WARUNKI DOTYCZĄCE BILANSOWANIA

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

Data opracowania: 14 września 2023 roku

Zatwierdzone decyzjami Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.17.2023.ŁW z dnia 27 września 2023 r. oraz z dnia 26 stycznia 2024 r.

Tekst jednolity uwzględniający zmiany wprowadzone:

- Zmianami nr 1/2024 Warunków Dotyczących Bilansowania z dnia 14 maja 2024 r. zatwierdzonymi decyzjami Prezesa URE o znaku DRR.WRE.744.5.2024.JKo1 z dnia 16 maja 2024 r. oraz z dnia 31 maja 2024 r.

1 WSTĘP 8
1.1 PODSTAWA PRAWNA I CEL DOKUMENTU 8
1.2 ZGODNOŚĆ WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA Z CELAMI ROZPORZĄDZENIA 2017/2195 8
1.3 HARMONOGRAM WDROŻENIA WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA 11
1.4 WPROWADZANIE ZMIAN WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA 12

2 AKTY PRAWNE, DOKUMENTY, SKRÓTY, OZNACZENIA I DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ 14
2.1 AKTY PRAWNE I DOKUMENTY POWOŁANE W WDB 14
2.2 SKRÓTY I OZNACZENIA 17
2.3 DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ 30

3 UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE 44
3.1 PODMIOTY RYNKU BILANSUJĄCEGO 44
3.1.1 Uczestnicy rynku bilansującego 44
3.1.2 Operatorzy rynku 45
3.1.3 Operatorzy systemu 46
3.2 OBSZAR RYNKU BILANSUJĄCEGO 46
3.3 OBIEKTY RYNKU BILANSUJĄCEGO 48
3.3.1 Fizyczne rejestry pomiarowe 48
3.3.2 Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego 49
3.3.3 Jednostki bilansowe 51
3.3.4 Jednostki grafikowe 53
3.4 POWIĄZANIA POMIĘDZY PODMIOTAMI I OBIEKTAMI RYNKU BILANSUJĄCEGO 59
3.5 PODSTAWOWE FUNKCJE PODMIOTÓW NA RYNKU BILANSUJĄCYM 60
3.6 BILANSOWANIE HANDLOWE NA RYNKU BILANSUJĄCYM 63
3.6.1 Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez POB 63
3.6.2 Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym ..... 676~~766~~
3.7 ŚWIADCZENIE USŁUG BILANSUJĄCYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM 68
3.7.1 Zasady świadczenia usług bilansujących przez DUB 68
3.7.2 Administrowanie przez OSP i OSD świadczeniem usług bilansujących 71
3.8 PODMIOTY WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ I ICH FUNKCJE ..... 73~~7372~~
3.8.1 Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW ..... 73~~7372~~
3.8.2 Wymiana międzysystemowa w ramach jednolitego łączenia rynków ..... 74~~7473~~
3.9 UMOWY SPRZEDAŻY ENERGII REALIZOWANE PRZEZ POSZCZEGÓLNE RODZAJE JEDNOSTEK BILANSOWYCH ..... 76~~7675~~

4 WARUNKI UCZESTNICTWA W RYNKU BILANSUJĄCYM 77
4.1 OGÓLNE WARUNKI 77
4.2 WARUNKI DLA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE 78
4.3 WARUNKI DLA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH 79
4.4 WARUNKI DLA OPERATORÓW RYNKU 89

5 WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ 90
5.1 WYMIANA MIĘDZYSYSTEMOWA W RAMACH ALOKACJI ZPW 90
5.1.1 Warunki formalno-prawne 90
5.1.2 Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych 90
5.1.3 Ograniczanie alokowanych ZPW 90
5.2 WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ W RAMACH JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW 92
5.2.1 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego 92
5.2.2 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego 92

6 WYMAGANIA DOTYCZĄCE ZABEZPIECZENIA NALEŻYTEGO WYKONANIA UMOWY PRZESYŁANIA W ZAKRESIE DOTYCZĄCYM ROZLICZEŃ NA RYNKU BILANSUJĄCYM 93
6.1 OBOWIĄZEK USTANAWIANIA ZABEZPIECZEŃ ... 93
6.2 FORMY ZABEZPIECZEŃ ... 93
6.3 ZASADY USTANAWIANIA I PRZEDKŁADANIA ZABEZPIECZEŃ ... 95
6.4 WERYFIKACJA DOSTĘPNOŚCI ZABEZPIECZEŃ ... 96
6.5 ZASADY OBNIŻANIA WYMAGANEGO ZABEZPIECZENIA ... 99
6.6 ZASADY ZWALNIANIA ZABEZPIECZEŃ ... 101
7 USŁUGI BILANSUJĄCE ... 104
7.1 KATALOG USŁUG BILANSUJĄCYCH ... 104
7.2 ENERGIA BILANSUJĄCA ... 105
7.3 REZERWA UTRZYMANIA CZĘSTOTLIWOŚCI ... 105
7.4 REZERWA ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI Z AKTYWACJĄ AUTOMATYCZNĄ ... 106
7.5 REZERWA ODBUDOWY CZĘSTOTLIWOŚCI Z AKTYWACJĄ NIEAUTOMATYCZNĄ TYPU BEZPOŚREDNIEGO ... 107
7.6 REZERWA ZASTĘPCZA ... 108
7.7 WYMAGANA WIELKOŚĆ REZERWY MOCY W GÓRĘ ... 109
8 ZGŁASZANIE DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM ... 111
8.1 OGÓLNE ZASADY ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH ... 111
8.2 TYPY DOKUMENTÓW WYMIENIANE POMIĘDZY OR I OSP ... 114
8.3 TRYB I HARMONOGRAM ZGŁASZANIA DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH ... 117
8.3.1 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB ... 117
8.3.2 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN ... 119
8.3.3 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB ... 122
8.3.4 Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym ... 126
8.4 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT PORTFOLIO NA MOCE BILANSUJĄCE ... 127
8.4.1 Zawartość zgłoszeń OPMB ... 127
8.4.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OPMB ... 128
8.4.3 Warunki poprawności zgłoszeń OPMB ... 128
8.4.4 Weryfikacja zgłoszeń OPMB ... 129
8.5 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA UMÓW SPRZEDAŻY ENERGII ... 132
8.5.1 Zawartość zgłoszeń USE ... 132
8.5.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń USE ... 133
8.5.3 Warunki poprawności zgłoszeń USE ... 133
8.5.4 Weryfikacja zgłoszeń USE ... 134
8.6 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA PROGRAMÓW PRACY ... 136
8.6.1 Zawartość zgłoszeń PP ... 136
8.6.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń PP ... 143
8.6.3 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{W1} ... 152
8.6.4 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{W2} ... 160
8.6.5 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{M1} ... 165
8.6.6 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{M2} ... 179
8.6.7 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{O} ... 189
8.6.8 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{Z1} ... 194
8.6.9 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{Z2} i JG_{Z3} ... 198
8.6.10 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{A} ... 203
8.6.11 Warunki poprawności grup zgłoszeń PP ... 209
8.6.12 Weryfikacja zgłoszeń PP ... 212
8.7 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT NA ENERGIĘ BILANSUJĄCĄ ... 226
8.7.1 Zawartość zgłoszeń OEB ... 226
8.7.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OEB ... 230
8.7.3 Warunki poprawności zgłoszeń OEB ... 231

8.7.4 Zastępcze OEB ... 237
8.7.5 Weryfikacja zgłoszeń OEB ... 241
8.8 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT TECHNICZNYCH ... 243
8.8.1 Zawartość zgłoszeń OT ... 243
8.8.2 Warunki poprawności zgłoszeń OT ... 244
8.8.3 Weryfikacja zgłoszeń OT ... 245
8.9 ZGŁASZANIE I WERYFIKACJA OFERT NA MOCE BILANSUJĄCE ... 245
8.9.1 Zawartość zgłoszeń OMB ... 245
8.9.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OMB ... 247
8.9.3 Warunki poprawności zgłoszeń OMB ... 247
8.9.4 Zastępcze OMB ... 249
8.9.5 Weryfikacja zgłoszeń OMB ... 251

9 ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ ... 254

9.1 ZGŁASZANIE DANYCH DOTYCZĄCYCH ALOKACJI ZPW ... 254
9.1.1 Zasady ogólne ... 254
9.1.2 Tryb i harmonogram zgłaszania GWM ... 255
9.1.3 Zgłaszanie GWM ... 257
9.1.4 Weryfikacja zgłoszonych GWM ... 258
9.1.5 Uzgadnianie zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych . 258
9.2 ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA NASTĘPNEGO .. 260
9.2.1 Zasady ogólne ... 260
9.2.2 Tryb i harmonogram zgłaszania WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 262
9.2.3 Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 262
9.2.4 Weryfikacja zgłoszonych WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 263
9.2.5 Tryb i harmonogram zgłaszania GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 264
9.2.6 Zgłaszanie GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 264
9.2.7 Weryfikacja zgłoszonych GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 265
9.2.8 Uzgadnianie zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 265
9.2.9 Zgłaszanie GCE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 267~~267~~~~266~~
9.2.10 Zgłaszanie GWE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego ... 267
9.3 ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH PROCESU JEDNOLITEGO ŁĄCZENIA RYNKÓW DNIA BIEŻĄCEGO 268~~267~~
9.3.1 Zasady ogólne ... 268~~267~~
9.3.2 Tryb i harmonogram przyjmowania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego ... 269~~269~~~~269~~
9.3.3 Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego ... 270~~270~~~~269~~
9.3.4 Uzgadnianie wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych ... 270

10 BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI ... 273~~272~~

10.1 ZASADY OGÓLNE ... 273~~272~~
10.2 RYNEK MOCY BILANSUJĄCYCH ... 273~~272~~
10.3 ZINTEGROWANY PROCES GRAFIKOWANIA ... 275~~274~~
10.4 PLATFORMA RR ... 278~~277~~
10.5 PLATFORMA IN ... 281~~280~~
10.6 PROGRAMY PRACY JG W PLANOWANIU PRACY KSE ... 281~~280~~
10.6.1 Rodzaje PP i ich zawartość ... 281~~280~~
10.6.2 Wyznaczanie i aktualizacja PPD ... 282~~281~~
10.6.3 Wyznaczanie i aktualizacja PPZ ... 286~~285~~

10.6.4 Wyznaczanie i aktualizacja PPS 301300

11 PRZETWARZANIE DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ **303302**

11.1 WYMAGANIA TECHNICZNE 303302
11.2 ZASADY OGÓLNE 303302
11.3 KONFIGUROWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 306305
11.3.1 Procedura konfigurowania danych pomiarowych 306305
11.3.2 Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych 307306
11.4 POZYSKIWANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 307306
11.4.1 Procedura pozyskiwania danych pomiarowych dla $_{FZ}MB$ 307306
11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}MB$ innych niż MB_{PEO} 308307
11.4.3 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}MB$ typu MB_{PEO} 310309
11.5 WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ 311310
11.5.1 Procedura wyznaczania ER dla MD, MB 311310
11.5.2 Procedura wyznaczania ER dla JG 311310
11.5.3 Procedura wyznaczania ER dla JB 312311
11.5.4 Harmonogram procesu wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB 314313
11.6 SUBSTYTUCJA DANYCH POMIAROWYCH, POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH I ENERGII RZECZYWISTEJ 315314
11.6.1 Zasady ogólne 315314
11.6.2 Substytucja danych pomiarowych FRP 315314
11.6.3 Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB 316315
11.6.4 Substytucja ER dla JG 317316
11.6.5 Substytucja ER dla JB 317316
11.7 UDOSTĘPNIANIE DANYCH POMIAROWYCH I POMIAROWO-ROZLICZENIOWYCH 317316
11.7.1 Procedura udostępniania danych pomiarowych 317316
11.7.2 Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych 318317

12 WYCENA REZERWY OPERACYJNEJ **320319**

12.1 ZASADY OGÓLNE 320319
12.2 REZERWA OPERACYJNA JG 320319
12.3 PRAWDOPODOBIEŃSTWO NIEPOKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ ODBIORCÓW KOŃCOWYCH 328327
12.4 CENA MINIMALNA I MAKSYMALNA REZERWY OPERACYJNEJ ORAZ GÓRNY LIMIT DOBOWY CENY REZERWY OPERACYJNEJ 330329
12.5 CENA REZERWY OPERACYJNEJ 333332
12.6 ŹRÓDŁA NIEPEWNOŚCI ZBILANSOWANIA 333332
12.7 ZBIÓR OREB O JEDNOLITEJ NIEPEWNOŚCI ZBILANSOWANIA 334333

13 WYZNACZANIE CEN MOCY I ENERGII BILANSUJĄCEJ **337336**

13.1 CENY MOCY BILANSUJĄCYCH 337336
13.2 CENY ENERGII BILANSUJĄCEJ 337336
13.3 CENA ENERGII NIEZBILANSOWANIA 340339

14 ROZLICZENIA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH **343342**

14.1 OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ 343342
14.2 WYZNACZANIE ILOŚCI DOSTAW ENERGII I CEN ZA DOSTAWĘ ALBO ODBIÓR ENERGII 344343
14.2.1 Energia zweryfikowana 344343
14.2.2 Energia skorygowana 345344
14.2.3 Energia rzeczywista 348347
14.2.4 Wyznaczanie cen za dostawę albo odbiór energii 348347
14.3 WYZNACZANIE WIELKOŚCI MOCY BILANSUJĄCYCH 350349
14.3.1 Moc bilansująca aktywowana 350349
14.3.2 Moc bilansująca wykonana 354353

14.3.3 Moc bilansująca dostarczona 356355
14.4 ROZLICZENIA ENERGII BILANSUJĄCEJ 357356
14.4.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB 357356
14.4.2 Ceny rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej 358357
14.4.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB 366365
14.4.4 Rozliczenia ilościowe dobowe 367366
14.4.5 Rozliczenia wartościowe dobowe 368367
14.4.6 Ceny rozliczeniowe dobowe 369368
14.4.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe 369368
14.4.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe 370369
14.4.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe 371370
14.5 ROZLICZENIA MOCY BILANSUJĄCYCH 371370
14.5.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB 371370
14.5.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB 376375
14.5.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB 377376
14.5.4 Rozliczenia ilościowe dobowe 380379
14.5.5 Rozliczenia wartościowe dobowe 381380
14.5.6 Ceny rozliczeniowe dobowe 381380
14.5.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe 381380
14.5.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe 382381
14.5.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe 382381
14.6 ROZLICZENIA REZERWY OPERACYJNEJ 382381
14.6.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB 382381
14.6.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB 384383
14.6.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB 385384
14.6.4 Rozliczenia ilościowe dobowe 386385
14.6.5 Rozliczenia wartościowe dobowe 387386
14.6.6 Ceny rozliczeniowe dobowe 387386
14.6.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe 388387
14.6.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe 388387
14.6.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe 388387
14.7 KOREKTY UZUPEŁNIAJĄCE CEN ENERGII BILANSUJĄCEJ 389388
14.8 KOREKTY NALEŻNOŚCI ZA ENERGIĘ BILANSUJĄCĄ Z TYTUŁU ENERGII ODCHYLENIA 397396
14.9 CENY REFERENCYJNE 401400
14.9.1 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} 401400
14.9.2 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_{M1} i JG_{M2} 407406
14.9.3 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_{O}, JG_{Z3} i JG_{A} 410409
14.9.4 Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 410409
14.9.5 Ceny za uruchomienie JG_{W1} 413412
14.10 ZASADY OZNACZEŃ, DOKŁADNOŚĆ I KONWENCJA ZNAKÓW W MODELU ROZLICZEŃ 413412
14.11 KORYGOWANIE ROZLICZEŃ 414413

15 ROZLICZENIA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE 416415

15.1 OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ 416415
15.2 WYZNACZANIE ILOŚCI DOSTAW ENERGII 417416
15.2.1 Pozycja bilansowa 417416
15.2.2 Przydzielony wolumen 417416
15.2.3 Korekta niezbilansowania 417416
15.3 ROZLICZENIA NIEZBILANSOWANIA 419418
15.3.1 Rozliczenia ilościowe dla ORN 419418
15.3.2 Ceny rozliczeniowe dla ORN 419418
15.3.3 Rozliczenia wartościowe dla ORN 419418

15.3.4 Rozliczenia ilościowe dobowe 419418
15.3.5 Rozliczenia wartościowe dobowe 420419
15.3.6 Ceny rozliczeniowe dobowe 421420
15.3.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe 421420
15.3.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe 422421
15.3.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe 423422
15.4 ZASADY OZNACZEŃ, DOKŁADNOŚĆ I KONWENCJA ZNAKÓW W MODELU ROZLICZEŃ 423422
15.5 KORYGOWANIE ROZLICZEŃ 424423

16 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH DOSTAWCOM USŁUG BILANSUJĄCYCH 425424

16.1 ENERGIA BILANSUJĄCA 425424
16.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy 425424
16.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy 426425
16.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący 427426
16.2 MOCE BILANSUJĄCE 427426
16.2.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy 427426
16.2.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy 428427
16.2.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący 429428
16.3 REZERWA OPERACYJNA 429428
16.3.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy 429428
16.3.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy 430429
16.3.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący 431430

17 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH PODMIOTOM ODPOWIEDZIALNYM ZA BILANSOWANIE 432431

17.1 ENERGIA NIEZBILANSOWANIA 432431
17.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy 432431
17.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy 433432
17.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący 433432

18 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z DOSTAWCAMI USŁUG BILANSUJĄCYCH 434433

18.1 OGÓLNE ZASADY 434433
18.2 ENERGIA BILANSUJĄCA 435434
18.3 MOCE BILANSUJĄCE 438437
18.4 REZERWA OPERACYJNA 440439

19 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z PODMIOTAMI ODPOWIEDZIALNYMI ZA BILANSOWANIE 442441

19.1 OGÓLNE ZASADY 442441
19.2 ENERGIA NIEZBILANSOWANIA 443442

20 KOSZTY RYNKU BILANSUJĄCEGO 447446

20.1 OGÓLNE ZASADY 447446
20.2 KOSZT MOCY BILANSUJĄCYCH 447446
20.3 KOSZT USUWANIA OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH 447446
20.4 KOSZT REZERWY OPERACYJNEJ 448447

21 INFORMACJE O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PUBLIKOWANE PRZEZ OSP 449448

22 SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE 453452

23 ZAWIESZANIE I PRZYWRACANIE DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ROZLICZENIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH 454453

24 POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE 455454

25 ZAŁĄCZNIKI 457456

1 WSTĘP

1.1 Podstawa prawna i cel dokumentu

(1) Niniejszy dokument, zwany dalej Warunkami Dotyczącymi Bilansowania lub WDB, opracowany został przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) na podstawie art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (rozporządzenie 2017/2195).

(2) Celem WDB jest ustalenie warunków dla dostawców usług bilansujących oraz warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, zgodnie z art. 18 rozporządzenia 2017/2195.

(3) Warunki Dotyczące Bilansowania są regulaminem w rozumieniu art. 384 § 1 Kodeksu cywilnego w związku z art. 9g ust. 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne.

(4) Warunki Dotyczące Bilansowania sporządzone zostały w języku polskim i ta wersja językowa jest obowiązująca. Inne wersje językowe mają charakter wyłącznie informacyjny.

