tej jednostki - rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia tej jednostki obejmującego koszty:
- (1) Paliwa, w tym koszt: mazutu, węgla, gazu i sorbentu.
  - (2) Wody zdemineralizowanej.
  - (3) Pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia  $JG_{Wa}$ .

(4) Energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej JG<sub>wa</sub>.

(5) Gospodarczego korzystania ze środowiska, składowania odpadów paleniskowych.

W ramach kosztu uruchomienia JG<sub>wa</sub> nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania JG<sub>wa</sub>.

4.3.1.7.1.6. Okresem rozliczeniowym kosztów uruchomień jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

4.3.1.7.1.7. Rozliczenie kosztów uruchomień jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(1) Dobowym – na podstawie dobowych danych ilościowych. Wielkości rozliczeniowe dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $n+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie  $n+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.

(2) Miesięcznym – na podstawie dobowych danych ilościowych, agregowanych do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

4.3.1.7.1.8. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Po upływie tego okresu 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. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

4.3.1.7.1.9. Koszty uruchomień są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

#### **4.3.1.7.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe**

4.3.1.7.2.1. Należność dobową  $NU_{jd}$  za uruchomienia  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> zrealizowane w dobie  $d$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NU_{jd} = \sum_{s \in S} CU_{js} \cdot LU_{jds} \quad (4.107)$$

gdzie:

$CU_{js}$  – Cena jednostkowa za uruchomienie  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> zrealizowane ze stanu cieplnego  $s$ , określona w Umowie przesyłania z danym URB<sub>w</sub>.

$LU_{jds}$  – Liczba uruchomień  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> zrealizowanych w dobie  $d$  ze stanu cieplnego  $s$ , zakwalifikowanych do rozliczeń zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.7.2.2.

$S$  – Zbiór stanów cieplnych JG<sub>wa</sub>, z których następuje uruchamianie JG<sub>wa</sub>;  $S = \{\text{gorący, ciepły, zimny}\}$ .

4.3.1.7.2.2. Do rozliczeń są kwalifikowane wszystkie uruchomienia JG<sub>wa</sub> z wyłączeniem każdego z poniższych uruchomień:

- (1) Uruchomienia, które nie zostało zaplanowane przez OSP w planie BPKD/OS.
- (2) Uruchomienia na wniosek wytwórcy dotyczący zapewnienia pracy jego JG<sub>wa</sub>.
- (3) Uruchomienia, które nie zostało w pełni zrealizowane, z wyłączeniem uruchomień przerwanych na polecenie OSP lub przerwanych z powodu zakłócenia pracy sieci nie należących do wytwórcy. Przez uruchomienie w pełni zrealizowane rozumie się uruchomienie, dla którego został zakończony proces uruchamiania i co najmniej w następnym kwadransie po kwadransie, kiedy to nastąpiło:
  - (i) JG<sub>wa</sub> pracowała dostarczając energię do sieci, lub
  - (ii) JG<sub>wa</sub> znajdowała się w postoju w rezerwie lub w postoju z powodu wydarzeń w sieci przesyłowej albo w sieci dystrybucyjnej, lub
  - (iii) JG<sub>wa</sub> pracowała poza siecią na polecenie OSP lub z powodu zakłóceń w pracy sieci nie należących do wytwórcy.
- (4) Uruchomienia, które było realizowane:
  - (4.1) Po odstawieniu JG<sub>wa</sub>, pracującej i dostarczającej energię do sieci, do postoju innego niż postój w rezerwie lub postój z powodu wydarzeń w sieci przesyłowej albo w sieci dystrybucyjnej, oraz
  - (4.2) Po przejściu JG<sub>wa</sub>, pracującej i dostarczającej energię do sieci, do trybu pracy poza siecią wynikającej z powodu innego niż polecenie OSP lub zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy.

4.3.1.7.2.3. Należność miesięczna  $NU_{jm}$  za uruchomienia  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> w miesiącu  $m$  jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $NU_{jd}$  z poszczególnych dni  $d \in D_m$  miesiąca  $m$ :

$$NU_{jm} = \sum_{d \in D_m} NU_{jd} \quad (4.108)$$

4.3.1.7.2.4. W rozliczeniach kosztów uruchomień JG<sub>wa</sub> dla danej doby są uwzględniane wyłącznie uruchomienia JG<sub>wa</sub>, które zostały zakończone w tej dobie.

4.3.1.7.2.5. Liczba uruchomień  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> zrealizowanych w miesiącu  $m$  ( $LU_{jm}$ ) jest równa sumie dobowych liczb uruchomień tej JG<sub>wa</sub> z poszczególnych stanów cieplnych ( $LU_{jds}$ ). Średnia cena za uruchomienia  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> w miesiącu  $m$  ( $CU_{jm}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $NU_{jm}$  oraz miesięcznej liczby uruchomień  $LU_{jm}$ .

#### **4.3.1.8. Rozliczanie dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG<sub>wa</sub>**

##### **4.3.1.8.1. Zakres oraz warunki dokonywania rozliczeń**

4.3.1.8.1.1. Podmiotem rozliczanym w ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej wynikających z realokacji USE na JG<sub>wa</sub> (nazywanych też „dodatkowymi kosztami wytwarzania energii”) jest Uczestnik Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB<sub>w</sub>). Rozliczenie dotyczy wszystkich JG<sub>wa</sub> należących do danego URB<sub>w</sub>.

4.3.1.8.1.2. Przedmiotem rozliczeń jest dodatkowy koszt wytwarzania energii wynikający z realokacji USE na rynku bilansującym na  $JG_{wa}$  inne niż określone w procesie zgłoszeń USE przez  $URB_w$ . W ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii,  $URB_w$  otrzymują rekompensatę w wysokości, w jakiej koszty wytwarzania energii przez  $JG_{wa}$ , na które zostały realokowane USE, przekraczają rynkową wartość energii, jednak nie większej niż różnica pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez  $JG_{wa}$ , na które zostały realokowane USE, oraz przez  $JG_{wa}$ , na które te USE zostały zgłoszone przez  $URB_w$ .

4.3.1.8.1.3. Koszt wytwarzania energii elektrycznej przez  $JG_{wa}$  jest wyznaczany na podstawie ceny wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej ( $CWE$ ) równej sumie ceny rozliczeniowej wymuszonej dostawy energii elektrycznej przez  $JG_{wa}$  ( $CWD$ ) oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji  $CO_2$  dla  $JG_{wa}$  ( $KC^{CO_2}$ ).

$$CWE = CWD + KC^{CO_2} \quad (4.109)$$

4.3.1.8.1.4. Rynkowa wartość energii elektrycznej dla każdej godziny doby jest wyznaczana na podstawie rynkowej ceny energii elektrycznej ( $RCE$ ) równej ważonej wolumenem energii elektrycznej średniej z cen energii określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach Dnia Następnego prowadzonych przez  $URB_{GE}$ .

$$RCE = \frac{\sum_{s \in S} CG_s \cdot EG_s}{\sum_{s \in S} EG_s} \quad (4.110)$$

gdzie:

- $CG_s$  – Cena energii elektrycznej określona w systemie kursu jednolitego na sesji  $s$  rynku Dnia Następnego [zł/MWh].
- $EG_s$  – Ilość energii elektrycznej stanowiąca wolumen obrotu na sesji  $s$  rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego [MWh].
- $S$  – Zbiór sesji rynku Dnia Następnego z określaniem ceny energii w systemie kursu jednolitego prowadzonych przez  $URB_{GE}$ .

4.3.1.8.1.5. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego.

4.3.1.8.1.6. Rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

- (1) Dobowym – na podstawie dobowych danych ilościowych. Wielkości rozliczeniowe dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $n+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie  $n+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.
- (2) Miesięcznym – na podstawie dobowych danych ilościowych, agregowanych do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

- 4.3.1.8.1.7. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekta rozliczenia miesiąca  $m$  jest wykonywana w miesiącach  $m+2$ ,  $m+4$  oraz  $m+15$ . Po upływie okresu przewidzianego na korekty 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. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- 4.3.1.8.1.8. Dodatkowe koszty wytwarzania energii są pokrywane z przychodów z opłaty przesyłowej według stawki jakościowej Taryfy OSP.

#### 4.3.1.8.2. Rozliczenia ilościowe i wartościowe

- 4.3.1.8.2.1. Należność godzinowa  $NDKW_h$  dla danego  $URB_w$  w godzinie  $h$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana, z zastrzeżeniem punktu 4.3.1.8.2.2., według następującego wzoru:

$$NDKW_h = - \sum_{j \in J} \max(0, CWE_{jd} - RCE_h) \cdot RUSE_{jh}^+ \quad (4.111)$$

gdzie:

- $CWE_{jd}$  – Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej  $j$ -tej  $JG_{wa}$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh].
- $RCE_h$  – Rynkowa cena energii elektrycznej w godzinie  $h$  [zł/MWh].
- $RUSE_{jh}^+$  – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na  $j$ -tą  $JG_{wa}$  w godzinie  $h$  [MWh].
- $J$  – Zbiór  $JG_{wa}$  należących do  $URB_w$ .

- 4.3.1.8.2.2. Jeżeli wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.8.2.1. należność  $NDKW$  dla danej godziny i danego  $URB_w$  jest większa od różnicy pomiędzy sumarycznym kosztem wytworzenia energii z USE przez  $JG_{wa}$ , na które zostały realokowane USE, oraz przez  $JG_{wa}$ , na które te USE zostały zgłoszone przez  $URB_w$  ( $NDKW^{MAX}$ ), to w rozliczeniach przyjmuje się  $NDKW$  równe  $NDKW^{MAX}$ . Wartość  $NDKW^{MAX}$  dla danej godziny i danego  $URB_w$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$NDKW_h^{MAX} = - \left( \sum_{j \in J} CWE_{jd} \cdot RUSE_{jh}^+ + \sum_{j \in J} CWE_{jd} \cdot RUSE_{jh}^- \right) \quad (4.112)$$

gdzie:

- $CWE_{jd}$  – Ceny wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej  $j$ -tej  $JG_{wa}$  dla doby handlowej  $d$  [zł/MWh].
- $RUSE_{jh}^+$  – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na  $j$ -tą  $JG_{wa}$  w godzinie  $h$  [MWh].
- $RUSE_{jh}^-$  – Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z  $j$ -tej  $JG_{wa}$  w godzinie  $h$  [MWh].
- $J$  – Zbiór  $JG_{wa}$  należących do  $URB_w$ .

- 4.3.1.8.2.3. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$  ( $RUSE_{jh}^+$ ) jest równa ujemnej różnicy pomiędzy zweryfikowaną (EZ) i skorygowaną (ES) ilością dostaw energii tej  $JG_{Wa}$ , w części w jakiej ta różnica nie została rozliczona na RB jako przyrost generacji, z powodu skompensowania tego przyrostu redukcją generacji na innej  $JG_{Wa}$  o niższej cenie CWE, w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich  $JG_{Wa}$  należących do  $URB_w$  poprzez jego  $JG_{Wr}$ .
- 4.3.1.8.2.4. Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$  ( $RUSE_{jh}^-$ ) jest równa dodatniej różnicy pomiędzy zweryfikowaną (EZ) i skorygowaną (ES) ilością dostaw energii tej  $JG_{Wa}$ , w części w jakiej ta różnica nie została rozliczona na RB jako redukcja generacji, z powodu skompensowania przez nią przyrostu generacji na innej  $JG_{Wa}$  o wyższej cenie CWE w ramach mechanizmu łącznego rozliczania wszystkich  $JG_{Wa}$  należących do  $URB_w$  poprzez jego  $JG_{Wr}$ .
- 4.3.1.8.2.5. Należność dobową  $NDKW_d$  dla danego  $URB_w$  w dobie handlowej  $d$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $NDKW_h$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby.

$$NDKW_d = \sum_{h \in H} NDKW_h \quad (4.113)$$

- 4.3.1.8.2.6. Należność miesięczną  $NDKW_m$  dla danego  $URB_w$  w miesiącu  $m$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $NDKW_d$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$ .

$$NDKW_m = \sum_{d \in Dm} NDKW_d \quad (4.114)$$

## 4.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych $JG_{Wa}$

### 4.3.2.1. Ogólne zasady rozliczeń

- 4.3.2.1.1. Rozliczenia regulacyjnych usług systemowych są realizowane dla poszczególnych Jednostek Grafikowych (JG).
- 4.3.2.1.2. Odpłatność za regulacyjne usługi systemowe odbywa się według stawek (cen) opłat wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(1) i (2) oraz ustalonych z poszczególnymi wytwórcami w Umowach przesyłania, z zastrzeżeniem pkt 4.3.2.1.17.
- 4.3.2.1.3. Dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych są stosowane następujące ceny rozliczeniowe:

- (1) Cena za operacyjną rezerwę mocy dla wszystkich JG:

- (1.1)  $C_h^{OR}$  – cena za operacyjną rezerwę mocy [zł/MW-h] w godzinie  $h$ , wyznaczona według wzoru:

$$C_h^{OR} = \min \left( \frac{BGOR}{\sum_{j \in Jwr} POR_{jh}}, CRRM \right) \quad (4.115)$$

gdzie:

$BGOR$  – Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy, wyznaczony w sposób określony w pkt 4.3.2.1.4.