1.2 Zgodność Warunków Dotyczących Bilansowania z celami rozporządzenia 2017/2195

(1) Warunki Dotyczące Bilansowania są zgodne z celami rozporządzenia 2017/2195, określonymi w art. 3 ust. 1 tego rozporządzenia:

(1.1) Wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących:

(a) Wszystkie podmioty spełniające warunki uczestnictwa w rynku bilansującym krajowego systemu elektroenergetycznego (RB) są traktowane na równych zasadach, określonych w WDB, co zapewnia niedyskryminację i przejrzystość zasad;

(b) WDB umożliwiają pojedynczym lub zagregowanym sterowanym odbiorom, magazynom energii elektrycznej oraz modułom wytwarzania energii świadczenie usług bilansujących oraz określają zasady i wymagania dla świadczenia tych usług;

(c) Usługi bilansujące są pozyskiwane na konkurencyjnych zasadach rynkowych;

(1.2) Zwiększenie efektywności bilansowania, a także efektywności europejskich i krajowych rynków bilansujących:

(a) Energia bilansująca i moce bilansujące są pozyskiwane w ramach mechanizmów rynkowych opartych o cenę krańcową, wyznaczaną na podstawie ofert portfolio na moce bilansujące i ofert zintegrowanego procesu grafikowania zgłoszonych przez dostawców usług bilansujących,

przy uwzględnieniu aspektów technicznych pracy systemu elektroenergetycznego, co zapewnia efektywność RB;

(b) OSP bilansując krajowy system elektroenergetyczny bierze pod uwagę proces kompensowania niezbilansowań, o którym mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195, oraz wymianę energii bilansującej na europejskich platformach, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195, w zakresie platform, w których procesach OSP uczestniczy operacyjnie, co przyczynia się do efektywności europejskich rynków bilansujących;

(1.3) Zintegrowanie rynków bilansujących i promowanie możliwości wymiany usług bilansujących przy jednoczesnym przyczynianiu się do bezpieczeństwa pracy systemu:

(a) Określony w WDB katalog usług bilansujących oraz zasady wyceny energii bilansującej oparte na cenach krańcowych umożliwiają efektywną integrację RB, w oparciu o mechanizmy integracji systemów centralnie dysponowanych przewidzianych w rozporządzeniu 2017/2195, z rynkami europejskimi w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195;

(b) Zasady stosowane na RB zapewniają bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego poprzez uwzględnienie aspektów technicznych w mechanizmach RB, co zapewnia, że programy pracy jednostek grafikowych są wykonalne i zgodne z wymogami bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu;

(1.4) Przyczynienie się do efektywnej, długofalowej pracy i rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej i sektora energii elektrycznej w Unii przy jednoczesnym ułatwianiu efektywnego i spójnego funkcjonowania rynków dnia następnego, rynków dnia bieżącego oraz rynków bilansujących:

(a) Zasady funkcjonowania RB zdefiniowane w WDB umożliwiają fizyczną realizację zgłoszonych umów sprzedaży energii, które mogą wynikać z kontraktów handlowych zawartych przez uczestników rynku na rynku terminowym, rynku dnia następnego, rynku dnia bieżącego lub w ramach transakcji bilateralnych oraz ułatwiają spójne działanie wszystkich segmentów rynku;

(b) Spójne i efektywne działanie rynków, przy jednoczesnym uwzględnieniu aspektów technicznych pracy systemu, ma pozytywny wpływ na bezpieczne funkcjonowanie i rozwój systemu elektroenergetycznego w krótkim, średnim i długim horyzoncie czasowym;

(c) Zdefiniowane w WDB czasy zamknięcia bramek dla zgłoszeń umów sprzedaży energii oraz ofert zintegrowanego procesu grafikowania uwzględniają harmonogram procesów na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz są zgodne z postanowieniami art. 24 ust. 5 oraz art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195;

(d) W WDB zostały określone zasady aktualizacji ofert zintegrowanego procesu grafikowania po każdym czasie zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania, zgodnie z art. 24 ust. 6 i art. 18 ust. 8 lit. b rozporządzenia 2017/2195;

(1.5) Zapewnienie możliwości sprawiedliwego, obiektywnego, przejrzystego i rynkowego zakupu usług bilansujących, a także, aby przy takim zakupie unikano nadmiernych barier dla nowych instalacji i wzmacniano płynność rynków bilansujących, zapobiegając jednocześnie niepotrzebnym zakłóceniom na rynku wewnętrznym energii elektrycznej:

(a) Energia bilansująca i moce bilansujące są pozyskiwane w ramach konkurencyjnych mechanizmów rynkowych, maksymalizujących efektywność ekonomiczną procesów ich pozyskiwania, gdzie wszystkie podmioty uprawnione do świadczenia poszczególnych usług bilansujących są traktowane na przejrzystych i równych zasadach;

(b) Wymogi dla udziału w RB i świadczenia usług bilansujących odzwierciedlają niezbędne do spełnienia warunki techniczne i ekonomiczne wymagane na fizycznym rynku działającym blisko czasu rzeczywistego;

(c) WDB zapewniają publikację danych dotyczących funkcjonowania RB istotnych dla uczestników rynku;

(1.6) Ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej:

(a) WDB określają zasady dla aktywnego udziału strony popytowej w RB, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych, oraz magazynów energii elektrycznej, analogiczne do zasad stosowanych dla konwencjonalnych modułów wytwarzania energii;

(b) Usługi bilansujące są pozyskiwane na zasadach rynkowych i są świadczone z wykorzystaniem zasobów spełniających określone w WDB warunki do udziału w RB i świadczenia usług bilansujących, niezależnie od technologii zasobu;

(1.7) Ułatwienie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz wspieranie osiągnięcia celu Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych:

(a) WDB określają zasady udziału w RB dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych;

(b) Właściwe uwzględnienie źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru oraz źródeł fotowoltaicznych umożliwia im aktywny udział w RB i przyczynia się do ich dalszego rozwoju, w tym do osiągnięcia celu

Unii Europejskiej dotyczącego wzrostu udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

1.3 Harmonogram wdrożenia Warunków Dotyczących Bilansowania

(1) Harmonogram wdrożenia WDB jest następujący:

(1.1) OSP przedłoży WDB do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE) nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia wejścia w życie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819);

(1.2) Termin wejścia w życie WDB: data określona przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB.

(2) W okresie roku od dnia wejścia w życie WDB przyjmuje się wartość górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), równą 5 000 zł/MW-h dla OPMB i OMB.

(3) Określa się, że postanowienia WDB dotyczące wymiany energii bilansującej na platformie RR, rozliczenia tej energii z DUB, udostępniania oraz publikacji danych dotyczących tej energii, stosuje się od daty w której OSP uczestniczy w procesach operacyjnych prowadzonych na platformie RR. OSP przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem platformy RR opublikuje komunikat na stronie internetowej OSP informujący o tej dacie.

(4) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, OSP wyznacza i publikuje na stronie internetowej OSP współczynniki, wielkość stałą oraz górny limit wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, stosowane we wzorze na wymaganą wielkość rezerwy mocy w górę, o którym mowa w pkt 7.7, nie później niż 15 dni przed wejściem w życie zasad określonych w WDB.

(5) OSD określa bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych uwarunkowań, o których mowa w pkt 8.1(13), od daty przypadającej na rok po dacie wejścia w życie WDB.

(6) OSP stosuje mechanizm, o którym mowa w pkt 10.3(25), nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2026 r.

(7) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, OSP wyznacza i publikuje na stronie internetowej OSP parametry LOLP i okresy niereprezentatywne, o których mowa w pkt 12.3, nie później niż 15 dni przed wejściem w życie zasad określonych w WDB.

(8) Dla kwartału, w którym weszły w życie WDB, jako pierwszą dobę handlową tego kwartału, o której mowa w pkt 12.4(8), przyjmuje się dobę wejścia w życie WDB.

(9) Dla kwartału q-1 poprzedzającego kwartał q, w którym weszły w życie WDB, ograniczona średnia wartość COR dla kwartału q-1 wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kwartale q, o której mowa w pkt 12.4(9), wynosi 40 zł/MW-h.

(10) W okresie roku od dnia wejścia w życie WDB wyniki ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR będą wyznaczane na podstawie wyników ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB.

(11) OSP w zakresie w jakim będzie konieczne dostosowanie WDB w celu przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem platform wymiany energii bilansującej, o których mowa w art. 20 i art. 21 rozporządzenia 2017/2195, opracuje i przedłoży zmiany WDB do zatwierdzenia przez Prezesa URE, przynajmniej na dwa miesiące przed planowaną datą przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej z wykorzystaniem danej platformy wymiany energii bilansującej.

(12) Od dnia wejścia w życie WDB stosuje się składniki cen wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) wykorzystywane w algorytmie wyznaczania tych cen dla poszczególnych JG oraz ceny za uruchomienie (CU) dla poszczególnych JG_{W1}, które obowiązywały w dobie poprzedzającej dzień wejścia w życie WDB, z wyłączeniem współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto (WS), który dla poszczególnych JG stosuje się w wartościach określonych w umowach przesyłania. Aktualizacja składników stosowanych w kalkulacji cen CWD i CWO oraz wartości cen CU odbywa się na zasadach określonych w WDB.

(13) Do wyznaczenia wartości ceny odniesienia (C_O) obowiązującej w miesiącu kalendarzowym *m*, w zakresie w jakim zasady wyznaczenia tej ceny określone w pkt 6.4(10) odwołują się do okresu poprzedzającego dzień wejścia w życie WDB, zamiast cen energii niezbilansowania (CEN) stosuje się ceny rozliczeniowe sprzedaży energii z rynku bilansującego (CRO_S).

1.4 Wprowadzanie zmian Warunków Dotyczących Bilansowania

(1) Tryb dokonywania i wprowadzania zmian WDB określa rozporządzenie 2017/2195. Poniższe postanowienia służą wykonaniu ww. przepisów.

(2) Zmiana WDB jest przeprowadzana poprzez opracowanie nowych WDB albo poprzez opracowanie zmian obowiązujących WDB.

(3) Proces wprowadzania zmian WDB, poprzez opracowanie nowych WDB albo zmian obowiązujących WDB, obejmuje następujące działania:

(3.1) OSP opracowuje projekt WDB albo projekt zmian WDB zawierający specyfikację zmian oraz dokument wyjaśniający zawierający opis przedmiotu zmian, przyczynę zmian, a także planowany termin wdrożenia odpowiednio WDB albo zmian WDB;

(3.2) Dokumenty, o których mowa w pkt (3.1), OSP publikuje na swojej stronie internetowej wraz z komunikatem informującym o rozpoczęciu procesu konsultacji społecznych i sposobie nadsyłania uwag do projektu WDB albo projektu zmian WDB oraz terminie przewidzianym na konsultacje społeczne;

(3.3) Okres przewidziany na konsultacje społeczne nie może być krótszy niż określony w art. 10 ust. 1 i 5 rozporządzenia 2017/2195, przy czym ocenie OSP

podlega uwzględnienie uwag bądź propozycji, które zostały przekazane OSP, po upływie okresu przewidzianego na konsultacje;

(3.4) Po zakończeniu okresu przewidzianego na konsultacje społeczne OSP:

(a) Dokonuje analizy otrzymanych uwag i propozycji;

(b) Opracowuje raport z procesu konsultacji społecznych, zawierający zestawienie otrzymanych uwag lub propozycji, informacje o sposobie ich uwzględnienia lub o przyczynach ich nieuwzględnienia oraz w uzasadnionych przypadkach, zestawienie własnych uzupełnień lub korekt, których potrzeba wprowadzenia wynika w szczególności ze zgłoszonych uwag lub propozycji, albo jeżeli mają one charakter redakcyjny lub pisarski, lub polegają na usunięciu oczywistej omyłki;

(c) Opracowuje nowe WDB albo zmiany WDB oraz dokument wyjaśniający, uwzględniające w uzasadnionym zakresie zgłoszone uwagi i propozycje oraz ewentualne uzupełnienia lub korekty, o których mowa w pkt (b), zgodnie z informacjami przedstawionymi w raporcie z procesu konsultacji społecznych;

(d) Przedkłada Prezesowi URE do zatwierdzenia nowe WDB albo zmiany WDB wraz z raportem z procesu konsultacji społecznych oraz dokumentem wyjaśniającym;

(e) Publikuje na swojej stronie internetowej komunikat o przedłożeniu Prezesowi URE nowych WDB albo zmian WDB wraz z raportem z procesu konsultacji oraz dokumentem wyjaśniającym.

(3.5) WDB albo zmiany WDB wchodzą w życie w terminie określonym przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB albo zmiany WDB;

(3.6) WDB albo zmiany WDB, po ich zatwierdzeniu przez Prezesa URE, OSP publikuje na swojej stronie internetowej, zgodnie z art. 12 ust. 3 lit. g rozporządzenia 2017/2195, wraz z informacją o dacie wejścia w życie. OSP publikuje na swojej stronie internetowej tekst ujednolicony obowiązujących WDB.

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

2.1 Akty prawne i dokumenty powołane w WDB

decyzja ACER 01/2019		decyzja Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z dnia 24 stycznia 2019 r. nr 01/2019, ustanawiająca jednolitą metodę wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej	–	instrukcja opracowana przez OSD na podstawie art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne
Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	–	instrukcja opracowana przez OSP na podstawie art. 9g ust. 1 ustawy Prawo energetyczne
Kodeks cywilny	–	ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 roku – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2022 r. poz. 1360 z późn. zm.)
kodeksy sieci	–	akty prawne wydane na podstawie art. 59 i art. 61 rozporządzenia 2019/943
metoda wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	–	metoda opracowana zgodnie z art. 30 ust. 1 i 3 rozporządzenia 2017/2195
metoda wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego	–	metoda opracowana zgodnie z art. 55 rozporządzenia 2015/1222
MNA OA	–	dwustronna umowa zawarta pomiędzy OSP a NEMO określająca szczegółowe zasady operacyjnego działania jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego w polskim obszarze rynkowym w formule wielu NEMO, wdrażająca „Warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w Polsce” zatwierdzone decyzją Prezesa URE z dnia 5 czerwca 2017 r. (znak: DDR.WRE.7128.5.20016.JPa2) wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie

ramy wdrażania IN	–	ramy wdrażania dla europejskiej platformy procesu kompensowania niezbilansowań zgodnie z art. 22 rozporządzenia 2017/2195
ramy wdrażania RR	–	ramy wdrażania dla europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych zgodnie z art. 19 rozporządzenia 2017/2195
rozporządzenie 2015/1222	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. U. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/631	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. U. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/1388	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru (Dz. U. UE L 223 z 18.08.2016, str. 10)
rozporządzenie 2016/1719	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259 z 27.09.2016, str. 42)
rozporządzenie 2017/1485	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220 z 25.08.2017, str. 1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2195	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2196	–	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych (Dz. U. UE L 312 z 28.11.2017, str. 54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/942	–	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158 z 14.06.2019, str. 22 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/943	–	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54 z późn. zm.)
rozporządzenie pomiarowe	–	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. poz. 788)

rozporządzenie systemowe	–	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819)
SAFA RGCE	–	umowa zawarta przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych działających w Regional Group Continental Europe w ramach ENTSO-E, w wykonaniu obowiązku wynikającego z art. 118 ust. 2 rozporządzenia 2017/1485, która zobowiązuje tych operatorów do stosowania zawartych w tej umowie: 1) Zbioru zasad i wymagań technicznych (dotyczących pracy wzajemnie połączonych sieci elektroenergetycznych) obowiązujących, na mocy kodeksów sieci, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z krajów członkowskich Unii Europejskiej; 2) Zbioru dodatkowych wymagań obowiązujących, na podstawie tej umowy, operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych działających w Regional Group Continental Europe.
skala klasyfikacji incydentów	–	dokument opracowany przez ENTSO-E zgodnie z rozporządzeniem (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r., zaktualizowany w celu realizacji celów rozporządzenia 2017/1485
TCM	–	metody, warunki, wymogi i zasady (ang. terms, conditions and methodologies) przyjęte na podstawie rozporządzenia 2019/943 lub kodeksów sieci
ustawa o giełdach towarowych	–	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 170 z późn. zm.)
ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	–	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2022 r. poz. 1500 z późn. zm.)
ustawa o odnawialnych źródłach energii	–	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.)
ustawa o podatku od towarów i usług	–	ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2022 r. poz. 931)
ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	–	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 533 z późn. zm.)
ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	–	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm.)
ustawa Prawo energetyczne	–	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)

ustawa Prawo o miarach	–	ustawa z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068 z późn. zm.)
zasady określania wielkości FRR	–	zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR) opracowane na podstawie art. 157 rozporządzenia 2017/1485, zatwierdzone decyzją Prezesa URE z dnia 27 czerwca 2022 r. (znak: DRE.WKP.744.1.16.2022.KC) wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie

2.2 Skróty i oznaczenia

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

CEND – cena dobowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB

CENDE – cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB

CENO – cena dobowa za energię niezbilansowania odebraną z RB

CENOE – cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB

CEO – cena energii odchylenia

CKOEB – cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO

CMBNN – cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona

CMBNO – cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona

CMBP – cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym

CMBPUD – cena dobowa za moc bilansującą

CMBPUE – cena dekadowa za moc bilansującą

CMBU – cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym

CMBZ – cena mocy bilansujących zastępujących moc danego typu rezerwy mocy

COA – znacznik czasu nadawany komunikatom wysyłanym i odbieranym w węźle centralnym WIRE

COM – cena ofertowa mocy bilansujących w OPMB

COMRR – cena ofertowa pozyskania mocy bilansujących jako RR w OPMB

COR – cena rezerwy operacyjnej

$\overline{\mathrm{COR}}^{*}$ – ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego

$\mathrm{COR}^{\mathrm{Max}}$ – cena maksymalna rezerwy operacyjnej

$\mathrm{COR}^{\mathrm{Min}}$ – cena minimalna rezerwy operacyjnej

CORD – cena dobowa rezerwy operacyjnej

$\mathrm{CORD}^{\mathrm{Max}}$ – górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej

CORE – cena dekadowa rezerwy operacyjnej

CRK – cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej

$\mathrm{CRK}^{\mathrm{PP}}$ – cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR

$\mathrm{CRK}^{\mathrm{RR}}$ – cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR

CSDAC – cena SDAC

CU – cena jednostkowa uruchomienia $\mathrm{JG}_{\mathrm{W1}}$ z danego stanu cieplnego

CUA – cena unikniętej aktywacji energii bilansującej

CWD – cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej

CWK – cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej

$\mathrm{CWK}^{\mathrm{PP}}$ – cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR

$\mathrm{CWK}^{\mathrm{RR}}$ – cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR

CWO – cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej

DUB	–	dostawca usług bilansujących
E^{BPP}	–	energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP)
EB	–	energia bilansująca
EB^{PP}	–	energia bilansująca aktywowana poza platformą RR
EB^{PRR}	–	energia bilansująca aktywowana na platformie RR
EB^{RR}	–	energia bilansująca wynikająca z aktywacji na platformie RR
EBD	–	dobowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB
EBDE	–	dekadowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB
EBO	–	dobowa ilość energii bilansującej odebranej z RB
EBOE	–	dekadowa ilość energii bilansującej odebranej z RB
EIC	–	unikalny kod identyfikujący podmioty i obiekty na rynku energii (ang. Energy Identification Code)
EN	–	energia niezbilansowania
END	–	dobowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB
ENDE	–	dekadowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB
ENO	–	dobowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB
ENOE	–	dekadowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB
ENTSO-E	–	Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ang. The European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EO	–	energia odchylenia
EP^{RBB}	–	przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE
EP^{RBN}	–	przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE
ER	–	energia rzeczywista
ES	–	energia skorygowana
ESP	–	elektrownia szczytowo-pompowa
EZ	–	energia zweryfikowana
FCR	–	rezerwa utrzymania częstotliwości (ang. frequency containment reserve)
FCR^{D}	–	rezerwa utrzymania częstotliwości w dół
FCR^{G}	–	rezerwa utrzymania częstotliwości w górę
FRP	–	fizyczny rejestr pomiarowy
FRPP	–	fizyczny rejestr pomiarowy podstawowy
FRPR	–	fizyczny rejestr pomiarowy rezerwowy
FRR	–	rezerwa odbudowy częstotliwości (ang. frequency restoration reserve)
FRR^{D}	–	rezerwa odbudowy częstotliwości w dół
FRR^{G}	–	rezerwa odbudowy częstotliwości w górę

GCE – giełdowe ceny energii
GMC – grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC_U – uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC_W – zweryfikowane grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMC_Z – zgłoszone grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
GMCB – grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
$GMCB_U$ – uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
GO^{KGO} – grafik obciążenia po KGO
ΔGO^{KGO} – zmiana grafiku obciążenia związana z KGO
GWE – giełdowe wolumeny energii
GWM – grafiki wymiany międzysystemowej
GWM_U – uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej
GWM_W – zweryfikowane grafiki wymiany międzysystemowej
GWM_Z – zgłoszone grafiki wymiany międzysystemowej
IAEBRR – informacja o aktywowanej energii bilansującej na platformie RR
IGMC – informacja o niezgodności ZGMC
IGWM – informacja o niezgodności ZGWM
INMBP – informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie podstawowym
INMBU – informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie uzupełniającym
IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IUZUSE – informacja uzupełniająca o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
IZOEB – informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na energię bilansującą
IZOMB – informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na moce bilansujące
IZOPMB – informacja o niezgodności zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące
IZOT – informacja o niezgodności zgłoszenia oferty technicznej
IZPP – informacja o niezgodności zgłoszenia programu pracy
IZUSE – informacja o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
JB – jednostka bilansowa
JB_{GE} – jednostka bilansowa giełdy energii
JB_{OS} – jednostka bilansowa operatora systemu
JB_{WM} – jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej
JB_{WMO} – jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej OSP
JB_{WMP} – jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej POB
JB_Z – jednostka bilansowa zasobów
JG – jednostka grafikowa

JG_A – jednostka grafikowa agregatu

JG_M – jednostka grafikowa magazynu

JG_{M1} – jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 1

JG_{M2} – jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 2

JG_O – jednostka grafikowa odbiorcza

JG_W – jednostka grafikowa wytwórcza

JG_{W1} – jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 1

JG_{W2} – jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 2

JG_Z – jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych

JG_{Z1} – jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 1

JG_{Z2} – jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 2

JG_{Z3} – jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 3

JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

KB – koszt bilansowania energii

KCD^{CO2} – jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na RB

KCO^{CO2} – jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z RB

KCZ – całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB

KEO – korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia

KGO – korekta grafiku obciążenia związana z nabytymi mocami bilansującymi

KMB – koszt mocy bilansujących

KN – korekta niezbilansowania

KO – koszt usuwania ograniczeń systemowych

KP – koszt paliwa podstawowego

KRO – koszt rezerwy operacyjnej

KSE – krajowy system elektroenergetyczny

KT^{CO2} – koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2

KW – wysokość wsparcia JG

LFC – system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ang. load frequency control)

LOLP – prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (ang. loss of load probability)

LSPR – lokalny system pomiarowo-rozliczeniowy

MB – miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego

$_{AFD}$MB – $_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane przez zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnej, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące, w obszarze RB niebędącym podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{F}$MB – fizyczne miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego

$_{FD}$MB – $_{F}$MB, w którym są reprezentowane dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB

$_{FZ}$MB – $_{F}$MB, w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej bezpośrednio w tej lokalizacji sieci, jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB

$_{W}$MB – ponadsieciowe (wirtualne) miejsce dostarczania energii elektrycznej rynku bilansującego

MB_{AH} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE wodne, inne niż MWE elektrowni szczytowo-pompowej

MB_{AI} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE, inne niż cieplne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE

MB_{AM} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo MEE

MB_{AO} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących sterowane odbiory

MB_{AW} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE cieplne

MB_{AZ} – $_{AFD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE

MB_{PEO} – $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, przyłączonych do sieci OSDp, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych

MB_{O} – $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej

MB_{OSD} – $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPW, należących do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV

MB_{W} – $_{FD}$MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej lub URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, reprezentujących odpowiednio MWE lub MEE

MBA	–	moc bilansująca aktywowana
MBD	–	moc bilansująca dostarczona
MBN	–	niedostarczona moc bilansująca
MBNN	–	niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona
MBNNO	–	niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona, objęta energią odchylenia
MBNO	–	niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona
MBP	–	moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym
MBPUD	–	dobowa wielkość mocy bilansującej
MBPUE	–	dekadowa wielkość mocy bilansującej
MBPZ	–	moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MBU	–	moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym
MBUZ	–	moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MBW	–	moc bilansująca wykonana
MBZ	–	moc bilansująca nabyta, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy
MD	–	miejsce dostarczania energii elektrycznej
MEE	–	magazyn energii elektrycznej
mFRRd	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (ang. manual frequency restoration reserve directly activated)
$mFRRd^{D}$	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w dół
$mFRRd^{G}$	–	rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę
MWE	–	moduł wytwarzania energii
NEB	–	należność za energię bilansującą
NEB^{PP}	–	należność za energię bilansującą aktywowaną poza platformą RR
NEB^{RR}	–	należność za energię bilansującą wynikającą z aktywacji na platformie RR
NEBD	–	dobowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB
NEBDE	–	dekadowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB
NEBO	–	dobowa należność za energię bilansującą odebraną z RB
NEBOE	–	dekadowa należność za energię bilansującą odebraną z RB
NEMO	–	wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (ang. nominated electricity market operator)
NEN	–	należność za energię niezbilansowania
NEND	–	dobowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB

NENDE – dekadowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB
NENO – dobowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB
NENOE – dekadowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB
NMBP – należność za moc bilansującą nabytą w trybie podstawowym
NMBPU – należność za moc bilansującą
NMBPUD – dobowa należność za moc bilansującą
NMBPUE – dekadowa należność za moc bilansującą
NMBU – należność za moc bilansującą nabytą w trybie uzupełniającym
NN – najwyższe napięcie
nN – niskie napięcie
NRO – należność za rezerwę operacyjną
NRO^{PP} – należność za rezerwę operacyjną niewynikającą z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
NRO^{RR} – należność za rezerwę operacyjną wynikającą z aktywacji na platformie RR
NROD – dobowa należność za rezerwę operacyjną
NROE – dekadowa należność za rezerwę operacyjną
OEB – oferta na energię bilansującą
OFC – cena ofertowa w OMB
OFC^{D} – cena ofertowa aktywacji w dół w OEB
OFC^{G} – cena ofertowa aktywacji w górę w OEB
$OFCG^{D}$ – cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji w OEB
$OFCG^{G}$ – cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji w OEB
$OFCL^{D}$ – cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru w OEB
$OFCL^{G}$ – cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru w OEB
OFP – oferowana moc w paśmie w OEB
OFPG – oferowana moc w paśmie w kierunku generacji w OEB
OFPL – oferowana moc w paśmie w kierunku poboru w OEB
OGMC – nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGMC
OGWM – nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGWM
OH – operator handlowy
OHT – operator handlowo-techniczny
OJNZ – zbiór OREB o jednolitej niepewności zbilansowania
OMB – oferta na moce bilansujące
OMBNN – opłata za niedostarczoną moc bilansującą która nie została odtworzona
OMBNO – opłata za niedostarczoną moc bilansującą, która została odtworzona
$ONMB^{P}$ – okres nabywania mocy bilansujących w trybie podstawowym
$ONMB^{U}$ – okres nabywania mocy bilansujących w trybie uzupełniającym

OP	–	operator pomiarów
OPCR	–	okres planowania czasu rzeczywistego
OPMB	–	oferta portfolio na moce bilansujące
OR	–	operator rynku
OREB	–	okres rozliczania energii bilansującej
ORN	–	okres rozliczania niezbilansowania
OS	–	operator systemu
OSD	–	operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDn	–	OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową
OSDp	–	OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową
OSP	–	operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego
OT	–	oferta techniczna
OWM	–	okres wykorzystania magazynu
OWMC	–	nieprzyjęcie ZWMC
OZD^{SDAC}	–	okres zgłaszania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego
OZD^{SIDC}	–	okres zgłaszania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
OZOEB	–	odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą
OZOMB	–	odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące
OZOPMB	–	odrzucenie zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące
OZOT	–	odrzucenie zgłoszenia oferty technicznej
OZPG	–	oferta zintegrowanego procesu grafikowania
OZPP	–	odrzucenie zgłoszenia programu pracy
OZUSE	–	odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego
OZUSEB	–	odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego
ΔP	–	polecona redukcja generacji mocy względem estymaty
P^{DyspRO}	–	dyspozycyjność operacyjna JG do wyznaczenia RO
$P^{MaxKwal}$	–	moc maksymalna kwalifikowana JG
P^{MaxZR}	–	maksymalny zakres rezerwy mocy JG dla danego typu rezerwy mocy
$P^{MinKwal}$	–	moc minimalna kwalifikowana JG
P^{MinZR}	–	minimalny zakres rezerwy mocy JG dla danego typu rezerwy mocy
P^{OfMax}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG określona w OEB dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
P^{OfMin}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG określona w OEB

		dla mocy bilansujących: oferowana moc minimalna JG dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PAWMC	–	potwierdzenie odebrania AWMC
PB	–	pozycja bilansowa
$PG^{MaxKwal}$	–	moc maksymalna kwalifikowana JG w kierunku generacji
PG^{MaxZR}	–	maksymalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy
$PG^{MinKwal}$	–	moc minimalna kwalifikowana JG w kierunku generacji
PG^{MinZR}	–	minimalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy
PG^{OfMax}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG w kierunku generacji określona w OEB
		dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PG^{OfMin}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku generacji określona w OEB
		dla mocy bilansujących: oferowana moc minimalna JG w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PGMC	–	przyjęcie do uzgodnienia ZGMC
$PL^{MaxKwal}$	–	moc maksymalna kwalifikowana JG w kierunku poboru
PL^{MaxZR}	–	maksymalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy
$PL^{MinKwal}$	–	moc minimalna kwalifikowana JG w kierunku poboru
PL^{MinZR}	–	minimalny zakres rezerwy mocy JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy
PL^{OfMax}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc maksymalna JG w kierunku poboru określona w OEB
		dla mocy bilansujących: oferowana moc maksymalna JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PL^{OfMin}	–	dla energii bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku poboru określona w OEB
		dla mocy bilansującej: oferowana moc minimalna JG w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy określona w OMB
PGWM	–	przyjęcie do uzgodnienia ZGWM
PH	–	partner handlowy UWM
PKD	–	plan koordynacyjny dobowy
PKZ	–	pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG
POB	–	podmiot odpowiedzialny za bilansowanie
POB_{GE}	–	POB prowadzący giełdę towarową lub pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej lub pełniący funkcję NEMO / CCP NEMO

POB_{OSD}	–	POB będący OSDp
POB_{OSP}	–	POB będący OSP
POB_{Z}	–	POB prowadzący bilansowanie handlowe zasobów
POEB	–	przyjęta oferta na energię bilansującą
POM	–	oferowana moc maksymalna w OPMB
POMB	–	przyjęta oferta na moce bilansujące
POPMB	–	przyjęte oferty portfolio na moce bilansujące
POT	–	przyjęta oferta techniczna
POWMC	–	potwierdzenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego
PP	–	program pracy
PPD	–	program pracy deklarowany
PPE	–	punkt poboru energii
PPP	–	przyjęty program pracy
PPS	–	program pracy skorygowany
PPW	–	punkt pomiarowy - punkt wymiany
PPZ	–	program pracy zweryfikowany
PREU	–	portal rynku energii i usług
Prezes URE	–	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PUSE	–	przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia następnego
PUSEB	–	przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia bieżącego
PW	–	przydzielony wolumen
PWMC	–	przyjęcie ZWMC
RB	–	rynek bilansujący krajowego systemu elektroenergetycznego
RBB	–	RB dnia bieżącego
RBN	–	RB dnia następnego
RC^{CO2}	–	rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2
RD^{EB}	–	raport dobowy energii bilansującej
RD^{EN}	–	raport dobowy energii niezbilansowania
RD^{MB}	–	raport dobowy mocy bilansujących
RD^{RO}	–	raport dobowy rezerwy operacyjnej
RH^{EB}	–	raport handlowy energii bilansującej
RH^{EN}	–	raport handlowy energii niezbilansowania
RH^{MB}	–	raport handlowy mocy bilansujących
RH^{RO}	–	raport handlowy rezerwy operacyjnej
RHER	–	raport hierarchiczny energii rzeczywistej
RHK^{EB}	–	raport handlowy korygujący energii bilansującej
RHK^{EN}	–	raport handlowy korygujący energii niezbilansowania
RHK^{MB}	–	raport handlowy korygujący mocy bilansujących

RHK^{RO}	–	raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej
RMB	–	rynek mocy bilansujących
RO	–	rezerwa operacyjna
RO^{Min}	–	minimalna wielkość rezerwy operacyjnej
ROR	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu
RORD	–	dobowa wielkość rezerwy operacyjnej podlegająca rozliczeniu
RORE	–	dekadowa wielkość rezerwy operacyjnej podlegająca rozliczeniu
ROR^{PP}	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu niewynikająca z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
ROR^{RR}	–	rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu wynikająca z aktywacji energii bilansującej na platformie RR
RR	–	rezerwa zastępcza (ang. replacement reserve)
RR^{D}	–	rezerwa zastępcza w dół
RR^{G}	–	rezerwa zastępcza w górę
RRCE	–	roczna średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku kalendarzowym poprzedzającym dany rok kalendarzowy
RRP	–	rozliczeniowy rejestr pomiarowy
S^{KGO}	–	stan JG po KGO
SDAC	–	jednolite łączenie rynków dnia następnego
SIDC	–	jednolite łączenie rynków dnia bieżącego
SK	–	stan zakontraktowania
SN	–	średnie napięcie
SO	–	sterowany odbiór
SOWE	–	system operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących
SPR	–	system pomiarowo-rozliczeniowy OSP
UGMC	–	uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
UGMCB	–	uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
UGWM	–	uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej
URB	–	uczestnik rynku bilansującego
URD	–	uczestnik rynku detalicznego
USE	–	umowa sprzedaży energii
USE_{WM}	–	umowa sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym
UWM	–	uczestnik wymiany międzysystemowej
W^{CO2}	–	jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2
WDB	–	Warunki Dotyczące Bilansowania
WGMB	–	wykonany grafik mocy bilansującej
WIRE	–	system wymiany informacji o rynku energii

WMC	–	wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego
$WMCB_A$	–	wyniki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego
$WMCB_C$	–	wyniki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego
WN	–	wysokie napięcie
WS	–	współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto
Z_{RB}	–	zabezpieczenie należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB
ZAK	–	znacznik aktywności
ZEB^{PP}	–	zapotrzebowanie na energię bilansującą w obszarze RB pokryte przez energię aktywowaną poza platformą RR
ZEB^{RR}	–	zapotrzebowanie na energię bilansującą do pokrycia na platformie RR
ZGMC	–	zgłoszenie grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego
ZGWM	–	zgłoszenie grafików wymiany międzysystemowej
ZMB^{aFRRD}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą $aFRR^D$
ZMB^{aFRRG}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą $aFRR^G$
ZMB^{FCRD}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR^D
ZMB^{FCRG}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR^G
ZMB^{FRRD}	–	łączne zapotrzebowanie na moce bilansujące $aFRR^D$ i $mFRRd^D$
ZMB^{FRRG}	–	łączne zapotrzebowanie na moce bilansujące $aFRR^G$ i $mFRRd^G$
ZMB^{RRD}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą RR^D
ZMB^{RRG}	–	zapotrzebowanie na moc bilansującą RR^G
ZNZ	–	źródła niepewności zbilansowania
ZOEB	–	zgłoszenie oferty na energię bilansującą
$ZOEB^{RR}$	–	zagregowana oferta na energię bilansującą z rezerw zastępczych
ZOMB	–	zgłoszenie oferty na moce bilansujące
ZOPMB	–	zgłoszenie ofert portfolio na moce bilansujące
ZOT	–	zgłoszenie oferty technicznej
ZP	–	znacznik wykorzystania pasma
ZPDO	–	znacznik potencjału dostawy i odbioru
ZPG	–	zintegrowany proces grafikowania
ZPP	–	zgłoszenie programu pracy
ZPW	–	zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej na przekroju handlowym
ZUB	–	znacznik usług bilansujących
ZUSE	–	zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia następnego
ZUSEB	–	zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego
ZWMC	–	zgłoszenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego
ZWMCB	–	zgłoszenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

ZWP – znacznik wymuszonej pracy

ZZUSEB – zapytanie o zgłoszenie USE dla dnia bieżącego

2.3 Definicje stosowanych pojęć

aktywny okres zgłoszenia – okres, którego dotyczą zgłoszenia danych handlowo-technicznych na RB

biuro przetargów – uprawniony podmiot organizujący przetargi roczne, miesięczne, dobowe oraz w ramach procesu rezerwowego na alokację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej

CCP NEMO – kontrahent centralny, podmiot, o którym mowa w art. 2 pkt 42 rozporządzenia 2015/1222, tj. jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie zawierania umów z uczestnikami rynku, poprzez nowację umów wynikających z procesu kojarzenia, i organizowania transferu sald wynikających z alokacji zdolności przesyłowych z innymi kontrahentami centralnymi lub spedytorami, wskazany OSP przez NEMO w umowie MNA OA

czas rampowania – czas rampowania w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 147 rozporządzenia 2017/1485, tj. okres określony przez stały punkt rozpoczęcia i czas, w którym pobierana lub generowana moc czynna będzie się zwiększać lub zmniejszać

dane pomiarowe – dane pomiarowe w rozumieniu art. 3 pkt 61 ustawy Prawo energetyczne, tj. dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego

dane pomiarowo-rozliczeniowe – dane wyznaczane na podstawie danych pomiarowych i odpowiednich algorytmów na potrzeby prowadzenia rozliczeń

doba handlowa – okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, w którym następuje fizyczna realizacja umów sprzedaży energii elektrycznej

dostawca usług bilansujących – dostawca usług bilansujących w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/2195, tj. uczestnik rynku z jednostkami zapewniającymi rezerwę lub grupami zapewniającymi rezerwę, który może świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP

dzień roboczy – okres od godziny 0.00 do godziny 24.00 każdego dnia, który nie jest sobotą lub dniem ustawowo wolnym od pracy

energia bilansująca – energia bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2017/2195, tj. energia wykorzystywana przez OSP do celów bilansowania systemu dostarczona przez dostawcę usług bilansujących

energia odchylenia	–	energia wynikająca z odchylenia JG od poleceń OSP, stanowiąca różnicę, o której mowa w § 26 ust. 1 rozporządzenia systemowego
estymata	–	szacowana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym wartość mocy czynnej możliwa do generacji przez JG_Z, przy uwzględnieniu bieżącej dostępności energii promieniowania słonecznego lub wiatru oraz warunków eksploatacyjnych
farma fotowoltaiczna	–	farma fotowoltaiczna w rozumieniu § 2 pkt 4 rozporządzenia systemowego, tj. moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię promieniowania słonecznego, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia
farma wiatrowa	–	farma wiatrowa w rozumieniu § 2 pkt 5 rozporządzenia systemowego, tj. moduł parku energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, przyłączony do sieci w jednym miejscu przyłączenia
fizyczne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	–	miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej
fizyczny rejestr pomiarowy	–	rejestr w liczniku zdalnego odczytu lub liczniku konwencjonalnym reprezentujący pomiar wielkości fizycznej dotyczącej energii elektrycznej zmierzonej w punkcie pomiarowym
grafik obciążenia	–	moc generacji w przypadku JG_W, moc generacji albo poboru w przypadku JG_M i JG_A, moc poboru w przypadku JG_O albo wartość redukcji generacji mocy względem estymaty w przypadku JG_Z, określona w programie pracy
grafik mocy bilansującej	–	grafik rezerwy mocy JG stanowiący moc bilansującą określony w programie pracy dla danego typu rezerwy mocy
instalacja odbiorcza	–	instalacja odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 1 rozporządzenia 2016/1388, tj. instalacja, która zużywa energię elektryczną i jest przyłączona w jednym lub kilku punktach przyłączenia do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego. Instalacją odbiorczą nie jest system dystrybucyjny ani zasilanie potrzeb własnych modułu wytwarzania energii
jednolite łączenie rynków dnia bieżącego	–	jednolite łączenie rynków dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 27 rozporządzenia 2015/1222, tj. ciągły proces, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia bieżącego
jednolite łączenie rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego	–	jednolite łączenie rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego w rozumieniu art. 2 pkt 2 lit. d metody wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego zatwierdzonej decyzją ACER 01/2019, tj.