$\sum_{j \in Jwr} POR_{jh}$  – Ilość operacyjnej rezerwy mocy kupiona przez OSP w godzinie  $h$ , wyznaczona jako suma ilości POR określonych dla poszczególnych  $JG_{Wr}$  w sposób określony w pkt 4.3.2.3.1.3.

$CRRM$  – Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy, wyznaczona w sposób określony w pkt 4.3.2.1.6.

$Jwr$  – Zbiór  $JG_{Wr}$ .

(2) Cena za udział w regulacji  $j$ -tej JG:

(2.1)  $C_j^{REG}$  – cena za udział w regulacji [zł/MWh]  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ , wyznaczona według wzoru:

$$C_j^{REG} = 0,05 \cdot CW_j \quad (4.116)$$

(3) Cena za pracę w przeciążeniu  $j$ -tej JG:

(3.1)  $C_j^{Przec}$  – cena godzinowa za moc przeciążenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(4) Cena za pracę w zaniżeniu  $j$ -tej JG:

(4.1)  $C_j^{Zan}$  – cena godzinowa za moc zaniżenia, określona w Umowie przesyłania [zł/MW].

(5) Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej  $j$ -tej JG:

(5.1)  $C_j^{ARNE}$  – cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej, określona w Umowie przesyłania [zł/h].

4.3.2.1.4. Wielkość budżetu godzinowego operacyjnej rezerwy mocy ( $BGOR$ ) jest wyznaczana dla każdego roku obowiązywania Taryfy OSP jako iloraz: (i) Uzasadnionego kosztu pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) oraz (ii) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w danym roku obowiązywania Taryfy OSP.

4.3.2.1.5. Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) wynika z poziomu kosztów zakupu tej usługi, przyjętego do kalkulacji Taryfy OSP.

4.3.2.1.6. Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM) jest równa średniemu jednostkowemu technicznemu kosztowi stałemu zdolności wytwórczych  $JG_{Wa}$  bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży, skorygowanemu współczynnikiem efektywności  $w_e$ , odniesionemu do mocy osiągalnej  $JG_{Wa}$ , alokowanemu do godzin szczytu zapotrzebowania (rozumianych jako okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych).

Dla 2014 roku wartość ceny CRRM została wyznaczona na podstawie średnich kosztów stałych bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży wykonanych w latach 2010 – 2012, skorygowanych współczynnikiem efektywności  $w_e$  równym 0,93, zindeksowanych odpowiednio wykonanymi wskaźnikami inflacji w latach 2011 i 2012 i prognozowanymi wskaźnikami inflacji na lata 2013 i 2014 oraz na podstawie mocy osiągalnych  $JG_{Wa}$  w latach 2010 – 2012. Wartość ceny CRRM dla 2014 roku wynosi 37,13 zł/MW-h.

Wartość ceny CRRM dla kolejnych lat po 2014 roku jest wyznaczana poprzez indeksację ceny z roku poprzedniego, przy czym od 2016 roku stosuje się współczynnik efektywności  $w_e$  równy 1,00. Cena CRRM dla kolejnego roku  $r$  jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$CRRM_r = \frac{CRRM_{r-1} \cdot w_{e,r} \cdot WS_{r-1} \cdot PWI_r}{w_{e,r-1} \cdot WS_r} \quad (4.117)$$

gdzie:

- $w_{e,r}$  – Współczynnik efektywności dla roku  $r$ .
- $WS_r$  – Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania wyznaczony dla roku  $r$ , jako iloraz: (i) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w roku  $r$ , oraz (ii) liczby wszystkich godzin w roku  $r$ .
- $PWI_r$  – Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla roku  $r$ .
- $r$  – Indeks roku, dla którego jest wyznaczana cena CRRM.

4.3.2.1.7. Wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM) dla roku  $r$  obowiązywania Taryfy OSP jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$WRM_r = 0,18 \cdot \frac{\left( \sum_{m=9}^{12} ZAP_{m,r-2}^{MAX} \cdot WPZ_{r-1} + \sum_{m=1}^8 ZAP_{m,r-1}^{MAX} \right) \cdot WPZ_r}{12} - \sum_{j \in Jir_z} P_j^{OS} \quad (4.118)$$

gdzie:

- $ZAP_{m,r-2}^{MAX}$ ,  $ZAP_{m,r-1}^{MAX}$  – Maksymalna godzinowa wielkość zapotrzebowania brutto na moc odbiorców krajowych ( $ZKSE^{MAX}$ ), pomniejszonego o zrealizowaną na polecenie OSP redukcję poboru mocy przez sterowane odbiory energii, wyznaczona dla miesiąca  $m \in \{9, \dots, 12\}$  roku  $r-2$  oraz miesiąca  $m \in \{1, \dots, 8\}$  roku  $r-1$ .

- $WPZ_{r-1},$   
 $WPZ_r$  – Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku  $r-1, r$ .
- $p^{OS}$  – Moc osiągalna jednostki wytwórczej.
- $Jirz_r$  – Zbiór jednostek wytwórczych świadczących usługę interwencyjnej rezerwy zimnej w roku  $r$ .
- $r$  – Indeks roku, dla którego jest wyznaczana wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM).

4.3.2.1.8. OSP publikuje niezwłocznie na swojej stronie internetowej wartości następujących parametrów stosowanych w modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP:

- (1.1) Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy (BGOR).
- (1.2) Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM).
- (1.3) Wielkość godzinowa wymaganej operacyjnej rezerwy mocy (WRM).
- (1.4) Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania (WS).
- (1.5) Liczba godzin szczytu zapotrzebowania.
- (1.6) Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych (PWI).
- (1.7) Prognozowany wskaźnik zmiany zapotrzebowania na moc KSE w roku (WPZ).
- (1.8) Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie brutto na moc odbiorców krajowych pomniejszone o zrealizowaną na polecenie OSP redukcję poboru mocy przez sterowane odbiory energii, w poszczególnych miesiącach roku ( $ZAP^{MAX}$ ).
- (1.9) Sumaryczne zdolności wytwórcze jednostek wytwórczych świadczących usługę interwencyjnej rezerwy zimnej.

4.3.2.1.9. Cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej ( $C^{ARNE}$ ) odzwierciedla koszty eksploatacji układów ARNE.

4.3.2.1.10. Okresem rozliczeniowym RUS jest miesiąc kalendarzowy a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego. Rozliczenie RUS jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

- (1) Dobowym – na podstawie godzinowych danych ilościowych. Wielkości godzinowe dla doby  $n$  są wyznaczone przez OSP w dobie  $n+1$ , jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń, oraz w dobie  $n+4$ , jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń miesięcznych.
- (2) Miesięcznym – na podstawie godzinowych danych ilościowych i wartościowych, agregowanych do postaci dobowej a następnie do postaci miesięcznej. Miesięczne dane są podstawą do wystawienia faktur.

- 4.3.2.1.11. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekty rozliczeń dotyczą 4 miesięcy kalendarzowych poprzedzających miesiąc, w którym jest dokonywana korekta. Po upływie tego okresu 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. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.
- 4.3.2.1.12. Należność za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej może być naliczona wyłącznie dla tych JG, które pracowały z załączonym, na polecenie OSP, układem regulacji, odpowiednio pierwotnej lub wtórnej.
- 4.3.2.1.13. Dla JG uruchamianych z postoju, za początkowy czas naliczania należności za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej, przyjmuje się czas zakończenia uruchamiania tj. osiągnięcia przez JG jej minimum technicznego.
- 4.3.2.1.14. Praca JG z zaniżeniem lub przeciążeniem jest płatna za średnią w godzinie, wyznaczoną na podstawie wielkości 15-minutowych, moc zniżenia lub przeciążenia z jaką dana JG pracowała na polecenie OSP.
- 4.3.2.1.15. Należność za udział w automatycznej regulacji mocy biernej i napięcia może być naliczona za czas pracy układu ARNE, przy czym załączenie i wyłączenie układu ARNE odbywa się na polecenie OSP.
- 4.3.2.1.16. Jako czas załączenia oraz wyłączenia układów regulacji pierwotnej, wtórnej i ARNE przyjmuje się czasy wykonania przez wytwórcę, na podstawie polecenia OSP, operacji załączenia oraz wyłączenia odpowiedniego układu regulacji. Czas wykonania danej operacji jest potwierdzany przez wytwórcę poprzez przesłanie do OSP odpowiedniego komunikatu systemem SOWE.
- 4.3.2.1.17. W przypadku załączenia automatycznych układów regulacji napięć w węzłach wytwórczych (ARNE) na polecenie OSP na JG, dla których nie jest określona w Umowie przesyłania cena godzinowa za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej ( $C^{ARNE}$ ), odpłatność za udział w automatycznej regulacji mocy biernej i napięcia jest realizowana według maksymalnej ceny obowiązującej w bieżącym okresie rozliczeniowym.
- 4.3.2.1.18. Stwierdzenie przez OSP braku zdolności danej JG do regulacji lub negatywna ocena przez OSP jakości regulacji w okresie dłuższym niż 5 godzin powoduje utratę prawa do wynagrodzenia dla wytwórcy za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej, poczynając od pierwszej godziny, dla której stwierdzono nieprawidłowość. Wynagrodzenie za udział w regulacji pierwotnej lub wtórnej przysługuje ponownie od następnej doby handlowej po przeprowadzeniu pozytywnych testów sprawdzających.

#### **4.3.2.2. Dokładność rozliczeń**

- 4.3.2.2.1. Dla każdego rodzaju usługi jej ilość godzinowa, dobową i miesięczną jest wyznaczana z dokładnością do czterech miejsc po przecinku.
- 4.3.2.2.2. Dla każdego rodzaju usługi jej cena dobową i miesięczną jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

4.3.2.2.3. Dla każdego rodzaju usługi jej wartość godzinowa, dobowa i miesięczna jest wyznaczana z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku.

### 4.3.2.3. Procedury rozliczeń ilościowych i wartościowych

#### 4.3.2.3.1. Rozliczenia za operacyjną rezerwę mocy

4.3.2.3.1.1. Rozliczenie operacyjnej rezerwy mocy jest realizowane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej ( $JG_{WR}$ ) i dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych składających się na tą  $JG_{WR}$ . Rozliczenie jest dokonywane dla godzin szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

4.3.2.3.1.2. Należność godzinowa  $N_{jh}^{OR}$  dla  $j$ -tej  $JG_{WR}$  w godzinie  $h$  za operacyjną rezerwę mocy jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{OR} = C_h^{OR} \cdot POR_{jh} \quad (4.119)$$

gdzie:

$C_h^{OR}$  [zł/MW-h] - Cena za operacyjną rezerwę mocy w godzinie  $h$ , wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.2.1.3.(1).