		jednolite łączenie rynków dnia bieżącego z zastosowaniem aukcji typu implicit rynku dnia bieżącego
jednolite łączenie rynków dnia bieżącego handlu ciągłego	–	jednolite łączenie rynków dnia bieżącego handlu ciągłego w rozumieniu art. 2 pkt 2 lit. c metody wyceny międzyobszarowych zdolności przesyłowych dnia bieżącego zatwierdzonej decyzją ACER 01/2019, tj. jednolite łączenie rynków dnia bieżącego z zastosowaniem algorytmów kojarzenia zleceń w trybie ciągłym
jednolite łączenie rynków dnia następnego	–	jednolite łączenie rynków dnia następnego w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia 2015/1222, tj. proces aukcyjny, w którym złożone zlecenia są kojarzone, a jednocześnie alokowane są międzyobszarowe zdolności przesyłowe dla różnych obszarów rynkowych na rynku dnia następnego
jednostka bilansowa	–	jednostka bilansowa w rozumieniu § 2 pkt 8 rozporządzenia systemowego, tj. zbiór rzeczywistych lub wirtualnych miejsc dostarczania energii elektrycznej utworzony na potrzeby rozliczania niezbilansowania
jednostka grafikowa	–	jednostka grafikowa w rozumieniu § 2 pkt 9 rozporządzenia systemowego, tj. zbiór rzeczywistych miejsc dostarczania energii elektrycznej określonych dla zasobów użytkowników systemu, za pomocą których dostawca usług bilansujących świadczy usługi bilansujące
jednostka odbiorcza	–	jednostka odbiorcza w rozumieniu art. 2 pkt 4 rozporządzenia 2016/1388, tj. niepodzielny zestaw instalacji obejmujący urządzenia, którymi właściciel instalacji odbiorczej lub operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego (OZSD) mogą aktywnie sterować indywidualnie lub wspólnie w ramach zagregowanego obciążenia sterowanego za pośrednictwem osoby trzeciej
jednostka wytwórcza centralnie dysponowana	–	jednostka wytwórcza centralnie dysponowana w rozumieniu § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii: a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo b) cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej lub wyższej niż 100 MW przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony
kod węzła odwzorowania	–	określenie węzła sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV lub węzła łączącego sieć średniego

		napięcia z siecią o napięciu 110 kV, w podziale na szyny po stronie średniego napięcia, do którego, dla potrzeb definiowania miejsca dostarczania energii rynku bilansującego jednostki grafikowej, jest przyłączony albo odwzorowany pojedynczy zasób
korekta niezbilansowania	–	korekta niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 14 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii odpowiadający energii bilansującej dostarczonej przez dostawcę usług bilansujących, stosowany przez OSP przyłączającego w danym okresie rozliczania niezbilansowania do stosownych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie; wolumen ten wykorzystuje się do obliczania niezbilansowania tych podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie
krajowy system elektroenergetyczny	–	system elektroenergetyczny na obszarze geograficznym Rzeczypospolitej Polskiej
licznik konwencjonalny	–	licznik konwencjonalny w rozumieniu art. 3 pkt 65 ustawy Prawo energetyczne, tj. przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu
licznik zdalnego odczytu	–	licznik zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 64 ustawy Prawo energetyczne, tj. przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy Prawo o miarach (Dz. U. z 2021 r. poz. 2068), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu
magazyn energii elektrycznej	–	magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne, tj. instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej; na potrzeby WDB z definicji magazynu energii elektrycznej wyłącza się MWE elektrowni szczytowo-pompowych
magazyn OSP	–	potencjał MEE albo ESP dostępny dla OSP poprzez JG_{M1} wyznaczany na podstawie potencjału dostawy i odbioru oraz ZPDO określonych w programie pracy
maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: maksymalny, dopuszczalny gradient naboru mocy dla danego kierunku (zwiększenie generacji albo zmniejszenie poboru) aktywowany poprzez sygnał BPP albo ΔP, możliwy do realizacji przez zasoby tworzące JG
maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: maksymalny, dopuszczalny gradient redukcji mocy dla danego kierunku (zmniejszenie generacji albo zwiększenie poboru) aktywowany poprzez sygnał BPP albo ΔP, możliwy do realizacji przez zasoby tworzące JG

miejsce dostarczania energii elektrycznej	–	miejsce dostarczania energii elektrycznej w rozumieniu § 2 pkt 13 rozporządzenia systemowego, tj. miejsce, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określone w umowie o przyłączenie do sieci albo w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, albo w umowie sprzedaży energii elektrycznej, albo w umowie kompleksowej, będące jednocześnie miejscem jej odbioru; reprezentowane na RB w miejscu dostarczania energii rynku bilansującego
miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	–	określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem RB, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii pomiędzy URB a RB
minimalny czas postoju JG	–	minimalny czas po którym może nastąpić uruchamianie, liczony od końca ostatniego OREB, w którym JG miała moc obciążenia różną od 0 MW; dla JG_{W1} jest to czas TPG, określony w charakterystyce uruchamiania
minimalny czas pracy JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: minimalny czas pracy w okresie którego JG nie może być odstawiona do postoju innego niż odstawienie awaryjne, liczony od końca OREB, w którym JG osiągnęła moc minimalną
moc bilansująca	–	moc bilansująca w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen rezerwy mocy, na którego utrzymanie zgodził się dostawca usług bilansujących oraz w odniesieniu do którego dostawca usług bilansujących zgodził się złożyć OSP oferty na odpowiedni wolumen energii bilansującej przez cały okres obowiązywania umowy
moc maksymalna dyspozycyjna JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna JG pomniejszona o dodatnie ubytki mocy
moc maksymalna JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna zasobu lub suma mocy maksymalnych w przypadku grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy maksymalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP, z zastrzeżeniem, że w przypadku JG_Z suma mocy maksymalnych nie uwzględnia mocy maksymalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii
moc maksymalna kwalifikowana JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna przyjęta w ramach procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących dla danego kierunku
moc minimalna JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna zasobu albo najmniejsza moc minimalna zasobu spośród grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy minimalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP,

		z zastrzeżeniem, że w przypadku JG_Z moc minimalna albo najmniejsza moc minimalna nie uwzględnia mocy minimalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii
moc minimalna dyspozycyjna JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna JG powiększona o ujemne ubytki mocy
moc minimalna kwalifikowana JG	–	odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna przyjęta w ramach procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących dla danego kierunku
moduł parku energii	–	moduł parku energii w rozumieniu art. 2 pkt 17 rozporządzenia 2016/631, tj. jednostka lub zestaw jednostek wytwarzających energię elektryczną, która(-y) jest przyłączona(-y) do sieci w sposób niesynchroniczny lub poprzez układy energoelektroniki, i która(-y) ma również jeden punkt przyłączenia do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, w tym zamkniętego systemu dystrybucyjnego, lub systemu HVDC
moduł wytwarzania energii	–	moduł wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 5 rozporządzenia 2016/631, tj. synchroniczny moduł wytwarzania energii albo moduł parku energii
moduł wytwarzania energii cieplny	–	moduł wytwarzania energii cieplny w rozumieniu § 2 pkt 20 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii, który do wytwarzania energii jako główne źródło zasilania wykorzystuje spalanie paliw, energię jądrową lub zasilanie paliwami alternatywnymi w procesie innym niż spalanie
niezależna zmiana stanu naładowania	–	zwiększenie albo zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną JG_{M1}, niezwiązane z rzeczywistą ilością dostaw energii tej JG_{M1}, określone w programie pracy
niezbilansowanie	–	niezbilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii obliczony dla podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz odpowiadający różnicy między przydzielonym wolumenem przypisanym do tego podmiotu a końcową pozycją bilansową tego podmiotu, uwzględniając wszelkie korekty niezbilansowania zastosowane w przypadku tego podmiotu w danym okresie rozliczania niezbilansowania
numer porządkowy zgłoszenia	–	unikalny identyfikator liczbowy określający kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń danych handlowo-technicznych
obszar LFC	–	obszar regulacyjny mocy i częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 12 rozporządzenia 2017/1485, tj. część obszaru synchronicznego lub cały obszar synchroniczny, fizycznie wydzielony przez punkty pomiaru w połączeniach wzajemnych z innymi obszarami LFC, eksploatowany

		przez co najmniej jednego OSP wypełniającego obowiązki w zakresie regulacji mocy i częstotliwości
obszar rynkowy	–	największy obszar geograficzny, w obrębie którego uczestnicy rynku mają możliwość wymiany energii elektrycznej bez alokacji zdolności przesyłowych
obszar sieci OSDp/OSDn	–	obszar sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP
odbiorca	–	odbiorca w rozumieniu art. 3 pkt 13 ustawy Prawo energetyczne, tj. każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię elektryczną na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym
odbiorca końcowy	–	odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca dokonujący zakupu energii elektrycznej na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji
odnawialne źródło energii	–	odnawialne źródło energii w rozumieniu art. 2 pkt 22 ustawy o odnawialnych źródłach energii, tj. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów
oferta na energię bilansującą	–	oferta na energię bilansującą w rozumieniu § 2 pkt 21 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy lub odbioru energii bilansującej stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta na moce bilansujące	–	oferta na moce bilansujące w rozumieniu § 2 pkt 22 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy mocy bilansujących stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta portfolio na moce bilansujące	–	oferta portfolio na moce bilansujące w rozumieniu § 2 pkt 23 rozporządzenia systemowego, tj. oferta cenowa dostawy mocy bilansujących składana przez dostawcę usług bilansujących bez wskazania jednostek grafikowych, za pomocą których będzie realizowana dostawa tych mocy
oferta techniczna	–	oferta techniczna w rozumieniu § 2 pkt 24 rozporządzenia systemowego, tj. oferta z parametrami technicznymi świadczenia usług bilansujących stanowiąca część oferty zintegrowanego procesu grafikowania
oferta zintegrowanego procesu grafikowania	–	oferta zintegrowanego procesu grafikowania w rozumieniu § 2 pkt 25 rozporządzenia systemowego, tj. oferta zawierająca dane handlowe i dane techniczne, składająca się z oferty na energię bilansującą, oferty na moce bilansujące

		oraz oferty technicznej, składana przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej
ograniczenia alokacji	–	ograniczenia alokacji w rozumieniu art. 2 pkt 6. rozporządzenia 2015/1222, tj. ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych i które są potrzebne, aby utrzymać system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy, a które nie zostały przełożone na międzyobszarowe zdolności przesyłowe lub są potrzebne do zwiększania efektywności alokacji zdolności przesyłowych
okres nabywania mocy bilansujących	–	jednostka czasu, w odniesieniu do której nabywa się moce bilansujące w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej
okres rozliczania energii bilansującej	–	okres rozliczania energii bilansującej w rozumieniu § 2 pkt 27 rozporządzenia systemowego, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której rozlicza się energię bilansującą
okres rozliczania mocy bilansującej	–	okres rozliczania mocy bilansującej w rozumieniu § 2 pkt 28 rozporządzenia systemowego, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której rozlicza się moc bilansującą danego typu w ramach danego procesu zakupu mocy bilansującej
okres rozliczania niezbilansowania	–	okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2017/2195, tj. jednostka czasu, w odniesieniu do której oblicza się niezbilansowanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie
operator handlowo-techniczny	–	podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym i technicznym
operator handlowy	–	podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym
operator pomiarów	–	podmiot, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie przekazywania i pozyskiwania danych pomiarowych do/od OSP
operator systemu	–	operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego
operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego	–	operator systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 3 pkt 25 ustawy Prawo energetyczne, tj. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi
operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	–	operator systemu przesyłowego w rozumieniu art. 3 pkt 24 ustawy Prawo energetyczne, tj. przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące

		i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi
platforma IN	–	platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań, o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195
platforma RR	–	platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, o której mowa w art. 19 rozporządzenia 2017/2195
platforma SIDC	–	informatyczna platforma handlowa międzyobszarowego jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, opierająca się na centralnym systemie informatycznym połączonym z lokalnymi systemami transakcyjnymi NEMO i operatorów systemów przesyłowych, umożliwiająca jednolite łączenie rynków dnia bieżącego
podmiot odpowiedzialny za bilansowanie	–	podmiot odpowiedzialny za bilansowanie w rozumieniu art. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/2195, tj. uczestnik rynku lub wybrany przez niego przedstawiciel odpowiedzialny za jego niezbilansowania
pozycja bilansowa	–	pozycja bilansowa w rozumieniu art. 2 pkt 16 rozporządzenia 2017/2195, tj. zadeklarowany wolumen energii danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wykorzystywany do obliczania jego niezbilansowania
polski obszar rynkowy	–	obszar rynkowy odpowiadający obszarowi geograficznemu Rzeczypospolitej Polskiej
potencjał dostawy	–	maksymalne możliwe zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_M, niezależne od zmiany stanu naładowania wynikającej z realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafik obciążenia, określone w programie pracy
potencjał odbioru	–	maksymalne możliwe zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_M, niezależne od zmiany stanu naładowania wynikającej z realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafik obciążenia, określone w programie pracy
proces rezerwowy	–	proces alokacji zdolności przesyłowych pomiędzy obszarami rynkowymi realizowany zgodnie z TCM, o których mowa w art. 44 rozporządzenia 2015/1222, ustanowionych dla poszczególnych regionów wyznaczania zdolności przesyłowych ustalonych zgodnie z art. 15 ust. 1 rozporządzenia 2015/1222 w sytuacji, gdy nie zostały uzyskane wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego

program pracy	–	program pracy w rozumieniu § 2 pkt 30 rozporządzenia systemowego, tj. program zawierający grafik obciążenia oraz grafiki rezerw mocy zgłoszony przez dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do jednostki grafikowej
przekrój handlowy	–	zbiór połączeń międzysystemowych (linii przesyłowych) pomiędzy dwoma obszarami rynkowymi
przydzielony wolumen	–	przydzielony wolumen w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2017/2195, tj. wolumen energii fizycznie wprowadzony do systemu lub z niego pobrany i przypisany do danego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na potrzeby obliczenia niezbilansowania tego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie
punkt poboru energii	–	punkt poboru energii w rozumieniu art. 3 pkt 67 ustawy Prawo energetyczne, tj. punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy
punkt pomiarowy	–	punkt pomiarowy w rozumieniu art. 3 pkt 66 ustawy Prawo energetyczne, tj. miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej
punkt pomiarowy - punkt wymiany	–	punkt pomiarowy w sieci, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej na granicy obszarów sieci elektroenergetycznych operatorów systemów elektroenergetycznych
rezerwa odbudowy częstotliwości	–	rezerwy odbudowy częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 7 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej dostępne w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej, a w przypadku obszaru synchronicznego obejmującego więcej niż jeden obszar LFC – w celu przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej
rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	–	automatyczne FRR w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 99 rozporządzenia 2017/1485, tj. FRR które można aktywować za pomocą automatycznego regulatora
rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną bezpośrednią	–	nieautomatyczne FRR, o których mowa w art. 157 ust. 2 lit. c rozporządzenia 2017/1485, z aktywacją typu bezpośredniego
rezerwa operacyjna	–	rezerwa operacyjna w rozumieniu § 2 pkt 34 rozporządzenia systemowego, tj. rezerwa mocy możliwa do wykorzystania przez OSP jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii z sieci przez aktywację oferty na energię bilansującą, dostępna z okresem przygotowawczym, o którym mowa w art. 2 pkt 29 rozporządzenia 2017/2195, nie dłuższym niż 30 minut

rezerwa utrzymania częstotliwości	– rezerwy utrzymania częstotliwości w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 6 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej dostępne w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania
rezerwa zastępcza	– rezerwy zastępcze w rozumieniu art. 3 ust. 2 pkt 8 rozporządzenia 2017/1485, tj. rezerwy mocy czynnej dostępne na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganego poziomu rezerw FRR, aby zapewnić przygotowanie na dodatkowe niezbilansowania systemu, przy czym termin ten obejmuje rezerwy wytwórcze
rozliczanie niezbilansowania	– rozliczanie niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2017/2195, tj. mechanizm rozliczenia finansowego mającego na celu pobieranie opłat od podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie z tytułu ich niezbilansowań lub dokonywanie opłat na ich rzecz z tego tytułu
rynek bilansujący	– rynek bilansujący w rozumieniu art. 2 pkt 2 rozporządzenia 2017/2195, tj. wszystkie ustalenia instytucjonalne, handlowe i operacyjne ustanawiające rynkowe zarządzanie bilansowaniem
sieć dystrybucyjna	– sieć dystrybucyjna w rozumieniu z art. 3 pkt 11b ustawy Prawo energetyczne, tj. sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSD
sieć przesyłowa	– sieć przesyłowa w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy Prawo energetyczne, tj. sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny OSP
sieć zamknięta	– sieć przesyłowa i koordynowana sieć 110 kV
spedytor	– spedytor w rozumieniu art. 2 pkt 43 rozporządzenia 2015/1222, tj. jednostka lub jednostki, której lub którym powierzono zadanie transferu sald między różnymi kontrahentami centralnymi; odpowiedzialny za transfer sald pomiędzy NEMO lub CCP NEMO w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
stempel czasowy	– znacznik czasu dostarczenia dokumentu do węzła centralnego WIRE albo węzła centralnego SOWE, zawarty w komunikacie COA dotyczącym dokumentów dostarczonych do OSP
sterowany odbiór	– sterowany odbiór w rozumieniu § 2 pkt 39 rozporządzenia systemowego, tj. instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza posiadająca zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej przez tę instalację lub tę jednostkę

system elektroenergetyczny	–	system elektroenergetyczny w rozumieniu art. 3 pkt 23 ustawy Prawo energetyczne, tj. sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami
system pomiarowo-rozliczeniowy	–	system informatyczny wykorzystywany do przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo–rozliczeniowych pozyskiwanych z systemu pomiarowego oraz z innych systemów
system pomiarowo-rozliczeniowy OSP	–	system pomiarowo-rozliczeniowy eksploatowany przez OSP dedykowany do wyznaczania ilości dostaw energii elektrycznej do celów rozliczeniowych
system pomiarowy	–	system pomiarowy w rozumieniu art. 3 pkt 70 ustawy Prawo energetyczne, tj. system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii
system zdalnego odczytu	–	system zdalnego odczytu w rozumieniu art. 3 pkt 68 ustawy Prawo energetyczne, tj. system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu
uczestnik rynku detalicznego	–	użytkownik systemu, którego zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB
uczestnik wymiany międzysystemowej	–	uczestnik rynku bilansującego będący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie, który zawarł umowę o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z OSP regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach procesów alokacji ZPW organizowanych przez biuro przetargów
układ pomiarowo-rozliczeniowy		układ pomiarowo-rozliczeniowy w rozumieniu art. 3 pkt 63 ustawy Prawo energetyczne, tj. urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, w szczególności liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi
układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy	–	układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń za energię elektryczną
układ pomiarowo-rozliczeniowy rezerwowy	–	układ pomiarowo-rozliczeniowy, którego wskazania stanowią podstawę do rozliczeń za energię elektryczną w przypadku nieprawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego

umowa przesyłania	–	umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, na podstawie której OSP świadczy użytkownikowi systemu usługi przesyłania energii elektrycznej
usługi bilansujące	–	usługi bilansujące w rozumieniu art. 2 pkt 3 rozporządzenia 2017/2195, tj. albo energia bilansująca lub moc bilansująca, albo oba te elementy
wirtualne miejsce dostarczania energii rynku bilansującego	–	miejsce dostarczania energii rynku bilansującego, w którym jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii (punkt „ponad siecią")
wyznaczony operator rynku energii elektrycznej	–	wyznaczony operator rynku energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 28b ustawy Prawo energetyczne, tj. podmiot wyznaczony na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia 2015/1222, lub podmiot oferujący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej usługi związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego, będący wyznaczonym na operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji, w stosunku do którego nie stwierdzono podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z tym rozporządzeniem
zakład wytwarzania energii	–	zakład wytwarzania energii w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia 2016/631, tj. zakład, który przekształca energię pierwotną w energię elektryczną i który składa się z jednego modułu wytwarzania energii lub z większej liczby modułów wytwarzania energii przyłączonych do sieci w co najmniej jednym punkcie przyłączenia
zamknięty system dystrybucyjny	–	zamknięty system dystrybucyjny, o którym mowa w art. 9da ustawy Prawo energetyczne
zasób	–	zasób w rozumieniu § 2 pkt 48 rozporządzenia systemowego, tj. moduł wytwarzania energii, w tym instalację odnawialnego źródła energii w rozumieniu art. 3 pkt 20h ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą", magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy, instalacja odbiorcza lub jednostka odbiorcza, wraz z przyporządkowanymi im rzeczywistymi miejscami dostarczania energii elektrycznej
zasób URD	–	zasób, którego właścicielem jest użytkownik systemu będący uczestnikiem rynku detalicznego

zintegrowany proces grafikowania	–	zintegrowany proces grafikowania w rozumieniu art. 2 pkt 19 rozporządzenia 2017/2195, tj. iteracyjny proces z wykorzystaniem co najmniej ofert zintegrowanego procesu grafikowania zawierających dane handlowe, złożone dane techniczne poszczególnych zakładów wytwarzania energii lub instalacji odbiorczych, uwzględniający wprost charakterystykę rozruchu, najnowszą analizę wystarczalności obszaru regulacyjnego oraz granice bezpieczeństwa pracy systemu jako dane wejściowe do tego procesu; definicję stosuje się z zastrzeżeniem, że oferty zintegrowanego procesu grafikowania dotyczą JG
zmiana wymuszona	–	dostawa lub odbiór energii bilansującej wymuszona jakością i niezawodnością pracy KSE
znacznik aktywności	–	znacznik określający zakres dysponowania JG na RB przez OSP
znacznik potencjału dostawy i odbioru	–	znacznik określający, czy potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są powiązane z potencjałami dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB, określony w programie pracy
znacznik usług bilansujących	–	znacznik określający dla JG z ZAK = 2 albo ZAK = 3 dostępność usług bilansujących do pozyskania na RB, określony w programie pracy
znacznik wymuszonej pracy	–	znacznik określający status wymuszenia stanu JG równego *P* (praca) albo usztywnienia punktu pracy JG z ZAK = 1, określony w programie pracy

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

3 UWARUNKOWANIA PRAWNE I ORGANIZACYJNE

3.1 Podmioty rynku bilansującego

(1) W RB biorą udział następujące podmioty:

(1.1) Uczestnicy rynku bilansującego (URB);

(1.2) Operatorzy rynku (OR);

(1.3) Operatorzy systemu (OS).

3.1.1 Uczestnicy rynku bilansującego

(1) Uczestnikami rynku bilansującego są:

(1.1) Podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB);

(1.2) Dostawcy usług bilansujących (DUB).

(2) URB może być jednocześnie POB i DUB.

(3) Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie jest:

(3.1) Podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB;

(3.2) NEMO lub wskazany przez niego CCP NEMO, na podstawie umowy MNA OA, na mocy której podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

(4) Wyróżnia się następujące typy POB:

(4.1) POB_Z – podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów:

(a) Których jest właścicielem, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów; lub

(b) W odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;

(4.2) POB_{GE}:

(a) Podmiot prowadzący giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze RB; lub

(b) Podmiot pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, który prowadzi rozliczenia i rozrachunki transakcji

sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych na giełdzie towarowej, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, lub w obrocie pozagiełdowym, których realizacja następuje w obszarze RB; lub

(c) Podmiot pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO w przypadku, o którym mowa w pkt (3.2);

(4.3) POB_{OSD} – OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: (i) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz (ii) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej;

(4.4) POB_{OSP} – OSP, który działając jako przedsiębiorstwo bilansujące: (i) dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz (ii) może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej oraz (iii) może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię.

(5) Dostawcą usług bilansujących jest podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:

(5.1) Których jest właścicielem , przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu albo zasobów; lub

(5.2) W odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących;

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.

3.1.2 Operatorzy rynku

(1) Operatorem rynku jest podmiot, który świadczy usługi operatorskie na rynku energii elektrycznej na podstawie umowy zawartej z OSP, określającej zakres i sposób realizacji działalności operatorskiej na RB, a w przypadku gdy jego działalność operatorska dotyczy sieci dystrybucyjnej również na podstawie umowy zawartej z właściwym OSD.

(2) Operatorami rynku są:

(2.1) Operatorzy handlowo-techniczni (OHT);

(2.2) Operatorzy handlowi (OH);

(2.3) Operatorzy pomiarów (OP).

3.1.3 Operatorzy systemu

(1) Operatorami systemu są:

(1.1) Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP);

(1.2) Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD).

(2) W zależności od relacji sieci dystrybucyjnej danego OSD z siecią przesyłową wyróżnia się następujące typy OSD:

(2.1) OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową (OSDp);

(2.2) OSD, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową (OSDn).

(3) Każdy OSDn realizuje określone w ustawie Prawo energetyczne obowiązki w zakresie współpracy z OSP dotyczące bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, za pośrednictwem odpowiednich OSDp, z których sieciami są połączone jego sieci.

(4) Obszar sieci, dla którego OSDp wykonuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP, nazywany dalej obszarem sieci OSDp/OSDn, stanowi pojedynczy obszar sieci składający się z sieci dystrybucyjnej OSDp oraz sieci dystrybucyjnych OSDn, dla których OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

(5) W zakresie przyporządkowania OSDn do OSDp w związku z realizacją obowiązków, o których mowa w pkt (3), stosuje się następujące zasady szczególne:

(5.1) W przypadku gdy dany OSD ma fragmenty sieci posiadające bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową oraz fragmenty sieci nieposiadające bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, to występuje on zarówno w roli OSDp, jak i w roli OSDn;

(5.2) W przypadku gdy dany OSDn ma fragmenty sieci połączone wyłącznie z sieciami innych OSDn, nazywanymi dalej sąsiednimi OSDn, to taki OSDn realizuje obowiązki, o których mowa w pkt (3), za pośrednictwem jednego spośród OSDp realizujących te obowiązki dla jednego z sąsiednich OSDn.

3.2 Obszar rynku bilansującego

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

(2) Obszarem RB są:

(2.1) Podstawowy obszar RB:

(a) Sieć przesyłowa;

(b) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD);

(c) Miejsca w sieci SN, które stanowią dodatkowe wyprowadzenia mocy JWCD;

(2.2) Rozszerzony obszar RB, o którym mowa w pkt (3);

(2.3) Miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV lub łączące sieć o napięciu 110 kV z siecią SN w podziale na szyny po stronie SN, nieobjęte podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, w których są przyłączone lub reprezentowane zasoby, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB;

(2.4) Punkty „ponad siecią", poprzez które w RB uczestniczą podmioty nieprzyłączone do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB oraz nieposiadające miejsc, o których mowa w pkt (2.3).

(3) Obszar RB może być rozszerzany o:

(3.1) Nowe fragmenty sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV wchodzące w skład sieci zamkniętej. Rozszerzenie obszaru RB następuje poprzez wprowadzanie zmian do umów przesyłania zawartych pomiędzy OSP i odpowiednimi OSD oraz podmiotami, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do fragmentu sieci dystrybucyjnej, o który ma być rozszerzony obszar RB. Odpowiednie zmiany są również wymagane w umowach przesyłania z OSD lub URB, dla których rozszerzenie obszaru RB zmienia warunki uczestniczenia w tym rynku;

(3.2) Miejsca w sieci SN i nN, zlokalizowane w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSD od OSP, w celu zasilania potrzeb własnych OSD, związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na RB poprzez fizyczne miejsca dostarczania energii rynku bilansującego ($_{F}$MB).

Rozszerzenie obszaru RB następuje poprzez wprowadzenie zmian do umowy przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD;

(3.3) Miejsca w sieci SN i nN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej na potrzeby OSP związane z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej, w tym w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, tj.:

(a) W przypadku stacji sieciowych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez OSP od OSD;

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

Miejsca w sieci SN i nN, o których mowa powyżej, są reprezentowane na RB poprzez fizyczne miejsca dostarczania energii rynku bilansującego ($_{F}$MB).

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

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

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

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

(5.1) Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego muszą obejmować wszystkie połączenia obsługiwane przez POB;

(5.2) Jednostki bilansowe muszą pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego, o których mowa w pkt (5.1);

(5.3) Jednostki grafikowe muszą pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego dotyczące połączeń zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

3.3 Obiekty rynku bilansującego

(1) Na RB wyróżnia się następujące obiekty:

(1.1) Fizyczne rejestry pomiarowe (FRP);

(1.2) Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego (MB);

(1.3) Jednostki bilansowe (JB);

(1.4) Jednostki grafikowe (JG).

3.3.1 Fizyczne rejestry pomiarowe

(1) FRP reprezentuje pomiar przepływającej energii elektrycznej.

(2) FRP są definiowane w umowie przesyłania zawartej między OSP a URB lub właściwym OSD.

3.3.2 Miejsca dostarczania energii rynku bilansującego

(1) MB jest to, określany przez OSP, punkt w sieci objętej obszarem RB, reprezentujący dostawy energii elektrycznej w pojedynczym węźle albo grupie węzłów w sieci, lub w umownym punkcie „ponad siecią", w którym następuje przekazanie energii elektrycznej pomiędzy URB a RB.

(2) MB jest określane jako fizyczne ($_{F}$MB), jeżeli jest w nim realizowana fizyczna dostawa energii elektrycznej. W danej lokalizacji sieci objętej obszarem RB może być zdefiniowanych wiele $_{F}$MB, które mogą reprezentować:

(2.1) Dostawy energii elektrycznej realizowane bezpośrednio w tej lokalizacji sieci ($_{FZ}$MB), jako w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB; oraz

(2.2) Dostawy energii elektrycznej realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, przyłączonych lub reprezentowanych w tej lokalizacji sieci ($_{FD}$MB).

Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w $_{F}$MB jest wyznaczana na podstawie ilości energii elektrycznej zmierzonej w FRP oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

(3) MB jest określane jako wirtualne ($_{W}$MB), jeżeli jest w nim realizowana dostawa energii elektrycznej niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi przepływami energii elektrycznej (punkt „ponad siecią"). Ilość energii elektrycznej dostarczonej albo odebranej w $_{W}$MB jest wyznaczana na podstawie ilości energii elektrycznej wynikających z umów sprzedaży energii oraz odpowiednich algorytmów obliczeniowych.

(4) Dla $_{F}$MB są zdefiniowane następujące atrybuty:

(4.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB, określający fizyczne miejsce w sieci objętej obszarem RB (węzeł lub grupę węzłów tej sieci), w którym są realizowane dostawy energii elektrycznej reprezentowane w danym $_{F}$MB;

(4.2) Atrybut typu użytkownika systemu, określający rodzaj użytkowników systemu, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w danym $_{F}$MB.

(5) Dla $_{FD}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej użytkowników systemu, których zasoby są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, nazywanych dalej również uczestnikami rynku detalicznego (URD), obowiązują następujące wartości atrybutów:

(5.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:

(a) Obszar sieci OSDp/OSDn;

(5.2) Atrybut typu użytkownika systemu:

(a) *O* – punkty poboru energii (PPE) należące do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujące instalacje odbiorcze lub jednostki odbiorcze;

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

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

(6) Niezależnie od postanowień pkt (5) wprowadza się wartości atrybutów dla $_{FD}$MB określone w pkt (7), (8) i (10).

(7) Dla $_{FD}$MB reprezentujących wymianę energii elektrycznej w sieci nieobjętej obszarem RB, na napięciu niższym niż 110 kV pomiędzy poszczególnymi obszarami sieci OSDp/OSDn obowiązują następujące wartości atrybutów:

(7.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:

(a) Obszar sieci OSDp/OSDn;

(7.2) Atrybut typu użytkownika:

(a) *OSD* – wszystkie punkty pomiarowe - punkty wymiany (PPW) należące do POB_{OSD}, reprezentujące wymianę energii elektrycznej pomiędzy dwoma obszarami sieci OSDp/OSDn na napięciu niższym niż 110 kV.

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

(8) Dla $_{FD}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, w miejscach sieci dystrybucyjnej objętych obszarem RB ($_{AFD}$MB), zgodnie z pkt 3.2(2.3), obowiązują następujące wartości atrybutów:

(8.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:

(a) Węzeł sieci 110 kV albo system szyn SN w węźle sieci 110 kV/SN, w obszarze sieci OSDp/OSDn;

(8.2) Atrybut typu użytkownika:

(a) *AO* – PPE należące do URD, reprezentujące sterowane odbiory (SO);

(b) *AW* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE cieplne;

(c) *AH* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE wodne, inne niż MWE elektrowni szczytowo-pompowych;

(d) *AZ* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;

(e) *AM* – PPE należące do URD, reprezentujące MWE elektrowni szczytowo-pompowych albo MEE;

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

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

(9) Dostawy energii elektrycznej zasobu URD, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, są jednocześnie reprezentowane we właściwym, ze względu na atrybut typu użytkownika, $_{FD}$MB, o którym mowa w pkt (5), oraz $_{AFD}$MB, o którym mowa w pkt (8).

(10) Dla $_{FD}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy o odnawialnych źródłach energii i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej w rozumieniu art. 2 pkt 27c ustawy o odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci OSDp, który w ramach zawartych umów świadczy usługi dystrybucji dla co najmniej 200 000 odbiorców końcowych, obowiązują następujące wartości atrybutów:

(10.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:

(a) Obszar sieci OSDp;

(10.2) Atrybut typu użytkownika:

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

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

Dla każdego obszaru sieci OSDp zdefiniowane jest jedno MB_{PEO}.

MB_{PEO} nie jest wykorzystywane na RB.

3.3.3 Jednostki bilansowe

(1) JB jest to zbiór $_{FZ}$MB, $_{FD}$MB, innych niż $_{AFD}$MB i MB_{PEO}, lub $_{W}$MB.

(2) JB należy do URB będącego POB.

(3) JB są określane, na podstawie zasad zawartych w WDB, przez poszczególnych POB w uzgodnieniu z OSP oraz z właściwym OSD w przypadku, gdy $_{F}$MB tworzące JB znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.

(4) FRP, MB i JB oraz ich wzajemne powiązania definiuje umowa przesyłania zawarta między OSP i POB lub właściwym OSD, albo umowa MNA OA.

(5) JB pokrywają wszystkie zdefiniowane $_{FZ}$MB, $_{FD}$MB, inne niż $_{AFD}$MB i MB_{PEO}, oraz $_{W}$MB. $_{FZ}$MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobu, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, zgodnie z pkt 3.3.4(5), jest jednocześnie przypisane do jednej JG.

(6) Realizowane na RB procesy dotyczące niezbilansowania, w tym wyznaczanie danych handlowych, pomiarowo-rozliczeniowych oraz rozliczenia energii niezbilansowania, dotyczą poszczególnych JB.

(7) Dla JB w ramach procesów realizowanych na RB są wyznaczane:

(7.1) Przydzielony wolumen;

(7.2) Pozycja bilansowa;

(7.3) Korekta niezbilansowania;

(7.4) Energia niezbilansowania;

(7.5) Należności i zobowiązania wynikające z rozliczenia niezbilansowania.

(8) JB uczestniczy w RB w sposób pasywny, co oznacza, że JB nie świadczy usług bilansujących i nie bierze aktywnego udziału w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, zwanymi dalej bilansowaniem zasobów KSE. Dla JB, jeżeli w zasadach szczegółowych WDB nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:

(8.1) Zgłaszanie do OSP zawartych umów sprzedaży energii;

(8.2) Uczestniczenie w rozliczaniu RB w zakresie niezbilansowania.

(9) Na RB wyróżnia się następujące rodzaje JB:

(9.1) Jednostka bilansowa zasobów (JB_Z);

(9.2) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej (JB_{WM}):

(a) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej POB (JB_{WMP});

(b) Jednostka bilansowa wymiany międzysystemowej OSP (JB_{WMO});

(9.3) Jednostka bilansowa giełdy energii (JB_{GE});

(9.4) Jednostka bilansowa operatora systemu (JB_{OS}).

(10) JB_Z jest zbiorem $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów przyłączonych do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB ($_{FZ}$MB) lub zbiorem $_{F}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD ($_{FD}$MB, innych niż $_{AFD}$MB i MB_{PEO}). JB_Z należy do POB_Z.

(11) JB_{WMP} jest zbiorem $_{W}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w ramach wymiany międzysystemowej. JB_{WMP} służy do reprezentacji dostaw energii elektrycznej w ramach wymiany międzysystemowej, realizowanych na podstawie udostępnionych przez OSP zdolności przesyłowych w aukcjach jawnych (tj. alokacji zdolności przesyłowych – udostępnianie typu „explicit") oraz zgłoszeń umów sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}). JB_{WMP} należy do POB, który jest jednocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej.

(12) JB_{WMO} jest zbiorem $_{F}$MB, w których występują połączenia międzysystemowe łączące obszar RB z zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych OSP lub zagranicznych OSD. JB_{WMO} należy do POB_{OSP}.

(13) JB_{GE} jest zbiorem $_{W}$MB, poprzez które POB_{GE} realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią". Dodatkowo JB_{GE}, którą posiada POB_{GE} pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO po zawarciu przez NEMO z OSP umowy MNA OA, służy do reprezentacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesów jednolitego łączenia rynków, realizowanych na zasadach określonych w rozporządzeniu 2015/1222. JB_{GE} należy do POB_{GE}.

(14) JB_{OS} jest zbiorem MB, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze RB lub w danym obszarze sieci OSDp/OSDn. JB_{OS} należy do POB_{OSP} albo POB_{OSD}.

(14.1) OSP, jako POB_{OSP}, poprzez JB_{OS}:

(a) Dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSP związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;

(b) Może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej, zakupionej w celu pokrywania strat powstałych w sieci przesyłowej podczas przesyłania energii elektrycznej tą siecią, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię, na giełdach towarowych, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego;

(14.2) OSD, jako POB_{OSD}, poprzez JB_{OS} dokonuje zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz może dokonywać zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania potrzeb OSD związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

(15) OSD będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo i zwolniony, zgodnie z art. 9d ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, z obowiązku pozostawania niezależnym – pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji – od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej, może realizować funkcje JB_{OS} w ramach należącej do tego przedsiębiorstwa JB_{Z}.