$POR_{jh}$  [MW-h] - Zdolności wytwórcze  $j$ -tej  $JG_{WR}$  stanowiące w godzinie  $h$  operacyjną rezerwę mocy, wyznaczone zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.2.3.1.3.

4.3.2.3.1.3. Zdolności wytwórcze  $JG_{Wa}$  danego  $URB_W$  stanowiące w godzinie  $h$  operacyjną rezerwę mocy (POR) są wyznaczane dla  $JG_{WR}$  należącej do tego  $URB_W$ , z zastrzeżeniem pkt 4.3.2.3.1.4., w następujący sposób:

(1) Dla  $JG_{WR}$  reprezentującej jednostki wytwórcze ciepłne:

$$POR_h = \begin{cases} \max(0, \sum_{j \in Jw} P_{jh}^{DYSPe} - \max(0, \sum_{j \in Jw} ED_{jh}^b + EGW_h^{rb})) & \text{gdy } \sum_{j \in Jw} ED_{jh}^b \geq \sum_{j \in Jw} ER_{jh}^b \\ \max(0, \sum_{j \in Jw} P_{jh}^{DYSPe} - \max(0, \sum_{j \in Jw} ER_{jh}^b + EGW_h^{rb})) & \text{gdy } \sum_{j \in Jw} ED_{jh}^b < \sum_{j \in Jw} ER_{jh}^b \end{cases} \quad (4.120)$$

gdzie:

$P_{jh}^{DYSPe}$  [MW-h] - Moc dyspozycyjna  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$  dostępna dla OSP ze względu na warunki pracy elektrowni.

$EGW_h^{rb}$  [MWh] - Wyrażona w wartościach brutto ilość dostaw energii bilansującej planowanej  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{WR}$ , w godzinie  $h$ , rozliczona na RB jako wymuszona dostawa energii elektrycznej,  $EGW_h^{rb} \leq 0$ .

$ED_{jh}^b$  [MWh] - Wyrażona w wartościach brutto deklarowana ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .

$ER_{jh}^b$  [MWh] - Wyrażona w wartościach brutto rzeczywista ilość dostaw energii  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w godzinie  $h$ .

$Jw$  - Zbiór  $JG_{Wa}$  składających się na daną  $JG_{WR}$  należącą do  $URB_W$ .

przy czym do wyznaczenia wielkości brutto na podstawie wielkości netto stosuje się współczynniki wyznaczone, jako iloraz: (i) mocy brutto oraz (ii) mocy netto, określonych dla poszczególnych pasm w ofercie bilansującej.

- (2) Dla  $JG_{Wr}$  reprezentującej jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych:
- (2.1) Godzinowa wielkość operacyjnej rezerwy mocy ( $POR_h$ ) dla  $JG_{Wr}$  jest wyznaczana jako rozkład mocy odpowiadającej możliwej do wyprodukowania ilości energii w godzinach szczytu zapotrzebowania ponad energię faktycznie wyprodukowaną w tych godzinach, proporcjonalny do niewykorzystanego godzinowego potencjału generacyjnego jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowych składających się na  $JG_{Wr}$ .
- (2.2) Możliwa do wyprodukowania ilość energii w godzinach szczytu zapotrzebowania przez jednostki składające się na  $JG_{Wr}$ , ponad energię faktycznie wyprodukowaną w tych godzinach przez te jednostki, jest wyznaczana uwzględniając: (i) poziom wody górnego zbiornika o godzinie 7.00 oraz wzrost napełnienia górnego zbiornika w wyniku dopływu naturalnego, (ii) poziom wody i pojemność dolnego zbiornika oraz (iii) wykonane wielkości generacji i (iv) wykonane wielkości pompowania w poszczególnych godzinach szczytu zapotrzebowania.

4.3.2.3.1.4. W przypadku, gdy dla  $JG_{Wa}$  danego  $URB_w$ , znajdującej się w postoju dyspozycyjnym zostało wydane polecenie uruchomienia tej  $JG_{Wa}$  i w ramach jego realizacji, z powodu awarii  $JG_{Wa}$  spowodowanej przyczynami innymi niż zakłócenie pracy sieci nie należących do wytwórcy, nie uzyskano stanu synchronizacji tej  $JG_{Wa}$  z siecią, to przy wyznaczaniu  $POR$  dla  $JG_{Wr}$   $URB_w$  przyjmuje się dla tej  $JG_{Wa}$  wartość  $P^{DYSPe}$  równą zero dla okresu 180 godzin poprzedzających wystąpienie przerwania tego uruchomienia, liczonego włącznie z godziną, w której wystąpiło przerwanie tego uruchomienia. Jeżeli w okresie 180 godzin poprzedzających przerwanie tego uruchomienia,  $JG_{Wa}$  pracowała, to za okres, dla którego  $P^{DYSPe}$  jest równa zero przyjmuje się godziny od: (i) godziny wystąpienia przerwania tego uruchomienia do (ii) następnej godziny po godzinie, w której  $JG_{Wa}$  zakończyła pracę przed przerwaniem uruchomieniem.

W zależności od terminu wystąpienia nieudanego uruchomienia w stosunku do realizacji rozliczeń na RB, korekta wartości  $P^{DYSPe}$  jest uwzględniana w ramach rozliczenia pierwotnego albo rozliczenia korygującego.

4.3.2.3.1.5. Należność dobową  $N_{jd}^{OR}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w dobie  $d$  za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{OR}$  z poszczególnych godzin  $h \in H^S$  danej doby:

$$N_{jd}^{OR} = \sum_{h \in H^S} N_{jh}^{OR} \quad (4.121)$$

gdzie:

$H^S$  - Zbiór godzin szczytu zapotrzebowania obejmujący okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych.

4.3.2.3.1.6. Ilość zdolności wytwórczych  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w dobie  $d$  ( $POR_{jd}$ ) jest równa sumie wielkości godzinowych  $POR_{jh}$  dla godzin szczytu zapotrzebowania.

4.3.2.3.1.7. Należność miesięczna  $N_{jm}^{OR}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w miesiącu  $m$  za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{OR}$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$  oraz należności uzupełniającej miesięcznej  $NU_{jm}^{OR}$  za operacyjną rezerwę mocy w miesiącu  $m$ , wyznaczonej w sposób określony w pkt 4.3.2.3.1.8.:

$$N_{jm}^{OR} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{OR} + NU_{jm}^{OR} \quad (4.122)$$

4.3.2.3.1.8. Należność uzupełniająca miesięczna  $NU_{jm}^{OR}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w miesiącu  $m$  za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych godzinach miesiąca  $m$  według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w miesiącu  $m$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jm}^{OR} = \min \left[ \left( LH_m^S \cdot BGOR - \sum_{d \in Dm} \sum_{i \in Jwr} N_{id}^{OR} \right) \cdot \frac{\sum_{d \in Dm} (POR_{jd} \cdot CRRM - N_{jd}^{OR})}{\sum_{d \in Dm} \sum_{i \in Jwr} (POR_{id} \cdot CRRM - N_{id}^{OR})} \cdot \sum_{d \in Dm} (POR_{jd} \cdot CRRM - N_{jd}^{OR}) \right] \quad (4.123)$$

gdzie:

$BGOR$  [zł] - Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy.

$CRRM$  [zł/MW-h] - Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy.

$POR_{jd}$  [MW-h] - Zdolności wytwórcze  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w dobie  $d$  rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy.

$N_{jd}^{OR}$  [zł] - Należność dobową dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w dobie  $d$  za operacyjną rezerwę mocy.

$LH_m^S$  - Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w miesiącu  $m$ , obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych miesiąca  $m$ .

$Dm$  - Zbiór dób miesiąca  $m$ .

$Jwr$  - Zbiór  $JG_{Wr}$ .

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{d \in Dm} \sum_{i \in Jwr} (POR_{id} \cdot CRRM - N_{id}^{OR}) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca miesięczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej  $JG_{Wr}$  w miesiącu  $m$  jest równa zero.

4.3.2.3.1.9. Ilość zdolności wytwórczych  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w miesiącu  $m$  ( $POR_{jm}$ ) jest równa sumie wielkości dobowych  $POR_{jd}$ . Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{OR}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{OR}$  oraz miesięcznej ilości operacyjnej rezerwy mocy  $POR_{jm}$ .

### 4.3.2.3.2. Rozliczenia za udział w regulacji pierwotnej

4.3.2.3.2.1. Należność godzinowa  $N_{jh}^{RP}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za udział w regulacji pierwotnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RP} = C_j^{REG} \cdot P_{jh}^{RP} \quad (4.124)$$

gdzie:

$C_j^{REG}$  [zł/MWh] - Cena za udział w regulacji  $j$ -tej JG, wyznaczona w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(2).

$P_{jh}^{RP}$  [MWh] - Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ , wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.2.3.2.2.

4.3.2.3.2.2. Wielkość  $P_{jh}^{RP}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RP} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^4 \frac{t_{jhk}^{RP} \cdot P_{jk}^+}{\tau} \cdot T \quad (4.125)$$

przy czym:

(1) Jeżeli w kwadransie  $k$  dana JG pracowała wyłącznie w regulacji pierwotnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 1), to:

$$P_{jk}^+ = P_{S_j}^+ \quad (4.126)$$

(2) Jeżeli w kwadransie  $k$  dana JG pracowała w regulacji pierwotnej i regulacji wtórnej (znacznik wykorzystania regulacji jest równy 3), to:

$$P_{jk}^+ = P_{Sp_j}^+ \quad (4.127)$$

gdzie:

$t_{jhk}^{RP}$  [min] - Liczba minut w kwadransie  $k$  godziny  $h$ , w których  $j$ -ta JG pracowała z załączonym układem regulacji pierwotnej. Czas  $t_{jhk}^{RP}$  jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.2.3.

$P_{S_j}^+$  [MW] - Dodatni zakres regulacji pierwotnej w zakresie mocy osiągalnej  $P^{OS}$ . Wielkość  $P_{S_j}^+$  jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{S_j}^+ = \min \{ P_j^{OS} - BPP_{1j}^{MAX}, P_{S_j} \}$$

gdzie:

$P_j^{OS}$  - Moc osiągalna  $j$ -tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

$BPP_{1j}^{MAX}$  - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy  $j$ -tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 1) potwierdzona protokołem odbioru.

$P_{s_j}$  - dodatni zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

$P_{sp_j^+}$  [MW] - Dodatni zakres regulacji pierwotnej poza zakresem ARCM w zakresie mocy osiągalnej  $P_j^{OS}$ . Wielkość  $P_{sp_j^+}$  jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{sp_j^+} = \min \{P_j^{OS} - BPP_{3j}^{MAX} - Pm_j, Psa_j\}$$

gdzie:

$P_j^{OS}$  - Moc osiągalna  $j$ -tej JG potwierdzona protokołem odbioru.

$BPP_{3j}^{MAX}$  - Maksymalna dopuszczalna wartość zmian Bieżącego Punktu Pracy  $j$ -tej JG przy załączonej regulacji pierwotnej i wtórnej (dla znacznika udziału w regulacji równego 3) potwierdzona protokołem odbioru.

$Pm_j$  - Dodatni zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

$Psa_j$  - Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG na górnym brzegu zakresu regulacji ARCM potwierdzony protokołem odbioru.

$\tau$  [min] Stała przeliczeniowa ( $T = 15$ ).

$T$  [h] Stała przeliczeniowa ( $T = 1$ ).

4.3.2.3.2.3. Dana JG bierze udział w regulacji pierwotnej, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG ma zaplanowany w planie BPKD/OS znacznik udziału w regulacji równy 1 albo 3 (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji pierwotnej).
- (3) JG pracuje z załączonym, poprawnie działającym układem regulacji pierwotnej.

4.3.2.3.2.4. Należność dobową  $N_{jd}^{RP}$  dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za udział w regulacji pierwotnej jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{RP}$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby:

$$N_{jd}^{RP} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RP} \quad (4.128)$$

4.3.2.3.2.5. Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{RP}$ ) jest równy sumie wielkości godzinowych  $P_{jh}^{RP}$ .