3.3.4 Jednostki grafikowe

(1) JG jest to zbiór $_{F}$MB, w których są reprezentowane dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

(2) JG należy do URB będącego DUB.

(3) JG są określane, na podstawie zasad zawartych w WDB, w tym zasad kwalifikacji, o których mowa w załączniku nr 2 do WDB, przez poszczególnych DUB w uzgodnieniu z OSP oraz z właściwym OSD w przypadku, gdy $_{F}$MB tworzące JG reprezentuje dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.

(4) FRP, MB i JG oraz ich wzajemne powiązania definiuje umowa przesyłania zawarta między OSP i DUB lub właściwym OSD.

(5) JG pokrywają wszystkie zdefiniowane $_{F}$MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB. $_{F}$MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej danego zasobu, z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB, są przypisane do jednej JG.

(6) JG mogą tworzyć $_{F}$MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów bilansowanych handlowo w różnych JB.

(7) Realizowane na RB procesy planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń za energię bilansującą, moce bilansujące oraz rezerwę operacyjną, w tym wyznaczanie danych handlowych, technicznych i pomiarowo-rozliczeniowych, dotyczą poszczególnych JG.

(8) Dla JG w ramach procesów realizowanych na RB są wyznaczane:

(8.1) Program pracy deklarowany;

(8.2) Program pracy zweryfikowany;

(8.3) Program pracy skorygowany;

(8.4) Energia zweryfikowana;

(8.5) Energia skorygowana;

(8.6) Energia rzeczywista;

(8.7) Energia bilansująca dostarczona na RB i odebrana z RB;

(8.8) Energia odchylenia;

(8.9) Należności i zobowiązania za energię bilansującą;

(8.10) Nabyte moce bilansujące;

(8.11) Moce bilansujące aktywowane, wykonane, dostarczone i niedostarczone;

(8.12) Należności za moce bilansujące;

(8.13) Rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu;

(8.14) Należność za rezerwę operacyjną.

(9) JG uczestniczy w RB w sposób aktywny, co oznacza, że świadczy usługi bilansujące i bierze aktywny udział w bilansowaniu zasobów KSE. Dla JG, jeżeli w zasadach szczegółowych WDB nie określono inaczej, muszą być realizowane następujące działania:

(9.1) Zgłaszanie do OSP programów pracy;

(9.2) Zgłaszanie do OSP ofert zintegrowanego procesu grafikowania;

(9.3) Uczestniczenie w świadczeniu usług bilansujących, w zakresie zgodnym z rodzajem JG i kwalifikacją JG do świadczenia tych usług, w tym w bilansowaniu wytwarzania z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze RB oraz działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych;

(9.4) Przekazywanie aktualnych danych dotyczących dyspozycyjności JG – ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych JG, w zakresie i w sposób zgodny z rodzajem JG i kwalifikacją JG do świadczenia usług bilansujących;

(9.5) Uczestniczenie w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, o którym mowa w pkt 10;

(9.6) Uczestniczenie w rozliczaniu RB w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej.

(10) JG świadcząc usługi bilansujące na RB podlega dysponowaniu przez OSP. Zakres dysponowania JG na RB przez OSP określa wartość znacznika aktywności (ZAK):

(10.1) ZAK = 1 – JG podlega poleceniom OSP w pełnym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG.

ZAK = 1 może dotyczyć JG utworzonej z jednego zasobu;

(10.2) ZAK = 2 i ZAK = 3 – JG podlega poleceniom OSP w ograniczonym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG.

ZAK = 2 może dotyczyć JG utworzonej z jednego zasobu albo grupy MWE wchodzących w skład jednej elektrowni szczytowo-pompowej.

ZAK = 3 może dotyczyć JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.

(11) Każdy MWE posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, uczestniczy aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 1.

(12) Pojedynczy MWE inny niż MWE, o którym mowa w pkt (11), lub pojedynczy MEE, mogą uczestniczyć w RB w sposób aktywny w pełnym albo ograniczonym zakresie dysponowania odpowiednio poprzez JG z ZAK = 1 albo JG z ZAK = 2.

(13) MWE wchodzące w skład jednej elektrowni szczytowo-pompowej inne niż MWE, o których mowa w pkt (11), mogą uczestniczyć w RB w sposób aktywny:

(13.1) W pełnym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 1 utworzone dla każdego MWE elektrowni szczytowo-pompowej;

(13.2) W ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 2 utworzoną dla grupy wszystkich MWE elektrowni szczytowo-pompowej.

(14) Sterowany odbiór (SO) może uczestniczyć aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 2.

(15) Grupa zasobów, inna niż grupa, o której mowa w pkt (13.2), może uczestniczyć aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania poprzez JG z ZAK = 3.

(16) Suma mocy osiągalnej, a w przypadku gdy nie została określona moc osiągalna to suma mocy zainstalowanej, zasobów wchodzących w skład JG musi być:

(16.1) Nie mniejsza niż 0,2 MW;

(16.2) Nie większa niż 50 MW, w przypadku JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.

(17) Limitu, o którym mowa w pkt (16.2), nie stosuje się w następujących przypadkach:

(17.1) Grupa MWE tworząca JG wchodzi w skład jednego zakładu wytwarzania energii oraz występują powiązania technologiczne w procesie wytwarzania energii elektrycznej pomiędzy tymi MWE, które uniemożliwiają funkcjonowanie tych MWE na RB jako niezależne JG;

(17.2) Grupa zasobów tworząca JG wchodzi w skład jednego zamkniętego systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 9da ustawy Prawo energetyczne.

(18) Na RB wyróżnia się następujące rodzaje JG:

(18.1) Jednostka grafikowa wytwórcza (JG_W):

(a) Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 1 (JG_{W1});

(b) Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 2 (JG_{W2});

(18.2) Jednostka grafikowa magazynu (JG_M):

(a) Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 1 (JG_{M1});

(b) Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 2 (JG_{M2});

(18.3) Jednostka grafikowa odbiorcza (JG_O);

(18.4) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (JG_Z):

(a) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 1 (JG_{Z1});

(b) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 2 (JG_{Z2});

(c) Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 3 (JG_{Z3});

(18.5) Jednostka grafikowa agregatu (JG_A).

(19) Poszczególne rodzaje JG charakteryzują się następującymi cechami:

(19.1) JG_W jest zbiorem $_F$MB, w których do obszaru RB jest przyłączony MWE ($_{FZ}$MB) albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej MWE URD ($_{AFD}$MB), z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB.

(a) JG_W jest jednostką przyłączoną do sieci; JG_W uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG_W z ZAK = 1 (JG_{W1});

(b) JG_W uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG_W z ZAK = 2 (JG_{W2});

(c) W skład JG_{W1}, JG_{W2} wchodzi dokładnie jeden MWE, który nie tworzy elektrowni szczytowo-pompowej;

(d) MWE cieplny posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG_{W1}.

(19.2) JG_M jest zbiorem $_F$MB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo jest przyłączony MEE ($_{FZ}$MB), albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo MEE URD ($_{AFD}$MB), z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

(a) JG_M uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG_M z ZAK = 1 (JG_{M1});

(b) JG_M uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG_M z ZAK = 2 (JG_{M2});

(c) W skład JG_{M1} wchodzi dokładnie jeden MWE elektrowni szczytowo-pompowej albo dokładnie jeden MEE, przy czym w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej musi być spełniony warunek, że każde MWE elektrowni szczytowo-pompowej tworzy JG_{M1} albo żadne MWE nie tworzy JG_{M1};

(d) W skład JG_{M2} wchodzą wszystkie MWE jednej elektrowni szczytowo-pompowej albo dokładnie jeden MEE;

(e) MWE elektrowni szczytowo-pompowej posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG_{M1};

(19.3) JG_O jest zbiorem $_F$MB, w których do obszaru RB jest przyłączony SO ($_{FZ}$MB) albo poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej do SO URD ($_{AFD}$MB), z wykorzystaniem którego są świadczone usługi bilansujące na RB.

(a) JG_O uczestniczy aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania, odpowiadającym ZAK = 2;

(b) W skład JG_O wchodzi dokładnie jeden SO;

(19.4) JG_Z jest zbiorem: (i) $_{FZ}$MB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych, lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, lub (ii) $_{AFD}$MB, poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej należących do URD: MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będących pojedynczymi modułami parku energii składającymi się

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

(a) JG_Z uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG_Z z ZAK = 1 (JG_{Z1});

(b) JG_Z uczestniczącą aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania jest JG_Z z ZAK = 2 (JG_{Z2}) i JG_Z z ZAK = 3 (JG_{Z3});

(c) W skład JG_{Z1} albo JG_{Z2} wchodzi dokładnie jeden MWE farmy wiatrowej albo jeden MWE farmy fotowoltaicznej albo jeden MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;

(d) W skład JG_{Z3} wchodzą co najmniej dwa zasoby spośród: MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;

(e) MWE farmy wiatrowej albo MWE farmy fotowoltaicznej albo MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JG_{Z1};

(19.5) JG_A jest zbiorem $_F$MB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE lub MEE lub SO ($_{FZ}$MB), lub poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej zasobów URD ($_{AFD}$MB), z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB.

(a) JG_A uczestniczy aktywnie w RB w ograniczonym zakresie dysponowania, odpowiadającym ZAK = 3;

(b) W skład JG_A wchodzą co najmniej dwa zasoby dowolnego typu: MWE, MEE lub SO, które łącznie nie tworzą grupy, o której mowa w pkt (13.2).

(20) JG_{Z3} i JG_A mogą tworzyć grupy $_F$MB składające się z:

(20.1) $_{FZ}$MB dotyczących zasobów przyłączonych w różnych lokalizacjach sieci objętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, lub

(20.2) $_{AFD}$MB dotyczących zasobów URD objętych obszarem RB reprezentowanych w różnych lokalizacjach sieci dystrybucyjnej.

(21) DUB w ofercie na energię bilansującą dla JG_{Z3} albo JG_A określa jak aktywacja energii bilansującej JG będzie realizowana w podziale na:

(21.1) JB, w których są bilansowane handlowo zasoby wchodzące w skład JG;

(21.2) Lokalizacje $_F$MB zasobów wchodzących w skład JG.

(22) W przypadku JG_A DUB określa w programie pracy dla JG_A jak grafik obciążenia JG_A będzie realizowany w podziale na lokalizacje $_F$MB zasobów wchodzących w skład JG.

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

3.4 Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami rynku bilansującego

(1) Zbiór JB danego POB musi obejmować wszystkie MB, w zakresie których dany POB jest odpowiedzialny za ich zbilansowanie handlowe.

(2) POB w zależności od typu, o którym mowa w pkt 3.1.1(4), posiada następujące JB:

(2.1) POB_Z musi posiadać jedną JB_Z oraz może posiadać jedną JB_{WMP}, jeżeli jest uczestnikiem wymiany międzysystemowej. POB_Z nie może posiadać żadnej: JB_{WMO}, JB_{GE} oraz JB_{OS};

(2.2) POB_{GE} musi posiadać jedną JB_{GE}. POB_{GE} nie może posiadać żadnej innej JB;

(2.3) POB_{OSD} musi posiadać jedną JB_{OS} oraz może posiadać jedną JB_{WMP}. POB_{OSD} nie może posiadać żadnej: JB_Z, JB_{WMO} oraz JB_{GE};

(2.4) POB_{OSP} definiuje i posiada JB_{OS} oraz może posiadać JB_{WMO}, jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na RB z odchyleń od planowanych ilości energii elektrycznej na tych połączeniach. POB_{OSP} nie może posiadać żadnej: JB_Z, JB_{WMP} oraz JB_{GE}.

(3) URB niebędący POB nie może posiadać żadnej JB.

(4) Zbiór JG danego DUB musi obejmować wszystkie MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów, z wykorzystaniem których dany DUB świadczy usługi bilansujące na RB.

(5) DUB musi posiadać co najmniej jedną JG dowolnego rodzaju.

(6) URB niebędący DUB nie może posiadać żadnej JG.

(7) URB będący POB_{GE} albo POB_{OSP} albo POB_{OSD} nie może być jednocześnie DUB.

(8) JB oraz JG, z zastrzeżeniem postanowień pkt (11), może mieć tylko jednego OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej jednostki i jest odpowiedzialny za wymianę określonych danych handlowych i technicznych dotyczących danej jednostki pomiędzy OSP a URB będącym POB lub DUB.

(9) OR dla JB jest operator handlowy (OH).

(10) OR dla JG jest operator handlowo-techniczny (OHT).

(11) Część działań OR związanych z przekazywaniem danych z FRP URB do OSP w zakresie danych pomiarowych może realizować odrębny podmiot RB – operator pomiarów (OP).

(12) Część działań OR związanych z przekazywaniem do OSP danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków może realizować odrębny OR wskazany przez NEMO w umowie MNA OA.

~~(12)~~(13) POB wyznacza OR dla swoich JB, przy czym OR dla JB_{GE} jest POB_{GE} posiadający tą JB_{GE}. Jeżeli POB nie wyznaczy OR dla swojej JB, oznacza to, że sam pełni rolę OR dla tej JB.

~~(13)~~(14) DUB wyznacza OR dla swoich JG. Jeżeli DUB nie wyznaczy OR dla swojej JG, oznacza to, że sam pełni rolę OR dla tej JG.

~~(14)~~(15) DUB, spośród OR wyznaczonych dla swoich JG, wyznacza OR, który jest odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert portfolio na moce bilansujące.

~~(15)~~(16) POB i DUB mogą wyznaczyć różnych OR dla poszczególnych JB i JG.

~~(16)~~(17) Jeżeli OR umocowany przez URB (POB lub DUB) zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, realizacji funkcji operatora rynku dla JB lub JG tego URB, to URB pełni funkcję operatora rynku ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego OR pełnienia funkcji operatora rynku dla JB lub JG tego URB bez konieczności dokonywania zmian w odpowiednich umowach w formie aneksu.

~~(17)~~(18) W przypadku gdy (i) URB nie wyznaczy OR dla JB lub JG oraz (ii) nie jest w stanie sam pełnić roli OR dla tej JB lub JG, to następuje wstrzymanie świadczenia usług przesyłania w odniesieniu do tej JB lub JG, ze skutkiem na ostatni dzień okresu rozliczeniowego na RB, w którym dla danej JB lub JG realizowane były działania OR, o czym OSP informuje URB, chyba że OSP poinformuje tego URB o innej późniejszej dacie wstrzymania świadczenia usług przesyłania, w szczególności uwzględniając możliwość odłączenia zasobów URB od sieci. Wznowienie świadczenia usług przesyłania w odniesieniu do powołanej JB lub JG następuje od daty określonej w aneksie do umowy przesyłania, którego przedmiotem jest ustanowienie OR.

3.5 Podstawowe funkcje podmiotów na rynku bilansującym

(1) Każdy URB jest zobowiązany zapewnić realizację funkcji operatorskich w zakresie handlowym lub handlowo-technicznym, zgodnie z postanowieniami WDB, dla wszystkich swoich JB i JG. Funkcje te URB może realizować samodzielnie albo powierzyć ich realizację innym podmiotom będącym OR.

(2) OR na podstawie umocowania URB albo NEMO w przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(12), działa w imieniu i na rzecz tego URB albo NEMO oraz realizuje funkcje operatorskie na warunkach umowy zawartej z OSP. URB albo NEMO ponosi odpowiedzialność za działania i zaniechania umocowanego OR jak za własne działania i zaniechania.

(3) OHT realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym i technicznym.

(4) OH realizuje funkcje operatorskie w zakresie handlowym.

(5) OHT może realizować funkcje OH.

(6) OHT jest:

(6.1) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert portfolio na moce bilansujące DUB;

(6.2) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB programów pracy dla JG, wykonalnych ze względu na warunki pracy JG, niezależnie od zakresu weryfikacji programów pracy określonego w pkt 8.6;

(6.3) Odpowiedzialny za zgłaszanie na RB ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG;

(6.4) Zobowiązany do odbioru informacji o wynikach nabytych mocy bilansujących i aktywacji energii bilansującej na platformie RR;

(6.5) Zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JG, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(11);

(6.6) Zobowiązany do uczestniczenia w procesie rozliczeń JG na RB.

(7) OH jest:

(7.1) Odpowiedzialny za przekazanie do OSP zgłoszeń USE na RB dla JB odpowiadających planowanym dostawom energii elektrycznej JB;

(7.2) Zobowiązany do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla JB, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(11);

(7.3) Zobowiązany do uczestniczenia w procesie rozliczeń JB na RB;

(7.4) Odpowiedzialny za przekazywanie do OSP danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków, w przypadku gdy OH realizuje funkcje operatorskie dla JB_{GE}, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w pkt 3.4(12).

(8) OP jest odpowiedzialny za przekazywanie danych pomiarowych z FRP URB do OSP oraz może uczestniczyć w innych działaniach w procesie pozyskiwania danych pomiarowych dotyczących JB lub JG należących do URB.

(9) Zmiana w przyporządkowaniu JB lub JG do OR (zmiana w rejestrze podmiotu pełniącego funkcję OHT, OH lub OP) jest dokonywana zgodnie z poniższą procedurą:

(9.1) URB przekazuje OSP oświadczenie o umocowaniu nowego OR dla określonych JB lub JG należących do URB (dalej „oświadczenie o umocowaniu OR”). Oświadczenie o umocowaniu OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione;

(9.2) URB, w przypadku zmiany dotychczas umocowanego OR, wraz z oświadczeniem o umocowaniu OR przekazuje OSP oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR dla określonych JB lub JG należących do URB (dalej „oświadczenie o cofnięciu umocowania ustanowionemu OR”). Oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu OR powinno mieć formę zgodną ze wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinno być podpisane przez osoby upoważnione;

(9.3) OSP zawiadamia URB o akceptacji oświadczenia o umocowaniu OR poprzez przesłanie do URB, w terminie nie później niż 14 dni roboczych od daty otrzymania tego oświadczenia, aneksu do umowy przesyłania wprowadzającego

wymagane zmiany. Stosowny aneks lub umowa jest również przesyłana do nowego OR;

(9.4) OSP informuje URB, nowego OR oraz w przypadku zmiany w przyporządkowaniu JB do OR również POB_{GE} o dacie, od której zaczynają obowiązywać zmiany w zakresie umocowania OR, przy czym zmiany te mogą zacząć obowiązywać najwcześniej od doby kalendarzowej następującej po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP podpisanych aneksów lub umów, o których mowa w pkt (9.3), lub w innej dacie uzgodnionej przez strony w ww. umowach lub aneksach;

(9.5) OSP informuje URB, dotychczasowego OR oraz w przypadku zmiany w przyporządkowaniu JB do OR również POB_{GE} o dacie, w której dotychczasowy OR przestaje pełnić funkcje OR dla określonych JB lub JG należących do URB, przy czym data ta jest datą ustanowienia nowego OR dla tych JB lub JG. W dacie tej, bez konieczności podpisywania aneksu do umowy, tracą moc stosowne postanowienia w umowie zawartej pomiędzy OSP a dotychczasowym OR.

(10) OSP i OSD w ramach swoich obowiązków, określonych przepisami prawa, realizują dostawy energii elektrycznej na podstawie zgłoszonych i przyjętych do realizacji USE dla JB oraz programów pracy dla JG, przy uwzględnieniu zapotrzebowania na energię elektryczną KSE, zgłoszonych ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG, wymiany energii bilansującej na europejskich platformach, o których mowa w art. 19, 20 i 21 rozporządzenia 2017/2195, w zakresie platform, w których procesach OSP uczestniczy operacyjnie, oraz ograniczeń systemowych KSE.