4.3.2.3.2.6. Należność miesięczną  $N_{jm}^{RP}$  dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji pierwotnej jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{RP}$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$ :

$$N_{jm}^{RP} = \sum_{d \in D_m} N_{jd}^{RP} \quad (4.129)$$

4.3.2.3.2.7. Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RP}$ ) jest równy sumie wielkości dobowych  $P_{jd}^{RP}$ . Średnia cena za udział  $j$ -tej JG w regulacji pierwotnej w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RP}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{RP}$  oraz miesięcznego zakresu regulacji pierwotnej  $P_{jm}^{RP}$ .

#### 4.3.2.3.3. Rozliczenia za udział w regulacji wtórnej

4.3.2.3.3.1. Należność godzinowa  $N_{jh}^{RW}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za udział w regulacji wtórnej jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{RW} = C_j^{REG} \cdot P_{jh}^{RW} \quad (4.130)$$

gdzie:

$C_j^{REG}$  [zł/MWh] - Cena za udział w regulacji  $j$ -tej JG, wyznaczona w sposób określony w pkt 4.3.2.1.3.(2).

$P_{jh}^{RW}$  [MWh] - Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ , wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.2.3.3.2.

4.3.2.3.3.2. Wielkość  $P_{jh}^{RW}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana według wzoru:

$$P_{jh}^{RW} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^4 \frac{t_{jhk}^{RW} \cdot Pm_j}{\tau} \cdot T \quad (4.131)$$

gdzie:

$t_{jhk}^{RW}$  [min] - Liczba minut w kwadransie  $k$  godziny  $h$ , w których  $j$ -ta JG pracowała z załączonym układem regulacji wtórnej. Czas  $t_{jhk}^{RW}$  jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.3.3.

$Pm_j$  [MW] - Dodatni zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG potwierdzony protokołem odbioru.

$\tau$  [min] Stała przeliczeniowa ( $T = 15$ ).

$T$  [h] Stała przeliczeniowa ( $T = 1$ ).

4.3.2.3.3.3. Dana JG bierze udział w regulacji wtórnej, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) JG ma zaplanowany w planie BPKD/OS znacznik udziału w regulacji równy 2 albo 3 (OSP wydał polecenie pracy JG z załączonym układem regulacji wtórnej).
- (3) JG pracuje z załączonym, poprawnie działającym układem regulacji wtórnej.

4.3.2.3.3.4. Należność dobową  $N_{jd}^{RW}$  dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za udział w regulacji wtórnej jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{RW}$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby:

$$N_{jd}^{RW} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{RW} \quad (4.132)$$

4.3.2.3.3.5. Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{RW}$ ) jest równy sumie wielkości godzinowych  $P_{jh}^{RW}$ .

4.3.2.3.3.6. Należność miesięczna  $N_{jm}^{RW}$  dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji wtórnej jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{RW}$  z poszczególnych dób  $d \in D_m$  miesiąca  $m$ :

$$N_{jm}^{RW} = \sum_{d \in D_m} N_{jd}^{RW} \quad (4.133)$$

4.3.2.3.3.7. Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RW}$ ) jest równy sumie wielkości dobowych  $P_{jd}^{RW}$ . Średnia cena za udział  $j$ -tej JG w regulacji wtórnej w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RW}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{RW}$  oraz miesięcznego zakresu regulacji wtórnej  $P_{jm}^{RW}$ .

#### 4.3.2.3.4. Rozliczenia za pracę z przeciążeniem

4.3.2.3.4.1. Należność godzinowa  $N_{jh}^{Przec}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za pracę z przeciążeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Przec} = C_j^{Przec} \cdot P_{jh}^{Przec} \quad (4.134)$$

gdzie:

$C_j^{Przec}$  [zł/MW] - Cena za moc przeciążenia  $j$ -tej JG określona w Umowie przesyłania.

$P_{jh}^{Przec}$  [MW] - Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ .

4.3.2.3.4.2. Moc przeciążenia  $P_{jh}^{Przec}$   $j$ -tej JG w godziny  $h$  jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc przeciążenia wynikająca z jej mocy przeciążeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{Przec} = \frac{\sum_{k=1}^4 (\min\{P_{jkh}^{Pz}, P_{jkh}^{Pw}\} - P_j^{OS})}{4} \quad (4.135)$$

gdzie:

$P_{jkh}^{Pz}$  [MW] - Zadana wielkość obciążenia  $j$ -tej JG w  $k$ -tym kwadransie godziny  $h$ , określona przez OSP w planie BPKD/OS jako polecenie pracy JG z przeciążeniem.

$P_{jkh}^{Pw}$  [MW] - Wykonana wielkość obciążenia  $j$ -tej JG w  $k$ -tym kwadransie godziny  $h$ , potwierdzona przez wytwórcę poprzez system SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z przeciążeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z przeciążeniem to  $P_{jkh}^{Pw} = P_j^{OS}$ .

$P_j^{OS}$  [MW] - Moc osiągalna  $j$ -tej JG.

4.3.2.3.4.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z przeciążeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) Dla JG są określone w Umowie przesyłania warunki pracy z przeciążeniem, w tym cena za moc przeciążenia.
- (3) OSP wydał polecenie pracy JG z przeciążeniem, tzn. moc obciążenia tej JG ustalona w procesie planowania BPKD jest większa od jej mocy osiągalnej.
- (4) JG pracowała z przeciążeniem.

4.3.2.3.4.4. Należność dobową  $N_{jd}^{Przec}$  dla  $j$ -tej JG za pracę z przeciążeniem w dobie  $d$  jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{Przec}$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby:

$$N_{jd}^{Przec} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{Przec} \quad (4.136)$$

4.3.2.3.4.5. Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{Przec}$ ) jest równa sumie wielkości godzinowych  $P_{jh}^{Przec}$ .

4.3.2.3.4.6. Należność miesięczną  $N_{jm}^{Przec}$  dla  $j$ -tej JG za pracę z przeciążeniem w miesiącu  $m$  jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{Przec}$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$ :

$$N_{jm}^{Przec} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{Przec} \quad (4.137)$$

4.3.2.3.4.7. Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Przec}$ ) jest równa sumie wielkości dobowych  $P_{jd}^{Przec}$ . Średnia cena za moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Przec}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{Przec}$  oraz miesięcznej mocy przeciążenia  $P_{jm}^{Przec}$ .

#### 4.3.2.3.5. Rozliczenia za pracę z zaniżeniem

4.3.2.3.5.1. Należność godzinowa  $N_{jh}^{Zan}$  dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za pracę z zaniżeniem jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{Zan} = C_j^{Zan} \cdot P_{jh}^{Zan} \quad (4.138)$$

gdzie:

$C_j^{Zan}$  [zł/MW] - Cena za moc zaniżenia  $j$ -tej JG określona w Umowie przesyłania.

$P_{jh}^{Zan}$  [MW] - Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w godzinie  $h$ .

4.3.2.3.5.2. Moc zaniżenia  $P_{jh}^{Zan}$   $j$ -tej JG w godzinie  $h$  jest wyznaczana jako średnia godzinowa moc zaniżenia wynikająca z jej mocy zaniżeń w kolejnych kwadransach tej godziny:

$$P_{jh}^{Zan} = \frac{\sum_{k=1}^4 (P_j^{MIN\_TECH} - \max\{P_{jkh}^{Zz}, P_{jkh}^{Zw}\})}{4} \quad (4.139)$$

gdzie:

$P_{jkh}^{Zz}$  [MW] - Zadana wielkość obciążenia  $j$ -tej JG w  $k$ -tym kwadransie godziny  $h$ , określona przez OSP w planie BPKD/OS jako polecenie pracy JG z zaniżeniem.

$P_{jkh}^{Zw}$  [MW] - Wykonana wielkość obciążenia  $j$ -tej JG w  $k$ -tym kwadransie godziny  $h$ , potwierdzona przez wytwórcę poprzez system SOWE jako wykonanie polecenia pracy JG z zaniżeniem. W przypadku, gdy JG nie pracuje w danym kwadransie z zaniżeniem, to  $P_{jkh}^Z = P_j^{MIN\_TECH}$ .

$P_j^{MIN\_TECH}$  [MW] - Moc minimum technicznego  $j$ -tej JG.

4.3.2.3.5.3. Praca JG jest kwalifikowana w danym kwadransie jako praca z zaniżeniem, jeżeli w tym kwadransie są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) JG uczestniczy w RB.
- (2) Dla JG są określone w Umowie przesyłania warunki pracy z zaniżeniem, w tym cena za moc zaniżenia.
- (3) OSP wydał polecenie pracy JG z zaniżeniem, tzn. moc obciążenia tej JG ustalona w procesie planowania BPKD jest mniejsza od jej mocy minimum technicznego.
- (4) JG pracowała z zaniżeniem.

4.3.2.3.5.4. Należność dobową  $N_{jd}^{Zan}$  dla  $j$ -tej JG za pracę z zaniżeniem w dobie  $d$  jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{Zan}$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby:

$$N_{jd}^{Zan} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{Zan} \quad (4.140)$$

4.3.2.3.5.5. Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{Zan}$ ) jest równa sumie wielkości godzinowych  $P_{jh}^{Zan}$ .

4.3.2.3.5.6. Należność miesięczną  $N_{jm}^{Zan}$  dla  $j$ -tej JG za pracę z zaniżeniem w miesiącu  $m$  jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{Zan}$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$ :

$$N_{jm}^{Zan} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{Zan} \quad (4.141)$$

4.3.2.3.5.7. Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Zan}$ ) jest równa sumie wielkości dobowych  $P_{jd}^{Zan}$ . Średnia cena za moc zaniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Zan}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{Zan}$  oraz miesięcznej mocy zaniżenia  $P_{jm}^{Zan}$ .

#### 4.3.2.3.6. Rozliczenia za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej

4.3.2.3.6.1. Należność godzinowa  $N_{jh}^{ARNE}$  dla  $j$ -tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w godzinie  $h$  jest obliczana według wzoru:

$$N_{jh}^{ARNE} = C_j^{ARNE} \cdot t_{jh}^{ARNE} \quad (4.142)$$

gdzie:

$C_j^{ARNE}$  [zł/h] - Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej przez  $j$ -tą JG określona w Umowie przesyłania albo zgodnie z zasadami zawartymi w pkt 4.3.2.1.17.

$t_{jh}^{ARNE}$  [h] - Czas pracy  $j$ -tej JG z załączonym układem ARNE w godzinie  $h$ . Czas  $t_{jh}^{ARNE}$  jest wyznaczany zgodnie z zasadami podanymi w pkt 4.3.2.3.6.2.

4.3.2.3.6.2. Dla danej JG jej praca jest kwalifikowana jako z załączonym układem ARNE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:

- (1) OSP wydał, w ramach procesu planowania BPKD, polecenie pracy JG z załączonym układem ARNE.
- (2) JG jest w trakcie uruchamiania po synchronizacji albo pracuje a jednocześnie ma załączony, poprawnie działający układ ARNE.

4.3.2.3.6.3. Należność dobową  $N_{jd}^{ARNE}$  dla  $j$ -tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w dobie  $d$  jest wyznaczana jako suma godzinowych należności  $N_{jh}^{ARNE}$  z poszczególnych godzin  $h \in H$  danej doby:

$$N_{jd}^{ARNE} = \sum_{h \in H} N_{jh}^{ARNE} \quad (4.143)$$

4.3.2.3.6.4. Czas pracy z załączonym układem ARNE  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $t_{jd}^{ARNE}$ ) jest równy sumie wielkości godzinowych  $t_{jh}^{ARNE}$ .

4.3.2.3.6.5. Należność miesięczną  $N_{jm}^{ARNE}$  dla  $j$ -tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w miesiącu  $m$  jest wyznaczana jako suma dobowych należności  $N_{jd}^{ARNE}$  z poszczególnych dób  $d \in Dm$  miesiąca  $m$ :

$$N_{jm}^{ARNE} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{ARNE} \quad (4.144)$$

4.3.2.3.6.6. Czas pracy z załączonym układem ARNE  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $t_{jm}^{ARNE}$ ) jest równy sumie wielkości dobowych  $t_{jd}^{ARNE}$ . Średnia cena za automatyczną regulację napięcia i mocy biernej przez  $j$ -tą JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{ARNE}$ ) jest równa ilorazowi należności miesięcznej  $N_{jm}^{ARNE}$  oraz miesięcznego czasu pracy z załączonym układem ARNE  $t_{jm}^{ARNE}$ .

#### 4.3.2.4. Zasady odpłatności za energię elektryczną związaną ze świadczeniem RUS

4.3.2.4.1. Energia elektryczna związana ze świadczeniem regulacyjnych usług systemowych jest rozliczana na rynku bilansującym zgodnie z procedurami zawartymi w pkt 4.3.1.

#### 4.3.2.5. Opłaty za niedotrzymanie dyscypliny ruchowej

4.3.2.5.1. Operator Systemu Przesyłowego może naliczać opłaty płatne przez wytwórców, których jednostki wytwórcze nie dotrzymują dyscypliny ruchowej.

4.3.2.5.2. Zobowiązania poszczególnych jednostek wytwórczych wobec OSP w zakresie produkcji energii elektrycznej w każdej godzinie doby handlowej są równe energii odniesienia ( $E_{ODN}$ ), która obejmuje:

- (1) Energię elektryczną ( $E_{BPP}$ ) wynikającą z bieżących punktów pracy (BPP), wyznaczaną jako średnia wartość z BPP dla danej godziny i wyrażoną w MWh.
- (2) Energię elektryczną wynikającą z działania układów regulacji wtórnej związanego z przebiegiem sygnału sterującego.

$$\Delta E_w = \int_{t=0}^t P_{w\_zadane}(t) dt \quad (4.145)$$

gdzie:

$P_{w\_zadane}$  [MW] – Wartość zadana mocy regulacji wtórnej jednostki wytwórczej wypracowywana przez regulator centralny (LFC).

$t$  [h] – Podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

- (3) Energię elektryczną ( $\Delta E_p$ ) wynikającą z działania układów regulacji pierwotnej spowodowanego zmianami częstotliwości w KSE.

$$\Delta E_p = \frac{\Delta \bar{f} \cdot P_{OS}}{f_N \cdot S} \cdot t \quad (4.146)$$

gdzie:

$\Delta \bar{f}$  [Hz] – średnia odchyłka częstotliwości ( $\Delta f = f - f_N$ ) w danej godzinie.

$P_{OS}$  [MW] – Moc osiągalna danej JW.

$f$  [Hz] – Chwilowa wartość częstotliwości.

$f_N$  [Hz] – Częstotliwość znamionowa (50 Hz).

$S$  – – Statyzm danej JW.

$t$  [h] – podstawowy okres rozliczeniowy, równy 1 godzinie.

4.3.2.5.3. Nie dotrzymanie dyscypliny ruchowej jest rozumiane jako odchylenie produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia określonej wzorem:

$$E_{ODN} = E_{BPP} + \Delta E_{Y1} - \Delta E_p \quad (4.147)$$

- 4.3.2.5.4. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość mniejszą niż  $\pm 3\%$  mocy osiągalnej ( $P^{OS}$ ), opłat nie stosuje się.
- 4.3.2.5.5. W przypadku odchylenia produkcji energii elektrycznej przez daną jednostkę wytwórczą od energii odniesienia o wielkość większą od  $\pm 3\%$   $P^{OS}$  Operator Systemu Przesyłowego może naliczyć opłatę równą dwukrotnej wartości iloczynu ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO) i ilości energii, będącej różnicą pomiędzy rzeczywistą produkcją energii elektrycznej a energią odniesienia.
- 4.3.2.5.6. Opłaty za odchylenia produkcji energii elektrycznej, o których mowa w pkt 4.3.2.5.5. mogą być naliczane wyłącznie za odchylenia produkcji energii elektrycznej wyznaczone na warunkach określonych w pkt 4.3.2.5.2.
- 4.3.2.5.7. Odłączenie lub załączenie układów regulacji oraz układu ARNE może nastąpić wyłącznie na polecenie OSP.
- 4.3.2.5.8. W przypadku nie zastosowania się przez wytwórcę do zasady, o której mowa w pkt 4.3.2.5.7., lub wystąpienia sytuacji, o której mowa w pkt 4.3.2.1.18., wytwórca zapłaci OSP opłatę w wysokości równej należności za 12-godzinną pracę przedmiotowego układu.
- 4.3.2.5.9. Wpływy z opłat za niedotrzymywanie dyscypliny ruchowej przez JW pomniejszają koszty zapewnienia jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej stanowiące podstawę do kalkulacji opłaty jakościowej w taryfie OSP.

### 4.3.3. Rozliczenia niezgodnionej wymiany międzysystemowej

- 4.3.3.1. Przedmiotem rozliczeń jest Energia Niezgodniona Wymiany Międzysystemowej, zwana dalej ENW. ENW jest rozliczana dla każdego UWM i każdej godziny niezależnie.
- 4.3.3.2. Ilość ENW w danej godzinie dla danego UWM działającego jako URB jest wyznaczana jako różnica pomiędzy ilością energii  $ED_{WM}$ , wynikającą z przyjętych na RB do realizacji  $USE_{WM}$ , a ilością energii  $E_{GWM}$ , wynikającą z  $GWM_U$ :

$$ENW = ED_{WM} - E_{GWM} \quad (4.148)$$

gdzie:

$ENW$  – Ilość Energii Niezgodnionej Wymiany Międzysystemowej.

$ED_{WM}$  – Suma ilości energii z przyjętych na RB do realizacji  $USE_{WM}$ .

$E_{GWM}$  – Suma ilości energii z  $GWM_U$ .

- 4.3.3.3. Energia ENW jest rozliczana na RB, jako energia bilansująca nieplanowana danego URB będącego UWM.
- 4.3.3.4. W rozliczeniach na RB energii bilansującej nieplanowanej odpowiadającej energii ENW są stosowane następujące ogólne zasady:
- (1) W przypadku dostarczenia ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CROz.

- (2) W przypadku odbioru ENW na RB jest ona rozliczana według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży CROs.

4.3.3.5. W rozliczeniach energii ENW, jako składnika energii bilansującej, stosuje się odpowiednie zasady i procedury obowiązujące na RB, określone w pkt 4.3.1.

#### **4.3.4. Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy $JG_{wa}$**

##### **4.3.4.1. Ogólne zasady rozliczeń**

4.3.4.1.1. Przedmiotem rozliczeń w ramach rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy  $JG_{wa}$  są zdolności wytwórcze  $JG_{wa}$  stanowiące operacyjną rezerwę mocy (POR), wyznaczone dla  $JG_{wr}$  zgodnie z pkt 4.3.2.3.1.3.

4.3.4.1.2. Należności z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy  $JG_{wa}$  są wyznaczone, z zastrzeżeniem pkt 4.3.4.1.3., w ramach kwoty stanowiącej Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) niewydatkowanej w rozliczeniach miesięcznych, dokonanych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.2.3.1.

4.3.4.1.3. Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy dla  $JG_{wr}$  dla danego roku obowiązywania Taryfy OSP, wyznaczona przy uwzględnieniu należności miesięcznych za operacyjną rezerwę mocy oraz należności uzupełniającej rocznej za operacyjną rezerwę mocy dla tego roku, nie może być większa od ceny CRRM wyznaczonej dla tego roku zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.2.1.6.

4.3.4.1.4. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwą mocy  $JG_{wa}$  jest rok obowiązywania Taryfy OSP. Terminem płatności jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego.

4.3.4.1.5. Korekta rozliczeń jest wykonywana do 15. dnia czwartego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Po upływie tego okresu 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. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

4.3.4.1.6. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwą mocy  $JG_{wa}$ , według zasad określonych w pkt 4.3.4., jest stosowane po raz pierwszy poczynając od roku obowiązywania Taryfy OSP zatwierdzonej przez Prezesa URE dla 2016 roku.

##### **4.3.4.2. Procedura rozliczeń ilościowych i wartościowych**

4.3.4.2.1. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwą mocy jest realizowane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej ( $JG_{wr}$ ) i dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych składających się na tą  $JG_{wr}$ . Rozliczenie jest dokonywane dla godzin szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku obowiązywania Taryfy OSP.

4.3.4.2.2. Należność uzupełniająca roczna  $NU_{jr}^{OR}$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w roku  $r$  za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych miesiącach roku  $r$  według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w roku  $r$  dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jr}^{OR} = \min \left[ \left( LH_r^S \cdot BGOR - \sum_{m \in Mr} \sum_{i \in Jwr} N_{im}^{OR} \right) \cdot \frac{\sum_{m \in Mr} (POR_{jm} \cdot CRRM - N_{jm}^{OR})}{\sum_{m \in Mr} \sum_{i \in Jwr} (POR_{im} \cdot CRRM - N_{im}^{OR})}, \sum_{m \in Mr} (POR_{jm} \cdot CRRM - N_{jm}^{OR}) \right] \quad (4.149)$$

gdzie:

$BGOR$  [zł] - Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy dla roku  $r$  wyznaczony zgodnie z pkt 4.3.2.1.4.

$CRRM$  [zł/MW-h] - Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy dla roku  $r$  wyznaczona zgodnie z pkt 4.3.2.1.6.

$POR_{jm}$  [MW-h] - Zdolności wytwórcze  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w miesiącu  $m$  rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy, wyznaczone zgodnie z pkt 4.3.2.3.1.9.

$N_{jm}^{OR}$  [zł] - Należność miesięczna dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w miesiącu  $m$  za operacyjną rezerwę mocy, wyznaczona zgodnie z pkt 4.3.2.3.1.7.

$LH_r^S$  - Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w roku  $r$ , obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku  $r$ .

$Mr$  - Zbiór miesięcy roku  $r$ .

$Jwr$  - Zbiór  $JG_{Wr}$ .

$r$  - Indeks roku obowiązywania Taryfy OSP.

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{m \in Mr} \sum_{i \in Jwr} (POR_{im} \cdot CRRM - N_{im}^{OR}) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca roczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej  $JG_{Wr}$  w roku  $r$  jest równa zero.

4.3.4.2.3. Ilość zdolności wytwórczych  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w roku  $r$  ( $POR_{jr}$ ) jest równa sumie wielkości miesięcznych  $POR_{jm}$ , wyznaczonych zgodnie z pkt 4.3.2.3.1.9.

## 4.4. Procedury fakturowania i rozliczeń finansowych

### 4.4.1. Zasady ogólne

4.4.1.1. Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP, odpowiednio raport handlowy oraz raport handlowy korygujący.

- 4.4.1.2. Każdy URB wystawia zbiorczą fakturę oraz fakturę korygującą, odpowiednio do zakresu swojego działania, oddzielnie za sprzedaż energii bilansującej, RUS oraz kosztów uruchomień JG<sub>wa</sub>.
- 4.4.1.3. Na fakturze muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze muszą być zawarte:
- (1) Numer raportu handlowego.
  - (2) Okres rozliczeniowy.
- 4.4.1.4. Na fakturze korygującej dla każdego okresu rozliczeniowego objętego korektą muszą być zawarte wszystkie informacje zgodne ze stosownym rozporządzeniem Ministra Finansów i wymagane z punktu widzenia prawa podatkowego. Dodatkowo na fakturze korygującej muszą być zawarte:
- (1) Numer raportu handlowego korygującego.
  - (2) Numer raportu handlowego (korygowanego).
  - (3) Okres rozliczeniowy (korygowany).
- 4.4.1.5. Rozliczenia finansowe pomiędzy URB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.
- 4.4.1.6. W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest obowiązany do przesłania jej listem poleconym do jej odbiorcy lub też jej dostarczenia w inny sposób nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.
- 4.4.1.7. Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.
- 4.4.1.8. W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z 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 obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.
- 4.4.1.9. Ceny i stawki powołane w Warunkach 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 obowiązującymi w tym zakresie przepisami. URB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

#### **4.4.2. Procedury dotyczące rynku bilansującego**

- 4.4.2.1. Faktury za energię bilansującą wystawiają URB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 4.4.2.2. Faktury i faktury korygujące za energię zakupioną na Rynek Bilansujący (dostarczoną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB.