(11) OSP administruje RB w zakresie JB i JG zdefiniowanych na RB.

(12) OSDp uczestniczy w administrowaniu RB w zakresie obsługi JB i JG, na które składają się MB z obszaru sieci tego OSDp oraz sieci OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP. W ramach tego OSDp w szczególności:

(12.1) Zarządza konfiguracją w zakresie prowadzenia bilansowania handlowego przez POB;

(12.2) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowywania PPE poszczególnych zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB;

(12.3) Uczestniczy w procesie kwalifikacji poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej do świadczenia usług bilansujących na RB;

(12.4) Zarządza konfiguracją w zakresie przyporządkowania PPE zasobów URD do poszczególnych $_{AFD}$MB wchodzących w skład JG należących do poszczególnych DUB:

(a) Konfiguracja $_{AFD}$MB dla MWE i MEE obejmuje przyporządkowania PPE, które dotyczą torów wyprowadzenia mocy oraz poboru energii elektrycznej na potrzeby jej magazynowania;

(b) Konfiguracja $_{AFD}$MB dla SO dotyczy przyporządkowania PPE, które stanowią kompletny układ zasilania zasobu z sieci dystrybucyjnej;

(12.5) Przekazuje OSP specyfikację zasobów URD, których dostawy energii elektrycznej są reprezentowane w poszczególnych $_{AFD}$MB wraz z informacją o POB tych zasobów. Sposób przekazania ww. specyfikacji określa umowa przesyłania między OSP a OSDp;

(12.6) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD do poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB, pełniących dla tych zasobów funkcje podmiotów odpowiedzialnych za ich bilansowanie handlowe i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych MB poszczególnych JB należących do POB;

(12.7) Rozpatruje reklamacje POB dotyczące przyporządkowanych im ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych MB i wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach;

(12.8) Wyznacza oraz przyporządkowuje ilości dostaw energii elektrycznej dotyczące zasobów URD, z wykorzystywaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, do poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB, i przekazuje do OSP ilości dostaw energii elektrycznej tych zasobów dla poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG należących do DUB;

(12.9) Uczestniczy w rozpatrywaniu reklamacji DUB dotyczących ilości dostaw energii elektrycznej w poszczególnych $_{AFD}$MB poszczególnych JG oraz wprowadza niezbędne korekty w wymagających tego przypadkach;

(12.10) Przekazuje do OSP dane niezbędne do konfigurowania RB oraz monitorowania poprawności jego konfiguracji;

(12.11) Obsługuje sytuacje wyjątkowe, polegające na utracie przez zasoby należące do URD podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie lub dostawcy usług bilansujących.

3.6 Bilansowanie handlowe na rynku bilansującym

3.6.1 Zasady prowadzenia bilansowania handlowego przez POB

(1) W bilansowaniu handlowym na RB uczestniczą URB będący POB.

(2) POB dokonuje zbilansowania handlowego swoich dostaw energii elektrycznej poprzez:

(2.1) Zgłaszanie USE do realizacji;

(2.2) Rozliczanie z OSP niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy przydzielonym wolumenem oraz pozycją bilansową, która odpowiada USE przyjętym do realizacji, przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania, w przypadku gdy POB odpowiada za zbilansowanie handlowe zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB.

(3) Obszar niezbilansowania w rozumieniu rozporządzenia 2017/2195 jest definiowany dla poszczególnych JB i dla danej JB odpowiada zbiorowi MB reprezentowanemu przez tę JB.

(4) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu, będąc POB_Z dla tego zasobu, przy czym użytkownik systemu będący POB_Z może w odniesieniu do tego zasobu, umocować innego POB_Z, który w ramach swojej JB_Z będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu na RB działając w imieniu własnym i na własny rachunek.

(5) Podstawą do dokonania umocowania, o którym mowa w pkt (4), są:

(5.1) Przekazane do OSP oświadczenie o umocowaniu POB_Z dla określonego zasobu, a w przypadku zmiany dotychczasowego POB_Z również oświadczenie o cofnięciu umocowania dotychczasowemu POB_Z. Powołane oświadczenia powinny mieć formę zgodną z wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP i powinny być podpisane przez osoby upoważnione;

(5.2) Stosowne postanowienia umów przesyłania lub aneksów do umów przesyłania pomiędzy OSP i POB_Z przekazującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe oraz pomiędzy OSP i POB_Z przejmującym odpowiedzialność za bilansowanie handlowe, a w wymagających tego przypadkach również pomiędzy OSP i POB_Z, który był dotychczas umocowany jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe.

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

(6) Jeżeli POB_Z umocowany zgodnie z pkt (4) i (5) przez użytkownika systemu jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe jego zasobu, niezależnie od przyczyny zaprzestanie działalności na RB, to użytkownik systemu, jako POB_Z, staje się odpowiedzialny za bilansowanie handlowe dostaw energii elektrycznej dla swojego zasobu poprzez posiadaną JB_Z, ze skutkiem od dnia zaprzestania przez umocowanego POB_Z działalności na RB, bez konieczności dokonywania zmian w umowach przesyłania w formie aneksu.

(7) Niezależnie od postanowień pkt (4) i (5), POB_Z przekazujący odpowiedzialność za bilansowanie handlowe zasobu, na wypadek zaprzestania działalności na RB przez umocowanego POB_Z, ma obowiązek wskazać w umowie przesyłania operatora rynku dla swojej JB_Z.

(8) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB (URD), jest bilansowany handlowo na RB w zakresie tego zasobu przez wskazanego POB_Z.

(9) Podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie dla zasobu danego URD, przyłączonego do sieci danego OSD, może być POB_Z, który wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne, jakie musi spełniać POB_Z w celu wykonywania funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie dla zasobu URD, są określane w IRiESD.

(10) Przyporządkowanie na RB zasobów URD do POB_Z, jest realizowane poprzez przyporządkowanie zasobów URD do $_{FD}MB$ o odpowiednich atrybutach, przy czym każdy PPE lub zbiór PPE należących do danego URD, definiujący pojedynczy zasób, musi być przyporządkowany tylko do jednego POB_Z.

(11) Dla potrzeb realizacji funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, każdemu POB_Z, niezależnie od zakresu bilansowania handlowego prowadzonego przez tego POB_Z w sieciach poszczególnych OSD, tzn. bez względu na zakres bilansowanych przez niego handlowo typów URD, są przyporządkowane dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn następujące $_{FD}MB$: MB_O oraz MB_W. Przyporządkowane MB_O i MB_W służą do reprezentacji zasobów URD przyłączonych do sieci danego OSDp oraz do sieci tych OSDn, dla których ten OSDp realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP.

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

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

(12.1) W umowie przesyłania z POB_Z są wprowadzane $_{FD}MB$ (MB_O, MB_W) do definicji JB_Z tego POB_Z dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn;

(12.2) Umowa przesyłania z POB_Z wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie z wyłączeniem postanowień w zakresie $_{FD}MB$ (MB_O, MB_W);

(12.3) W terminie 15 dni od daty wejścia w życie umowy przesyłania z POB_Z, OSP przesyła do każdego OSDp aneks do umowy przesyłania wprowadzający listę $_{FD}MB$ przyporządkowanych temu POB_Z dla danego obszaru sieci OSDp/OSDn. Dany OSDp jest zobowiązany do podpisania i odesłania do OSP przedmiotowego aneksu w terminie nie później niż 15 dni od daty jego otrzymania.

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

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

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

(12.5) Pozyskiwanie danych pomiarowo-rozliczeniowych dla aktywowanych $_{FD}MB$ danego POB_Z, dotyczących danego obszaru sieci OSDp/OSDn, jest realizowane przez OSP w okresach prowadzenia przez tego POB_Z bilansowania handlowego

na tym obszarze sieci OSDp/OSDn, stosownie do informacji przekazanych przez OSDp zgodnie z pkt 3.6.2(5.1).

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

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

(14) W przypadku, gdy dany POB_Z zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB, to w zakresie należących do niego MB_O i MB_W dotyczących poszczególnych obszarów sieci OSDp/OSDn, są dokonywane następujące zmiany w konfiguracji RB:

(14.1) MB_O dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest uwzględniane albo usuwane z konfiguracji RB zgodnie z poniższymi zasadami:

(a) Jeżeli w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp została wskazana JB_Z reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym MB_O, sprzedawcą w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez wybranych przez tych odbiorców sprzedawców (nazywany dalej również „sprzedawcą rezerwowym”), to MB_O zostaje przyporządkowywane do tej JB_Z;

(b) Jeżeli w umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp nie została określona JB_Z reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to MB_O zostaje usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego zasoby dotychczas reprezentowane w usuniętym MB_O są reprezentowane w JB_{OS} należącej do danego OSDp.

(14.2) MB_W dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, jest usuwane z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JB_{OS} należącej do tego OSDp.

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

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

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

3.6.2 Administrowanie przez OSP i OSD bilansowaniem handlowym

(1) Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez POB działalności na RB od doby handlowej *d*, jest realizowana, z uwzględnieniem pkt (2), według następującej procedury:

(1.1) OSP przesyła danemu POB i jego OR, jeżeli POB nie realizuje samodzielnie funkcji operatora rynku, wszystkim OSDp, POB_{GE}, Prezesowi URE oraz DUB, którzy świadczą usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobów bilansowanych handlowo przez danego POB, informację o dacie zaprzestania przez danego POB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.30 doby *d*-1.

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

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

(1.2) OSP do godziny 10.00 doby *d*-1 wprowadza do konfiguracji RB datę doby handlowej *d*-1, jako datę ostatniego dnia udziału tego POB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JB należące do tego POB, przy czym w przypadku, gdy POB jest jednocześnie OR dla innych URB, to nadal może on realizować funkcje w tym zakresie;

(1.3) OSP do godziny 10.00 doby *d*-1 wprowadza wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania $_{F}$MB do JB, w tym w szczególności dla obszaru sieci każdego OSDp wymagane zmiany dotyczące przyporządkowania $_{FD}$MB do JB.

(2) W celu skoordynowania działań oraz przygotowania odpowiednich zmian w systemach informatycznych, OSP ma prawo z wyprzedzeniem powiadomić POB_{GE} o zaprzestaniu działalności POB na RB, a także o kodzie tego POB, kodach JB należących do tego POB oraz kodach OR dla JB tego POB.

(3) Poczynając od doby zaprzestania działalności przez danego POB_Z na RB, OSDp przekazuje do OSP dane o rzeczywistej ilości dostaw energii dla wszystkich $_{FD}$MB zdefiniowanych w konfiguracji RB dla tego POB_Z. Przekazywane dane powinny odpowiadać zasobom URD reprezentowanym w poszczególnych $_{FD}$MB, w kolejnych dobach, z uwzględnieniem ewentualnych zmian w zakresie przyporządkowania zasobów URD do tych $_{FD}$MB.

(4) Usunięcie z konfiguracji RB danego $_{FD}$MB, należącego pierwotnie do POB_Z, który zaprzestał działalności na RB, a następnie przyporządkowanego do innego POB, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.6.1(14), jest dokonywane w przypadku, gdy w tym $_{FD}$MB nie jest reprezentowany żaden zasób URD. Usunięcie takiego $_{FD}$MB odbywa się na wniosek OSDp.

(5) W celu zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP i OSDp:

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

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

3.7 Świadczenie usług bilansujących na rynku bilansującym

3.7.1 Zasady świadczenia usług bilansujących przez DUB

(1) Usługi bilansujące na RB świadczą URB będący DUB.

(2) DUB świadczy usługi bilansujące poprzez jedną lub więcej JG.

(3) DUB w odniesieniu do każdego zasobu tworzącego JG jest jego właścicielem albo został umocowany przez właściciela zasobu do korzystania z zasobu i rozporządzania zasobem: (i) w procesie kwalifikacji DUB dla tego zasobu oraz (ii) w ramach świadczenia usług bilansujących na RB z wykorzystaniem tego zasobu. DUB w oparciu o powołane umocowanie, które składa do OSP w procesie kwalifikacji DUB zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, działa w imieniu własnym i na własny rachunek.

(4) Warunkiem utworzenia JG jest pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do wnioskowanej JG co najmniej w zakresie energii bilansującej, przeprowadzonego zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB.

(5) Przyporządkowanie na RB zasobu do JG jest realizowane:

(5.1) W przypadku zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB – poprzez przyporządkowanie $_{FZ}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, do określonej JG, bez zmiany

przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB;

(5.2) W pozostałych przypadkach, tj. zasobu URD – poprzez wprowadzenie $_{AFD}$MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej tego zasobu, o odpowiednich atrybutach, oraz ich przyporządkowanie do określonej JG, bez zmiany przyporządkowania tego zasobu do określonej JB na potrzeby bilansowania handlowego na RB;

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

(6) Podstawą do dokonania przyporządkowania zasobu lub grupy zasobów do JG danego DUB, po uzyskaniu przez tego DUB pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów tworzących tę JG, są:

(6.1) Umowa przesyłania pomiędzy OSP i danym DUB albo aneks do umowy przesyłania pomiędzy OSP i danym DUB, jeżeli DUB ma już zawartą umowę przesyłania z OSP.

W przypadku, gdy DUB nie jest właścicielem zasobu wchodzącego w skład danej JG – zawarte w umowie przesyłania lub aneksie do umowy przesyłania oświadczenie DUB, że umocowanie właściciela tego zasobu do korzystania z zasobu i rozporządzania zasobem przez DUB, złożone w procesie kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, pozostaje w mocy;

(6.2) Aneks do umowy przesyłania pomiędzy:

(a) OSP i właścicielem zasobu – w przypadku każdego zasobu wchodzącego w skład danej JG przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB;

(b) OSP i danym OSDp, do sieci którego zasób jest przyłączony albo który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony – w przypadku każdego zasobu URD wchodzącego w skład danej JG;

(c) OSP i DUB, który dotychczas świadczył usługi bilansujące poprzez JG, w skład której wchodził zasób – w przypadku gdy ma miejsce zmiana DUB dla zasobu wchodzącego w skład danej JG oraz nie występuje sytuacja wskazana w pkt (11).

(7) Postanowienia dotyczące JG zawarte w umowie przesyłania albo aneksie do umowy przesyłania pomiędzy OSP i DUB, o których mowa w pkt (6.1), wchodzą w życie w dacie określonej w tej umowie nie wcześniej jednak niż po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP ostatniego z podpisanych aneksów, o których mowa w pkt (6.2), dotyczących zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład tej JG.

OSP informuje DUB o dacie wejścia w życie postanowień dotyczących JG.

OSP, w zależności od przypadku, o którym mowa w pkt (6.2), informuje odpowiednio właścicieli lub OSDp lub DUB, o którym mowa w pkt (6.2.c), o dacie rozpoczęcia świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład JG, o której mowa w zdaniu poprzednim.

(8) DUB dla zasobu przyłączonego do sieci danego OSD może być podmiot, który wykonuje funkcje dostawcy usług bilansujących w sieci tego OSD. Warunki formalne i techniczne,

jakie musi spełniać DUB w sieci danego OSD oraz zasady zapewniania realizacji funkcji dostawcy usług bilansujących dla zasobu w sieci danego OSD, są określane w IRiESD.

(9) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, w odniesieniu do zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek świadczyć usługi bilansujące poprzez JG utworzoną z tego zasobu, będąc DUB dla tego zasobu, przy czym użytkownik systemu może w odniesieniu do tego zasobu umocować innego DUB, który po zakończeniu z wynikiem pozytywnym procesu kwalifikacji będzie świadczyć usługi bilansujące poprzez tą JG i w takim przypadku pkt (6) stosuje się odpowiednio.

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

(10) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, w odniesieniu do zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, niezależnie od postanowień pkt (9) w zakresie umocowania innego DUB, na wypadek, o którym mowa w pkt (11) i (12), ma obowiązek:

(10.1) Uzyskać pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do zasobu tworzącego JG, z zastrzeżeniem §52 ust. 1 i §52 ust. 1a rozporządzenia systemowego;

(10.2) Wskazać w umowie przesyłania z OSP operatora rynku dla tej JG.

(11) DUB ma obowiązek niezwłocznie, jednak nie później niż do godz. 16.00 doby *d*-2, poinformować OSP pocztą elektroniczną na adres określony w umowie przesyłania o utracie od doby handlowej *d* umocowania, o którym mowa w pkt (3), przesyłając oświadczenie o utracie umocowania, zgodne z wzorem opublikowanym na stronie internetowej OSP, podpisanym przez osoby upoważnione.

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

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

(12) W przypadku, gdy DUB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB, to w zakresie zasobów przyporządkowanych do JG tego DUB, są dokonywane przez OSP następujące zmiany w konfiguracji RB:

(12.1) JG utworzona z zasobu posiadającego status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, jest przyporządkowana do DUB będącego właścicielem tego zasobu;

(12.2) JG inna niż określona w pkt (12.1) jest usuwana z konfiguracji RB;

(12.3) $_{AFD}$MB reprezentujące dostawy energii elektrycznej zasobów tworzących JG są usuwane z konfiguracji RB;

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

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

(13) W celu ponownego rozpoczęcia przez DUB świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem określonego zasobu lub określonej grupy zasobów, jest wymagana ponowna kwalifikacja DUB w odniesieniu do JG utworzonej z tego zasobu lub grupy zasobów, z zastrzeżeniem pkt (14), oraz przyporządkowanie ww. zasobu lub grupy zasobów do JG danego DUB, zgodnie z procedurą określoną w pkt (5)-(7).

(14) Ponowna kwalifikacja DUB w odniesieniu do JG utworzonej z zasobu lub grupy zasobów nie jest wymagana w przypadku ponownego rozpoczęcia przez DUB świadczenia usług bilansujących poprzez tą JG w okresie ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących wydanego dla DUB w odniesieniu do tej JG.

3.7.2 Administrowanie przez OSP i OSD świadczeniem usług bilansujących

(1) Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez DUB działalności na RB od doby handlowej *d*, jest realizowana według następującej procedury:

(1.1) OSP przesyła danemu DUB i jego OR, jeżeli DUB nie realizuje samodzielnie funkcji operatora rynku, wszystkim OSDp oraz Prezesowi URE informację o dacie zaprzestania przez DUB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.00 doby *d*-1.

OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 8.00 doby *d*-1, informuje właściciela zasobu, który zgodnie z pkt 3.7.1(9) umocował tego DUB jako dostawcę usług bilansujących w odniesieniu do należącego do niego zasobu, oraz jego OR, jeżeli nie realizuje on samodzielnie funkcji operatora rynku, o

obowiązku świadczenia od doby handlowej *d* usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu;

(1.2) OSP do godziny 8.30 doby *d*-1 wprowadza do konfiguracji RB datę doby handlowej *d*-1, jako datę ostatniego dnia udziału tego DUB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JG należące do tego DUB, z zastrzeżeniem pkt 3.7.1(12.1);

(1.3) OSP do godziny 8.30 doby *d*-1 wprowadza wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania $_{F}$MB do JG, w tym w szczególności dla obszaru sieci każdego OSDp usuwa z konfiguracji $_{AFD}$MB przyporządkowane do JG tego DUB.