- 4.4.2.3. Faktury i faktury korygujące za energię sprzedaną z Rynku Bilansującego (odebraną przez URB) w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia OSP.
- 4.4.2.4. Faktury zakupu energii na Rynek Bilansujący winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $EBDD_{ud}$ ).
  - (2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $CBDD_{ud}$ ).
  - (3) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $NBDD_{ud}$ ).
- 4.4.2.5. Faktury sprzedaży energii z Rynku Bilansującego winny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $EBOD_{ud}$ ).
  - (2) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $CBOD_{ud}$ ).
  - (3) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $NBOD_{ud}$ ).
- 4.4.2.6. Faktury korygujące zakupu energii na Rynek Bilansujący winny zawierać:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
    - (1.1.) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $EBDD_{ud}$ )
    - (1.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $CBDD_{ud}$ ).
    - (1.3.) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $NBDD_{ud}$ ).
  - (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
    - (2.1.) Sumaryczną ilość energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $EBDD_{ud}$ )
    - (2.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $CBDD_{ud}$ ).
    - (2.3.) Sumaryczną należność za energię dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB ( $NBDD_{ud}$ ).
  - (3) Wielkość korekty
    - (3.1.) Zmianę ilości energii dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.

- (3.2.) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
  - (3.3.) Zmianę należności za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- 4.4.2.7. Faktury korygujące sprzedaży energii z Rynku Bilansującego winny zawierać:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:
    - (1.1.) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*EBOD<sub>ud</sub>*).
    - (1.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*CBOD<sub>ud</sub>*).
    - (1.3.) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*NBOD<sub>ud</sub>*).
  - (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
    - (2.1.) Sumaryczną ilość energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*EBOD<sub>ud</sub>*).
    - (2.2.) Cenę rozliczeniową dekadową energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*CBOD<sub>ud</sub>*).
    - (2.3.) Sumaryczną należność za energię odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB (*NBOD<sub>ud</sub>*).
  - (3) Wielkość korekty.
    - (3.1.) Zmianę ilości energii odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
    - (3.2.) Zmianę ceny rozliczeniowej dekadowej energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
    - (3.3.) Zmianę należności za energię bilansującą odebraną z Rynku Bilansującego w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego URB.
- 4.4.2.8. Terminem płatności faktur za energię bilansującą jest 25 dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 4.4.2.9. W przypadku, gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z Zabezpieczenia Z<sub>RB</sub> Uczestnika Rynku Bilansującego w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki naliczane zgodnie z obowiązującymi przepisami.
- 4.4.2.10. W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia Uczestnika Rynku Bilansującego OSP ma prawo podjąć działania pozwalające na ograniczenie zobowiązań Uczestnika Rynku Bilansującego (jego Jednostek Grafikowych).

#### **4.4.3. Procedury dotyczące świadczenia RUS**

- 4.4.3.1. Faktury za świadczenie Regulacyjnych Usług Systemowych w poszczególnych okresach rozliczeniowych (miesiącach kalendarzowych) wystawiają URB nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.
- 4.4.3.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane wielkości rozliczeniowe dla wszystkich JG należących do URB, które są objęte umową o świadczenie RUS:
- (1) Zestawienie dostarczonych RUS – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:
    - (1.1.) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.
    - (1.2.) Cenę za dostarczoną usługę.
    - (1.3.) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.
  - (2) Łączna należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.
- 4.4.3.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:
    - (1.1.) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.
    - (1.2.) Cenę za dostarczoną usługę.
    - (1.3.) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.
    - (1.4.) Łączną należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.
  - (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:
    - (2.1.) Miesięczną wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.
    - (2.2.) Cenę za dostarczoną usługę.
    - (2.3.) Należność miesięczną za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.
    - (2.4.) Łączną należność za regulacyjne usługi systemowe dostarczone (skorygowane) przez wszystkie JG w danym miesiącu.
  - (3) Wielkość korekty – dla każdej dostarczonej usługi RUS należy zamieścić:
    - (3.1.) Zmianę miesięcznej wielkość usługi dostarczonej przez wszystkie JG.

- (3.2.) Zmianę ceny za dostarczoną usługę.
- (3.3.) Zmianę należności miesięcznej za dostarczoną usługę przez wszystkie JG.
- (3.4.) Zmianę łącznej należności za regulacyjne usługi systemowe dostarczone przez wszystkie JG w danym miesiącu.

4.4.3.4. Terminem płatności faktur za świadczenie regulacyjnych usług systemowych jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

#### **4.4.4. Procedury dotyczące rozliczania kosztów uruchomień JG<sub>wa</sub>**

4.4.4.1. Faktury dotyczące rozliczenia kosztów uruchomień JG<sub>wa</sub> w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB<sub>w</sub> nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.4.2. Na fakturze winna być wyspecyfikowana należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień dotycząca wszystkich JG<sub>wa</sub> należących do URB<sub>w</sub>. W ramach tego na fakturze należy zamieścić:

- (1) Liczbę uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
- (2) Cenę za uruchomienia.
- (3) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

4.4.4.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
  - (1.1.) Liczba uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
  - (1.2.) Cena za uruchomienia.
  - (1.3.) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
  - (2.1.) Liczba uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
  - (2.2.) Cena za uruchomienia.
  - (2.3.) Należność z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
- (3) Wielkość korekty:
  - (3.1.) Zmiana liczby uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.
  - (3.2.) Zmiana ceny za uruchomienia.

(3.3.) Zmiana należności z tytułu rozliczenia kosztów uruchomień zrealizowanych w danym miesiącu przez wszystkie JG.

4.4.4.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie kosztów uruchomień jest 22. dzień po zakończeniu miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie kosztów uruchomień jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

#### **4.4.5. Procedury dotyczące rozliczania dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG<sub>wa</sub>**

4.4.4.1. Faktury dotyczące rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii przez JG<sub>wa</sub> w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB<sub>w</sub> nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.4.2. Na fakturze winna być wyspecyfikowana należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii wszystkich JG<sub>wa</sub> należących do URB<sub>w</sub>. W ramach tego na fakturze należy zamieścić:

- (1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.
- (2) Cenę realokowanej energii.
- (3) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

4.4.4.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
  - (1.1.) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.
  - (1.2.) Cena realokowanej energii.
  - (1.3.) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
  - (2.1.) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.
  - (2.2.) Cena realokowanej energii.
  - (2.3.) Należność z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.
- (3) Wielkość korekty:
  - (3.1.) Zmiana ilości energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym w danym okresie rozliczeniowym na wszystkie JG.
  - (3.2.) Zmiana ceny realokowanej energii.

(3.3.) Zmiana należności z tytułu rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii w danym okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG.

4.4.4.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest 22. dzień po zakończeniu miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

#### **4.4.6. Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub>**

4.4.6.1. Faktury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB<sub>w</sub> nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

4.4.6.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> w danym okresie rozliczeniowym.

4.4.6.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> w danym okresie rozliczeniowym.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> w danym okresie rozliczeniowym.

4.4.6.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

## **4.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych**

### **4.5.1. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rynku bilansującego**

#### **4.5.1.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy**

- 4.5.1.1.1. Raport dobowy (RD) dotyczący danej doby jest udostępniany 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 Raportów RD w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- 4.5.1.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.1.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:
- (1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:
    - (1.1.) Deklarowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (ED).
    - (1.2.) Zweryfikowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (EZ).
    - (1.3.) Skorygowana ilość dostaw energii dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (ES).
    - (1.4.) Rzeczywista ilość dostaw dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (ER).
    - (1.5.) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  ( $\Delta$ EDZ).
    - (1.6.) Ilość energii bilansującej planowanej każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  ( $\Delta$ EZS).
    - (1.7.) Ilość energii bilansującej nieplanowanej każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  ( $\Delta$ ESR).
    - (1.8.) Ilość energii bilansującej dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (EB).
    - (1.9.) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (CRK).
    - (1.10.) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikająca z rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (NDZ).
    - (1.11.) Należność za energię bilansującą planowaną wynikająca z rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (NZS).
    - (1.12.) Należność za energię bilansującą nieplanowaną wynikająca z rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (NSR).

- (1.13.) Należność za energię bilansującą dla każdej JG w każdej godzinie doby  $n$  (NB).
- (1.14.) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący w dobie  $n$  przez każdą JG (EBD).
- (1.15.) Sumaryczna ilość energii bilansującej odebranej na Rynku Bilansującym w dobie  $n$  przez każdą JG (EBO).
- (1.16.) Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie  $n$  przez każdą JG (CBD).
- (1.17.) Cena rozliczeniowa dobową za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie  $n$  przez każdą JG (CBO).
- (1.18.) Sumaryczna należność za energię bilansującą dostarczoną na Rynek Bilansujący w dobie  $n$  przez każdą JG (NBD).
- (1.19.) Sumaryczna należność za energię bilansującą odebraną na Rynku Bilansującym w dobie  $n$  przez każdą JG (NBO).
- (2) Informacje dla wszystkich OR:
  - (2.1.) Koszt całkowity pokrycia zapotrzebowania w obszarze Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby  $n$  (KCZ).
  - (2.2.) Koszty bilansowania energii w każdej godzinie doby  $n$  (KB).
  - (2.3.) Koszty usuwania ograniczeń w każdej godzinie doby  $n$  (KO).
  - (2.4.) Cena rozliczeniowa odchylenia w każdej godzinie doby  $n$  (CRO).
  - (2.5.) Cena rozliczeniowa odchylenia zakupu energii bilansującej na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby  $n$  (CRO<sub>Z</sub>).
  - (2.6.) Cena rozliczeniowa odchylenia sprzedaży energii bilansującej z Rynku Bilansującego w każdej godzinie doby  $n$  (CRO<sub>S</sub>).
  - (2.7.) Sumaryczna ilość energii bilansującej dostarczonej (odebranej) na Rynek Bilansujący w każdej godzinie doby  $n$  przez wszystkie JG.
  - (2.8.) Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (RC<sup>CO2</sup>) dla doby handlowej  $d$ .

#### **4.5.1.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych dekadowych – Raport Handlowy**

- 4.5.1.2.1. Raport handlowy (RH) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.
- 4.5.1.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.1.2.3. W ramach raportu handlowego poszczególnym OR są udostępniane następujące dane dotyczące ich JG:
  - (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBDD).
  - (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBOD).

- (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBDD).
- (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z RB przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBOD).
- (5) Należność za dostawę energii na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBDD).
- (6) Należność za odbiór energii z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBOD).
- (7) Specyfikacja raportów dobowych, na podstawie których został przygotowany raport handlowy.

#### **4.5.1.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący**

- 4.5.1.3.1. Raport handlowy korygujący (RHK) jest udostępniany przez OSP nie później niż 15. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
- 4.5.1.3.2. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.1.3.3. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer okresu rozliczeniowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 4.5.1.3.4. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
  - (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBDD).
  - (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBOD).
  - (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBDD).
  - (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBOD).
  - (5) Należność za dostawę energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBDD).
  - (6) Należność za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBOD).
- 4.5.1.3.5. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:
  - (1) Ilość energii bilansującej dostarczonej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBDD).
  - (2) Ilość energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (EBOD).
  - (3) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej dostarczonej na RB przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBDD).

- (4) Cena rozliczeniowa dekadowa energii bilansującej odebranej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (CBOD).
- (5) Należność za dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBDD).
- (6) Należność za odbiór energii bilansującej z Rynku Bilansującego przez każdą JG w dekadzie  $d$  (NBOD).

#### 4.5.2. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących świadczenia RUS

##### 4.5.2.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy

- 4.5.2.1.1. Raport dobowy (RDRUS) dotyczący danej doby jest udostępniany 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 Raportów RDRUS w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- 4.5.2.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.2.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:
  - (1) Wielkości godzinowe dla poszczególnych JG:
    - (1.1.) Cena za operacyjną rezerwę mocy w godzinie  $h$  ( $C_h^{OR}$ ).
    - (1.2.) Cena za udział w regulacji  $j$ -tej JG ( $C_j^{REG}$ ).
    - (1.3.) Cena za moc przeciążenia  $j$ -tej JG ( $C_j^{Przec}$ ).
    - (1.4.) Cena za moc zniżenia  $j$ -tej JG ( $C_j^{Zan}$ ).
    - (1.5.) Cena za udział w regulacji napięcia i mocy biernej przez  $j$ -tą JG ( $C_j^{ARNE}$ ).
    - (1.6.) Zdolności wytwórcze  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy ( $POR_{jh}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
    - (1.7.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za operacyjną rezerwę mocy ( $N_{jh}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
    - (1.8.) Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{RP}$ ).
    - (1.9.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za udział w regulacji pierwotnej ( $N_{jh}^{RP}$ ).
    - (1.10.) Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{RW}$ ).
    - (1.11.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za udział w regulacji wtórnej ( $N_{jh}^{RW}$ ).

- (1.12.) Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{Przec}$ ).
  - (1.13.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za pracę z przeciążeniem ( $N_{jh}^{Przec}$ ).
  - (1.14.) Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  ( $P_{jh}^{Zan}$ ).
  - (1.15.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za pracę z zaniżeniem ( $N_{jh}^{Zan}$ ).
  - (1.16.) Czas pracy  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  z załączonym układem ARNE ( $t_{jh}^{ARNE}$ ).
  - (1.17.) Należność dla  $j$ -tej JG w godzinie  $h$  za udział w regulacji napięcia i mocy biernej ( $N_{jh}^{ARNE}$ ).
- (2) Wielkości dobowe dla poszczególnych JG:
- (2.1.) Zdolności wytwórcze  $j$ -tej JG rozliczone w dobie  $d$  jako operacyjna rezerwa mocy ( $POR_{jd}$ ) – dane publikowane tylko dla JG<sub>WR</sub>.
  - (2.2.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za operacyjną rezerwę mocy ( $N_{jd}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JG<sub>WR</sub>.
  - (2.3.) Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{RP}$ ).
  - (2.4.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za udział w regulacji pierwotnej ( $N_{jd}^{RP}$ ).
  - (2.5.) Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{RW}$ ).
  - (2.6.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za udział w regulacji wtórnej ( $N_{jd}^{RW}$ ).
  - (2.7.) Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{Przec}$ ).
  - (2.8.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za moc przeciążenia ( $N_{jd}^{Przec}$ ).
  - (2.9.) Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w dobie  $d$  ( $P_{jd}^{Zan}$ ).
  - (2.10.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za moc zaniżenia ( $N_{jd}^{Zan}$ ).
  - (2.11.) Czas pracy  $j$ -tej JG w dobie  $d$  z załączonym układem ARNE ( $t_{jd}^{ARNE}$ ).
  - (2.12.) Należność dla  $j$ -tej JG w dobie  $d$  za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej ( $N_{jd}^{ARNE}$ ).

#### **4.5.2.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy**

- 4.5.2.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHRUS).
- 4.5.2.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.2.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG:

- (1) Zdolności wytwórcze  $j$ -tej JG rozliczone w miesiącu  $m$  jako operacyjna rezerwa mocy ( $POR_{jm}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
- (2) Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
- (3) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za operacyjną rezerwę mocy ( $N_{jm}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
- (4) Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RP}$ ).
- (5) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RP}$ ).
- (6) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji pierwotnej ( $N_{jm}^{RP}$ ).
- (7) Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RW}$ ).
- (8) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RW}$ ).
- (9) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji wtórnej ( $N_{jm}^{RW}$ ).
- (10) Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Przec}$ ).
- (11) Średnia cena za moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Przec}$ ).
- (12) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za moc przeciążenia ( $N_{jm}^{Przec}$ ).
- (13) Moc zniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Zan}$ ).
- (14) Średnia cena za moc zniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Zan}$ ).
- (15) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za moc zniżenia ( $N_{jm}^{Zan}$ ).
- (16) Czas pracy  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  z załączonym układem ARNE ( $t_{jm}^{ARNE}$ ).
- (17) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{ARNE}$ ).
- (18) Należność dla  $j$ -tej JG za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w miesiącu  $m$  ( $N_{jm}^{ARNE}$ ).

#### **4.5.2.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący**

- 4.5.2.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKRUS).
- 4.5.2.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.
- 4.5.2.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

- 4.5.2.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.2.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 4.5.2.3.6. Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
- (1) Zdolności wytwórcze  $j$ -tej JG rozliczone w miesiącu  $m$  jako operacyjna rezerwa mocy ( $POR_{jm}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
  - (2) Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
  - (3) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za operacyjną rezerwę mocy ( $N_{jm}^{OR}$ ) – dane publikowane tylko dla JGW<sub>R</sub>.
  - (4) Zakres regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RP}$ ).
  - (5) Średnia cena za udział w regulacji pierwotnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RP}$ ).
  - (6) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji pierwotnej ( $N_{jm}^{RP}$ ).
  - (7) Zakres regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{RW}$ ).
  - (8) Średnia cena za udział w regulacji wtórnej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{RW}$ ).
  - (9) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w regulacji wtórnej ( $N_{jm}^{RW}$ ).
  - (10) Moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Przec}$ ).
  - (11) Średnia cena za moc przeciążenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Przec}$ ).
  - (12) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za moc przeciążenia ( $N_{jm}^{Przec}$ ).
  - (13) Moc zaniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $P_{jm}^{Zan}$ ).
  - (14) Średnia cena za moc zaniżenia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{Zan}$ ).
  - (15) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za moc zaniżenia ( $N_{jm}^{Zan}$ ).
  - (16) Czas pracy  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  z załączonym układem ARNE ( $t_{jm}^{ARNE}$ ).
  - (17) Średnia cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $C_{jm}^{ARNE}$ ).
  - (18) Należność dla  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej dla  $j$ -tej JG ( $N_{jm}^{ARNE}$ ).
- 4.5.2.3.7. Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w pkt 5.5.2.3.6.

### **4.5.3. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących kosztów uruchomień JG<sub>Wa</sub>**

#### **4.5.3.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy**

- 4.5.3.1.1. Raport dobowy rozliczenia kosztów uruchomień (RDKU) dotyczący danej doby jest udostępniany 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 Raportów RDKU w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- 4.5.3.1.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.3.1.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane dobowe dla  $j$ -tej JG:
- (1) Liczba uruchomień z każdego stanu cieplnego  $s$  w dobie  $d$  ( $LU_{jds}$ ).
  - (2) Cena jednostkowa uruchomienia z każdego stanu cieplnego  $s$  w dobie  $d$  ( $CU_{js}$ ).
  - (3) Należność dobową za koszty uruchomienia w dobie  $d$  ( $NU_{jd}$ ).

#### **4.5.3.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy**

- 4.5.3.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHKU).
- 4.5.3.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.3.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:
- (1) Liczba uruchomień  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $LU_{jm}$ ).
  - (2) Średnia cena za uruchomienia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $CU_{jm}$ ).
  - (3) Należność  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za koszty uruchomienia ( $NU_{jm}$ ).

#### **4.5.3.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący**

- 4.5.3.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKKU).
- 4.5.3.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.
- 4.5.3.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.
- 4.5.3.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

- 4.5.3.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 4.5.3.3.6. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:
- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
    - (1.1) Liczba uruchomień  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $LU_{jm}$ ).
    - (1.2) Średnia cena za uruchomienia  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  ( $CU_{jm}$ ).
    - (1.3) Należność  $j$ -tej JG w miesiącu  $m$  za koszty uruchomienia ( $NU_{jm}$ ).
  - (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

#### **4.5.4. Procedura udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG<sub>wa</sub>**

##### **4.5.4.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych dobowych – Raport Dobowy**

- 4.5.41.1. Raport dobowy rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii (RDDKW) dotyczący danej doby jest udostępniany 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 Raportów RDDKW w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.
- 4.5.41.2. Każdy raport dobowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator Operatora Rynku, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.41.3. W ramach raportu dobowego są udostępniane następujące dane:
- (1) Informacje dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:
    - (1.1) Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym na  $j$ -tą JG<sub>wa</sub> w godzinie  $h$  ( $RUSE_{jh}^+$ ).
    - (1.2) Ilość energii elektrycznej realokowana na rynku bilansującym z  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> w godzinie  $h$  ( $RUSE_{jh}^-$ ).
    - (1.3) Cena wytwarzania wymuszonego energii elektrycznej  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> dla doby handlowej  $d$  ( $CWE_{jd}$ ).
    - (1.4) Należność godzinowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla JG<sub>wa</sub> ( $NDKW_{jh}$ ).
    - (1.5) Należność godzinowa za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla URB<sub>w</sub> ( $NDKW_h$ ).
    - (1.6) Należność dobową za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla JG<sub>wa</sub> ( $NDKW_{jd}$ ).

(1.7.) Należność dobową za dodatkowe koszty wytwarzania energii dla  $URB_W$  ( $NDKW_d$ ).

(2) Informacje dla wszystkich OR:

(2.1.) Rynkowa cena energii w godzinie  $h$  ( $RCE_h$ ).

#### **4.5.4.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych miesięcznych – Raport Handlowy**

4.5.4.2.1. Do 6. dnia po zakończeniu miesiąca  $m$ , OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHDKW).

4.5.4.2.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.4.2.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych OR dotyczące ich JG:

- (1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  w miesiącu  $m$  ( $RUSE_{jm}^+$ ).
- (2) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na  $j$ -tą  $JG_{Wa}$  w miesiącu  $m$  ( $CRUSE_{jm}^+$ ).
- (3) Należność  $j$ -tej  $JG_{Wa}$  w miesiącu  $m$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii ( $NDKW_{jm}$ ).
- (4) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na wszystkie  $JG_{Wa}$   $URB_W$  w miesiącu  $m$  ( $CRUSE_m^+$ ).
- (5) Należność  $URB_W$  w miesiącu  $m$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii ( $NDKW_m$ ).

#### **4.5.4.3. Udostępnianie danych rozliczeniowych skorygowanych – Raport Handlowy Korygujący**

4.5.4.3.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKDKW).

4.5.4.3.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia każdego miesiąca.

4.5.4.3.3. Raport handlowy korygujący zawiera dane dotyczące wszystkich korygowanych okresów rozliczeniowych, w podziale na poszczególne okresy rozliczeniowe.

4.5.4.3.4. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

4.5.4.3.5. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

4.5.4.3.6. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

- (1.1) Ilość energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na  $j$ -tą JG<sub>wa</sub> w miesiącu  $m$  ( $RUSE_{jm}^+$ ).
  - (1.2) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na  $j$ -tą JG<sub>wa</sub> w miesiącu  $m$  ( $CRUSE_{jm}^+$ ).
  - (1.3) Należność  $j$ -tej JG<sub>wa</sub> w miesiącu  $m$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii ( $NDKW_{jm}$ ).
  - (1.4) Średnia cena energii elektrycznej realokowanej na rynku bilansującym na wszystkie JG<sub>wa</sub> URB<sub>w</sub> w miesiącu  $m$  ( $CRUSE_m^+$ ).
  - (1.5) Należność URB<sub>w</sub> w miesiącu  $m$  za dodatkowe koszty wytwarzania energii ( $NDKW_m$ ).
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

#### **4.5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub>**

##### **4.5.5.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy**

- 4.5.5.1.1. Do 6. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHNUR).
- 4.5.5.1.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.5.1.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG<sub>wr</sub>, na które składają się JG<sub>wa</sub>:
  - (1) Należność dla  $j$ -tej JG<sub>wr</sub> w roku  $r$  z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG<sub>wa</sub> ( $NU_{jr}^{OR}$ ).

##### **4.5.5.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy Korygujący**

- 4.5.5.2.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKNUR).
- 4.5.5.2.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia miesiąca, w którym jest wykonywana korekta rozliczeń dla okresu rozliczeniowego.
- 4.5.5.2.3. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.
- 4.5.5.2.4. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.
- 4.5.5.2.5. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

- (1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):
  - (1.1) Należność dla  $j$ -tej  $JG_{Wr}$  w roku  $r$  z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy  $JG_{Wa}$  ( $NU_{jr}^{OR}$ ).
- (2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

## **5. PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNEJ DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI**

### **5.1. Informacje ogólne**

- 5.1.1. System informatyczny OSP, wspomagający działanie Rynku Bilansującego współdziała z systemami elektronicznej wymiany danych, na które składają się:
- (1) System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE).
  - (2) System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE).

### **5.2. System WIRE**

#### **5.2.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne**

- 5.2.1.1. System WIRE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy Operatorami Rynku a Operatorem Systemu Przesyłowego. System WIRE składa się z centralnego systemu WIRE zlokalizowanego po stronie OSP oraz modułów dostępowych, zwanych WIRE/UR, zlokalizowanych po stronie OR.
- 5.2.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu WIRE są określone w standardach technicznych systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.
- 5.2.1.3. Operatorzy Rynku są zobowiązani zapewnić zgodność systemów WIRE/UR z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

#### **5.2.2. Zakres wymiany informacji na rynku bilansującym**

- 5.2.2.1. System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) jest dedykowany do wymiany informacji handlowych, technicznych, pomiarowych i rozliczeniowych w zakresie:
- (1) Zgłoszeń danych handlowych i technicznych.
  - (2) Udostępniania planów koordynacyjnych i bilansów handlowo-technicznych.
  - (3) Wymiany danych pomiarowych.
  - (4) Udostępniania raportów rozliczeniowych rynku bilansującego.

#### **5.2.3. Zakres przesyłanych dokumentów**

- 5.2.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system WIRE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu WIRE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

#### **5.2.4. Zasady rejestracji dokumentów**

- 5.2.4.1. Komunikaty wysyłane i odbierane w węźle centralnym WIRE są znakowane Stemplem Czasowym zgodnie z czasem obowiązującym w systemach informatycznych OSP.
- (1) Komunikaty przychodzące są znakowane czasem ich dostarczenia (COA) do węzła centralnego WIRE.

- (2) Komunikaty wychodzące są znakowane czasem ich nadania z węzła centralnego WIRE.
- 5.2.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.
- 5.2.4.3. Dokumenty elektroniczne są rejestrowane na podstawie następujących danych identyfikacyjnych:
  - (1) Nadawcy dokumentu.
  - (2) Obiektu, którego dotyczy dokument.
  - (3) Typu dokumentu.
  - (4) Daty obowiązywania dokumentu.
  - (5) Czasu dostarczenia (Stempla Czasowego) dokumentu do OSP.
  - (6) Znacznika wykorzystania modułu rezerwowego (WIRE/RP).

### **5.3. System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (SOWE)**

#### **5.3.1. Wymagania funkcjonalne i techniczne**

- 5.3.1.1. System SOWE jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP a służbami ruchowymi URB zarządzającymi JWCD oraz źródłami energii elektrycznej wykorzystującymi energię wiatru reprezentowanymi w JG Źródeł Wiatrowych. System SOWE składa się z centralnego systemu SOWE zlokalizowanego po stronie OSP i modułów dostępowych zlokalizowanych po stronie elektrowni, zwanych SOWE/EL. Odrębny węzeł SOWE/EL powinien być zlokalizowany w każdej elektrowni posiadającej JWCD. Zasady tej nie stosuje się do tych elektrowni, dla których OSP, uwzględniając warunki bezpieczeństwa pracy systemu, wyraził zgodę na objęcie ich jednym węzłem SOWE/EL. Powyższa zgoda jest wydawana na pisemny wniosek URB.
- 5.3.1.2. Wymagania funkcjonalne i techniczne dla systemu SOWE są określone w standardach technicznych systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.
- 5.3.1.3. URB posiadający JWCD oraz źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w JG Źródeł Wiatrowych są zobowiązani zapewnić zgodność systemów SOWE/EL z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

#### **5.3.2. Zakres danych wymienianych pomiędzy OSP i służbami ruchowymi**

- 5.3.2.1. Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do służb ruchowych wytwórcy następujące rodzaje danych:
  - (1) Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy.
  - (2) Polecenia ruchowe.
- 5.3.2.2. Służby ruchowe wytwórcy przekazują do OSP następujące rodzaje danych:
  - (1) Dane korygujące dyspozycyjność jednostek wytwórczych niezbędne dla planowania i prowadzenia ruchu.

- (2) Zdarzenia ruchowe.
- (3) Programy pracy dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, które są reprezentowane w ramach Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

### **5.3.3. Zakres dokumentów przesyłanych poprzez system SOWE**

- 5.3.3.1. Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez system SOWE w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne systemu SOWE, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

### **5.3.4. Zasady rejestracji dokumentów**

- 5.3.4.1. Komunikaty wysyłane i odbierane w węzle centralnym SOWE są znakowane Stemplem Czasowym zgodnie z czasem obowiązującym w systemach informatycznych OSP.
  - (1) Komunikaty przychodzące są znakowane czasem ich dostarczenia (COA) do węzła centralnego SOWE.
  - (2) Komunikaty wychodzące są znakowane czasem ich nadania z węzła centralnego SOWE.
- 5.3.4.2. Za czas dostarczenia komunikatu (dokumentu) do OSP uznaje się czas (Stempel Czasowy) zapisany w komunikacie COA.
- 5.3.4.3. Dokumenty elektroniczne są rejestrowane na podstawie następujących danych identyfikacyjnych:
  - (1) Nadawcy dokumentu.
  - (2) Obiektu, którego dotyczy dokument.
  - (3) Typu dokumentu.
  - (4) Daty obowiązywania dokumentu.
  - (5) Czasu dostarczenia (Stempla Czasowego) dokumentu do OSP.

## **5.4. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP**

- 5.4.1. Informacje o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowane przez OSP zawierają:
  - (1) Informacje o zasobach wytwórczych KSE.
  - (2) Informacje o planowanej pracy KSE.
  - (3) Informacje o pracy KSE.
  - (4) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.
- 5.4.2. Informacje o zasobach wytwórczych KSE, z uwzględnieniem zdolności wytwórczych źródeł, których rozpoczęcie eksploatacji jest przewidywane w okresie najbliższych 3 lat, są publikowane na stronie internetowej OSP raz w roku, do końca listopada.
  - (1) Informacje dotyczące poszczególnych JWCD.

- (1.1) Nazwa elektrowni.
- (1.2) Kod jednostki.
- (1.3) Moc osiągalna jednostki.
- (1.4) Napięcie przyłączenia jednostki.
- (1.5) Rodzaj paliwa podstawowego jednostki.
- (2) Wykaz JWCD świadczących usługę pracą interwencyjną.
- (3) Wykaz JWCD świadczących usługę interwencyjną rezerwa zimna.
- (4) Informacje dotyczące nJWCD.
  - (4.1) Przewidywana sumaryczna moc osiągalna wszystkich nJWCD.

5.4.3. Informacje o planowanej pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP na podstawie odpowiedniego planu i zawierają:

- (1) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKR:
  - (1.1) Zagregowane wartości średnie miesięczne bilansu mocy KSE w szczycie dobowym dni roboczych.
  - (1.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.
  - (1.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
- (2) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKM:
  - (2.1) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie dobowym w poszczególnych dniach miesiąca.
  - (2.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.
  - (2.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
- (3) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BTHD:
  - (3.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.
  - (3.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
  - (3.3) Sumaryczna generacja JWCD.
  - (3.4) Sumaryczna generacja nJWCD.
  - (3.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
- (4) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu WPKD:
  - (4.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

- (4.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
  - (4.3) Sumaryczna generacja JWCD.
  - (4.4) Sumaryczna generacja nJWCD.
  - (4.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
  - (4.6) Informacja o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni oraz numer JWCD.
  - (4.7) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
  - (4.8) Wymagana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.
- (5) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKD (ppkt: (5.1) ÷ (5.10)) oraz dane z etapu tworzenia pierwszej wersji planu BPKD (ppkt: (5.11)):
- (5.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
  - (5.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
  - (5.3) Sumaryczna generacja JWCD.
  - (5.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę pracą interwencyjną.
  - (5.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjną rezerwa zimna.
  - (5.6) Sumaryczna generacja nJWCD.
  - (5.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
  - (5.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
  - (5.9) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.
  - (5.10) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.
  - (5.11) Cena rozliczeniowa odchylenia wyznaczona dla zapotrzebowania wyższego o 5% i niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE wyznaczonym w dobie  $n-1$  ( $CRO^+$ ,  $CRO_S^+$ ,  $CRO_Z^+$ ,  $CRO^-$ ,  $CRO_S^-$ ,  $CRO_Z^-$ ).
- (6) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BPKD:
- (6.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.
  - (6.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).
  - (6.3) Sumaryczna generacja JWCD.
  - (6.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę pracą interwencyjną.

- (6.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.
- (6.6) Sumaryczna generacja nJWCD.
- (6.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
- (6.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
- (6.9) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

5.4.4. Informacje o pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP w dobie  $n+1$  i zawierają:

- (1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.
- (2) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).
- (3) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie rannym i wieczornym doby  $n$ .
- (4) Zestawienie ubytków mocy poszczególnych JWCD w poszczególnych godzinach doby  $n$ , w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz wielkość ubytku, w podziale na ubytki sieciowe i elektrowniane.
- (5) Sumaryczna generacja JWCD oraz nJWCD.
- (6) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę pracą interwencyjna.
- (7) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.
- (8) Sumaryczna generacja nJWCD.
- (9) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.
- (10) Zdolności wytwórcze JG Wytwórczych aktywnych stanowiące operacyjną rezerwę mocy.

5.4.5. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby  $n$  w dobie  $n+1$  i zawierają:

- (1) Podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej:
  - (1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
  - (1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
  - (1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.
  - (1.4) Ilość energii elektrycznej realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.
  - (1.5) Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).
- (2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:

- (2.1) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na RB dla JG Wytwórczych aktywnych i JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).
- (2.2) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystane przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).
- (2.3) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.
- (2.4) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO).
- (2.5) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO<sub>s</sub>, CRO<sub>z</sub>).
- (2.6) Cena za operacyjną rezerwę mocy (C<sup>OR</sup>).
- (2.7) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).
- (2.8) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).
- (2.9) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).
- (2.10) Dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.
- (2.11) Koszt usługi praca interwencyjna.
- (2.12) Koszt usługi interwencyjna rezerwa zimna.

## 6. POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

- 6.1. Reklamacje Podmiotów Rynku Bilansującego powstałe na gruncie Warunków 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.
- 6.2. Reklamacje powinny być wnoszone w formie pisemnej i przesyłane pocztą lub faksem pod adres:  
*PSE S.A.*  
*Departament Przesyłu*  
*ul. Warszawska 165*  
*05-520 Konstancin-Jeziorna*  
*faks: (+48 22) 242 21 92*
- W przypadku zmiany powołanych wyżej danych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień Warunków, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać reklamacje.
- 6.3. W reklamacji należy wskazać dane adresowe Podmiotu Rynku Bilansującego, 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 kopie tych dokumentów powinny być załączone do reklamacji.
- 6.4. Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana faksem a następnie pocztą.
- 6.5. Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części Podmiot Rynku Bilansującego 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.
- 6.6. 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.
- 6.7. Operator Systemu Przesyłowego rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami Podmiotu Rynku Bilansującego zgłaszającego ten wniosek.
- 6.8. Rozstrzygnięcie wniosku OSP przesyła Podmiotowi Rynku Bilansującego faksem a następnie pocztą.
- 6.9. Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi Podmiotami Rynku Bilansującego, powstałe na gruncie Warunków 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.

- 6.10. Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w Umowie przesyłania musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

## **7. Załączniki**

Załącznik nr 1. Zasada działania Algorytmu Rozdziału Obciążeń

Załącznik nr 2. Specyfikacja Obszarów Agregacji Źródeł Wiatrowych