(2) W celu zarządzania konfiguracją RB są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP, OSDp i DUB:

(2.1) OSDp informuje OSP i właściwych DUB o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, których dostawy energii elektrycznej są jednocześnie reprezentowane w $_{AFD}$MB na potrzeby świadczenia usług bilansujących. Informacja o zmianie jest przekazywana:

(a) W przypadku OSP – w sposób określony w umowie przesyłania pomiędzy OSDp i OSP;

(b) W przypadku DUB – w sposób określony w IRiESD;

w możliwie najwcześniejszym terminie przed datą obowiązywania zmiany, lecz nie później niż do godz. 9.00 w dniu poprzedzającym;

(2.2) OSP informuje DUB o zmianie przyporządkowania do POB zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB, którego dostawy energii elektrycznej są jednocześnie reprezentowane w $_{FZ}$MB na potrzeby świadczenia usług bilansujących. Informacja o zmianie jest przekazywana w sposób określony w umowie przesyłania odpowiednio pomiędzy DUB i OSP, w możliwie najwcześniejszym terminie przed datą obowiązywania zmiany, lecz nie później niż do godz. 9.00 w dniu poprzedzającym;

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

3.8 Podmioty wymiany międzysystemowej i ich funkcje

3.8.1 Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW

(1) W realizacji wymiany międzysystemowej w ramach alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (ZPW) biorą udział:

(1.1) Uczestnicy wymiany międzysystemowej (UWM);

(1.2) Partnerzy handlowi uczestników wymiany międzysystemowej (PH);

(1.3) OSP;

(1.4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych.

(2) Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja umów sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}).

(3) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej UWM w szczególności:

(3.1) Samodzielnie lub z udziałem PH zapewniają alokację ZPW niezbędnych do realizacji USE_{WM};

(3.2) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych poszczególnych USE_{WM} do OSP w formie zgłoszonych grafików wymiany międzysystemowej (GWM_Z);

(3.3) Działając jako POB uczestniczą w procesach zgłaszania USE, planowania i rozliczeń na RB na zasadach określonych w WDB w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

(4) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:

(4.1) Przyjmuje zgłoszenia GWM_Z;

(4.2) Dokonuje weryfikacji GWM_Z i na tej podstawie wyznacza zweryfikowane grafiki wymiany międzysystemowej (GWM_W);

(4.3) Dokonuje uzgodnień GWM_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych i na tej podstawie wyznacza uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej (GWM_U);

(4.4) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;

(4.5) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń USE, planowania i rozliczeń na RB w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM};

(4.6) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.

(5) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.

(6) Każdy UWM posiada jeden, unikalny kod EIC identyfikujący tego UWM w realizacji procesów wymiany międzysystemowej. Kod EIC jest określony w umowie przesyłania.

3.8.2 Wymiana międzysystemowa w ramach jednolitego łączenia rynków

(1) W realizacji wymiany międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków biorą udział:

(1.1) NEMO;

(1.2) CCP NEMO w zakresie określonym w MNA OA;

(1.3) OSP;

(1.4) Operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;

(1.5) Spedytorzy.

(2) Postanowienia WDB w zakresie wymiany międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków dotyczące NEMO stosuje się także do CCP NEMO, w przypadku gdy NEMO wskazał CCP NEMO w umowie MNA OA.

~~(2)~~(3) Celem wymiany międzysystemowej jest fizyczna realizacja USE_{WM}.

~~(3)~~(4) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej NEMO ~~albo CCP NEMO~~ w szczególności:

~~(3.1)~~(4.1) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych USE_{WM} do OSP w formie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego (WMC);

~~(3.2)~~(4.2) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych USE_{WM} do OSP w formie zgłoszonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_Z);

~~(3.3)~~(4.3) Przyjmują od OSP uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_U);

~~(3.4)~~(4.4) Dokonują, na zasadach określonych w WDB, zgłoszeń danych handlowych USE_{WM} do OSP w formie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego ($WMCB_A$);

~~(3.5)~~(4.5) Przyjmują od OSP uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego ($GMCB_U$);

~~(3.6)~~(4.6) Działając jako POB_{GE} uczestniczą w procesach zgłaszania USE, planowania i rozliczeń na RB na zasadach określonych w WDB w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM}.

~~(4)~~(5) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej OSP w szczególności:

~~(4.1)~~(5.1) Przyjmuje od NEMO i weryfikuje zgłoszenia WMC w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

~~(4.2)~~(5.2) Przyjmuje od NEMO ~~albo CCP NEMO~~ zgłoszenia GMC_Z w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

~~(4.3)~~(5.3) Dokonuje weryfikacji GMC_Z i na tej podstawie wyznacza zweryfikowane grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_W);

~~(4.4)~~(5.4) Dokonuje uzgodnień GMC_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych i na tej podstawie wyznacza uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_U);

~~(4.5)~~(5.5) Przekazuje do NEMO ~~albo CCP NEMO~~ uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_U);

~~(4.6)~~(5.6) Przyjmuje od NEMO i weryfikuje zgłoszenia $WMCB_A$ w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego;

~~(4.7)~~(5.7) Pobiera z platformy SIDC zgłoszenia $WMCB_C$ w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego;

~~(4.8)~~(5.8) Dokonuje uzgodnień utworzonych GMCB z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych i na tej podstawie wyznacza uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego ($GMCB_U$);

~~(4.9)~~(5.9) Przekazuje do NEMO ~~albo CCP NEMO~~ uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego ($GMCB_U$);

~~(4.10)~~(5.10) Zapewnia fizyczną realizację wymiany międzysystemowej wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych;

~~(4.11)~~(5.11) Prowadzi procesy przyjmowania zgłoszeń USE, planowania i rozliczeń na RB w zakresie wynikającym z realizacji USE_{WM};

~~(4.12)~~(5.12) Publikuje informacje dotyczące wymiany międzysystemowej na stronie internetowej OSP.

~~(5)~~(6) W ramach udziału w realizacji wymiany międzysystemowej operatorzy zagranicznych systemów przesyłowych elektroenergetycznych uczestniczą w uzgodnieniach wymiany międzysystemowej z OSP.

~~(6)~~(7) Każdy ~~POB_{GE} pełniący funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO~~ posiada co najmniej jeden aktywny międzynarodowy kod EIC identyfikujący tego NEMO ~~albo CCP NEMO~~ w realizacji procesu jednolitego łączenia rynków. Kod EIC jest określony w umowie MNA OA.

~~(7)~~(8) Każdy ~~POB_{GE} pełniący funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO~~ musi wskazać w umowie MNA OA ~~lub w ramach zmiany umowy MNA OA~~ spedytora działającego w polskim obszarze rynkowym na potrzeby realizacji procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego. Funkcję spedytora ~~POB_{GE} pełniący funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO~~ może realizować samodzielnie albo wskazać w tym celu innego spedytora.

~~(8)~~(9) Niezależnie od wskazania spedytora w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, o którym mowa w pkt (~~7~~8), dany ~~POB_{GE} pełniący funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO~~ w umowie MNA OA ~~lub w ramach zmiany umowy MNA OA~~ może wskazać spedytora, za którego niezbilansowanie na RB jest odpowiedzialny jako POB_{GE}.

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

3.9 Umowy sprzedaży energii realizowane przez poszczególne rodzaje jednostek bilansowych

(1) Dla JB występujących na RB mogą być zgłaszane do realizacji transakcje zakupu i sprzedaży energii z innymi JB, zgłaszane do OSP w postaci USE, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt (4).

(2) POB może zgłaszać do realizacji transakcje zakupu i sprzedaży energii pomiędzy należącymi do niego JB, z wyłączeniem transakcji wyspecyfikowanych w pkt (4.1);

(3) Występujące na RB wyłączenia dotyczące transakcji pomiędzy poszczególnymi rodzajami JB, wynikają z:

(3.1) Istoty definicji poszczególnych JB;

(3.2) Modelu RB, który nie dopuszcza określonych transakcji dla określonych rodzajów JB.

(4) Niedopuszczalne rodzaje transakcji, o których mowa w pkt (3), występują:

(4.1) Dla wszystkich JB, gdzie nie są dopuszczone transakcje zakupu lub sprzedaży energii przez jednostkę samej sobie;

(4.2) Dla JB_{GE} należącej do POB_{GE} niepełniącego funkcji NEMO ani CCP NEMO, gdzie nie są dopuszczone transakcje dla tej jednostki powodujące, że sumaryczne ilości dostaw energii nie są równe zero dla poszczególnych ORN;

(4.3) Dla JB_{OS} należącej do POB_{OSP}, gdzie nie są dopuszczone niezerowe transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę inne niż określone w pkt 3.3.3(14.1.b);

(4.4) Dla JB_{OS} należącej do POB_{OSD}, gdzie nie są dopuszczone niezerowe transakcje sprzedaży energii przez tę jednostkę;

(4.5) Dla JB_{WMO} należącej do POB_{OSP}, gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od JB innych POB;

(4.6) Dla JB_{GE} należącej do POB_{GE}, gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od innych JB_{GE}.

4 WARUNKI UCZESTNICTWA W RYNKU BILANSUJĄCYM

4.1 Ogólne warunki

(1) OSP zapewnia URB:

(1.1) Będącym POB – fizyczną realizację USE zawartych na rynku energii elektrycznej, w tym umów dwustronnych i giełdowych; oraz

(1.2) Będącym DUB – fizyczną realizację programów pracy;

jeżeli zostaną one zgłoszone do OSP, odpowiednio dla JB w przypadku USE i JG w przypadku programów pracy, w obowiązującej na RB formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez URB wymagań realizacyjnych ustalonych w WDB i umowach przesyłania.

(2) W celu zapewnienia właściwych warunków do realizacji fizycznych dostaw energii wynikających ze zgłoszonych USE dla JB i zgłoszonych programów pracy dla JG, z uwzględnieniem wymagań w zakresie bieżącego bilansowania zasobów KSE, w tym występujących ograniczeń systemowych, przy minimalnym poziomie kosztów, URB nie mogą:

(2.1) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi URB działań, które powodują nieuzasadnione warunkami panującymi w systemie ograniczanie technicznych możliwości zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub usuwania ograniczeń systemowych;

(2.2) Podejmować samodzielnie lub w porozumieniu z innymi URB działań, które powodują nieuzasadniony warunkami panującymi w systemie wzrost kosztów zapewniania bieżącego zbilansowania produkcji z rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną lub kosztów usuwania ograniczeń systemowych.

(3) W przypadku stwierdzenia przez operatorów systemu naruszeń przez URB wymagań, o których mowa w pkt (2), operatorzy systemu przekazują Prezesowi URE informację o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją.

(4) URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu, a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być doręczona do OSP:

(4.1) W formie pisemnej, podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB, pod adres:

PSE S.A.
Departament Przesyłu
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

lub

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

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

(5) W przypadku zmiany danych teleadresowych powołanych w pkt (4), do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień WDB, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.

(6) URB oraz OR są zobowiązani do dysponowania właściwymi, w zależności od pełnionej funkcji, systemami wymiany informacji z OSP, określonymi w WDB i IRiESP, w celu uczestniczenia w realizacji procesów na RB.

(7) Zawarte w WDB regulacje stanowiące o przyjęciu jakichkolwiek zgłoszeń lub ofert na RB mają wyłącznie znaczenie i skutki opisane w WDB, w szczególności nie są tożsame z instytucją przyjęcia oferty w rozumieniu Kodeksu cywilnego, o ile WDB nie stanowią inaczej.

4.2 Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

(1) POB w celu uczestnictwa w RB jest zobowiązany do:

(1.1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny;

(1.2) Zawarcia umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do działalności prowadzonej przez POB na RB albo umowy MNA OA w przypadku NEMO albo CCP NEMO;

(1.3) Zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące udziału w RB, jeżeli POB jest właścicielem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe zasobów z obszaru tej sieci.

(2) Umowa przesyłania z POB powinna określać w szczególności:

(2.1) Nazwę i dane adresowe POB;

(2.2) Kod identyfikacyjny POB;

(2.3) Dane o posiadanych przez POB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny;

(2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;

(2.5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe;

(2.6) Wykaz FRP oraz wykaz MB POB, w tym $_{FD}$MB dla potrzeb bilansowania handlowego URD na RB, przyporządkowanych POB dla każdego obszaru sieci OSDp/OSDn;

(2.7) Wykaz JB należących do POB, w tym ich nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JB;

(2.8) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych MB oraz dla poszczególnych JB;

(2.9) Określenie OR umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa JB w RB, w tym nazwy i kody identyfikacyjne;

(2.10) Warunki finansowe realizacji zgłoszonych USE, w tym ustalenie zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń niezbilansowania na RB, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych POB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP;

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

(3) Umowa przesyłania z POB_{OSD} powinna dodatkowo zawierać:

(3.1) Specyfikację wszystkich POB oraz kodów $_{FD}$MB przyporządkowanych tym POB dla obszaru sieci OSDp/OSDn tego POB_{OSD};

(3.2) Specyfikację zasobów URD z obszaru sieci OSDp/OSDn tego POB_{OSD}, z wykorzystaniem których DUB świadczą usługi bilansujące na RB, wraz z informacją dla każdego z tych zasobów o:

(a) Kodach $_{AFD}$MB, w których są reprezentowane dostawy energii elektrycznej zasobu na potrzeby świadczenia usług bilansujących;

(b) POB, który jest odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobu;

oraz sposób przekazywania aktualizacji informacji z pkt (b) bez konieczności dokonywania zmian w umowie przesyłania w formie aneksu;

(3.3) Kod MB_{PEO}, poprzez który jest reprezentowany zbiór PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, przyłączonych do sieci OSDp.

(4) Umowa przesyłania z POB_{OSD}, może dodatkowo zawierać wskazanie dla danego POB pojedynczej JB, należącej do innego POB, reprezentującej sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w MB_O danego POB, przyłączonych do obszaru sieci OSDp/OSDn tego POB_{OSD}. W celu rozpoczęcia obowiązywania powyższego jest wymagane wprowadzenie odpowiadających temu postanowień do umowy przesyłania pomiędzy OSP oraz POB, którego JB reprezentuje sprzedawcę rezerwowego.

4.3 Warunki dla dostawców usług bilansujących

(1) DUB w celu świadczenia usług bilansujących na RB jest zobowiązany do:

(1.1) Posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny;

(1.2) Uzyskania pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji DUB, o którym mowa w pkt 3.7, w odniesieniu do zasobów wchodzących w skład wnioskowanej JG, z wykorzystaniem których planuje świadczyć usługi bilansujące na RB;

(1.3) Zawarcia umowy przesyłania z OSP w zakresie odpowiednim do działalności prowadzonej przez DUB na RB;

(1.4) Zapewnienia przez cały okres świadczenia danej usługi bilansującej ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia tej usługi, uzyskanego w wyniku procesu kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, dotyczącego tej usługi i zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład danej JG, poprzez którą DUB świadczy tę usługę;

(1.5) Zawarcia umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących w sieci tego OSD, jeżeli DUB świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do tej sieci.

(2) Umowa przesyłania z DUB powinna określać w szczególności:

(2.1) Nazwę i dane adresowe DUB;

(2.2) Kod identyfikacyjny DUB;

(2.3) Dane o posiadanych przez DUB koncesjach, związanych z działalnością w elektroenergetyce, jeżeli jest taki wymóg prawny;

(2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;

(2.5) Osoby upoważnione do kontaktu z OSP oraz ich dane adresowe;

(2.6) Wykaz zasobów, z wykorzystaniem których DUB świadczy usługi bilansujące na RB;

(2.7) W przypadku gdy DUB nie jest właścicielem zasobów, o których mowa w pkt (2.6), oświadczenie DUB, że umocowanie właścicieli poszczególnych zasobów do korzystania z tych zasobów i rozporządzania tymi zasobami przez DUB w ramach świadczenia usług bilansujących na RB, złożone w procesie kwalifikacji DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB, pozostaje w mocy;

(2.8) Wykaz FRP oraz wykaz MB, w tym $_{AFD}$MB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów, o których mowa w pkt (2.6);

(2.9) Wykaz JG należących do DUB, w tym ich rodzajów, nazw i kodów identyfikacyjnych oraz wykaz MB wchodzących w skład poszczególnych JG;

(2.10) Algorytmy wyznaczania ilości energii w poszczególnych MB oraz dla poszczególnych JG;

(2.11) Dane i charakterystyki techniczne poszczególnych JG;

(2.12) Określenie OR umocowanych do realizacji działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa JG w RB, w tym nazwy i kody identyfikacyjne, wraz ze wskazaniem OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania ofert portfolio na moce bilansujące;

(2.13) Wykaz usług bilansujących świadczonych przez poszczególne JG;

(2.14) Składniki cen wymuszonej dostawy energii elektrycznej (CWD) i wymuszonego odbioru energii elektrycznej (CWO) wykorzystywane w algorytmie wyznaczania tych cen dla poszczególnych JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{M1}, JG_{M2}, JG_{Z1}, JG_{Z2};

(2.15) Ceny za uruchomienie (CU) dla poszczególnych JG_{W1}, z uwzględnieniem różnych stanów cieplnych – rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), oraz składniki, na podstawie których CU zostały wyznaczone;

(2.16) Zastępcze oferty na energię bilansującą i zastępcze oferty na moce bilansujące dla poszczególnych JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1}, w zakresie odpowiadającym kwalifikacji JG do świadczenia usług bilansujących na RB;

(2.17) Warunki finansowe świadczenia usług bilansujących na RB, w tym ustalenie zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń za usługi bilansujące na RB, organizacji przepływów finansowych z tytułu rozliczeń z OSP oraz wykaz kont bankowych DUB, za pośrednictwem których będą realizowane rozliczenia z OSP;

(2.18) Informację, w formie oświadczenia DUB, o rodzaju i wartości wsparcia przysługującego właścicielom zasobów reprezentowanych w JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1}, JG_{Z2} należących do DUB:

(a) Wsparcie w aukcyjnym systemie – DUB informuje o:

(i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii;

(ii) Wysokości ceny zawartej w ofercie wytwórcy dotyczącej MWE reprezentowanych w JG, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 tej ustawy;

(iii) Dacie wygaśnięcia prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w pkt (i), w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;

(iv) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danym MWE reprezentowanym w JG w ostatnim roku kalendarzowym;

(b) Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii – DUB informuje o:

(i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do otrzymywania świadectw pochodzenia;

(ii) Dacie wygaśnięcia prawa do otrzymywania świadectw pochodzenia;

(iii) Wielkości udziału odnawialnej energii elektrycznej w całości energii elektrycznej wyprodukowanej w danym MWE reprezentowanym w JG w ostatnim roku kalendarzowym;

(c) Wsparcie w postaci stałej ceny zakupu, o której mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii – DUB informuje o:

(i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70b ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii;

(ii) Cenie sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;

(iii) Dacie wygaśnięcia prawa do sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;

(iv) Udziale energii elektrycznej podlegającej wsparciu w postaci stałej ceny zakupu w całości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z danego MWE reprezentowanego w JG w ostatnim roku kalendarzowym;

(d) Wsparcie w systemie promowania wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – DUB informuje o:

(i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

(ii) Wysokości ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, z uwzględnieniem waloryzacji zgodnie z art. 38 ust. 5 tej ustawy;

(iii) Dacie wygaśnięcia prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w pkt (i), w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;

(iv) Wielkości udziału mocy zainstalowanej, dla której przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w całkowitej mocy zainstalowanej MWE reprezentowanych w JG;

(e) Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji – DUB informuje o:

(i) Uprawnieniu poszczególnych MWE reprezentowanych w JG do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej indywidualnej lub premii gwarantowanej

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

(ii) Wysokości premii kogeneracyjnej skorygowanej lub premii gwarantowanej skorygowanej, o których mowa w art. 14 ust. 5 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wysokości premii gwarantowanej indywidualnej, o której mowa w art. 38 tej ustawy lub wysokości premii kogeneracyjnej indywidualnej, o której mowa w art. 48 tej ustawy;

(iii) Dacie wygaśnięcia prawa do uzyskania premii kogeneracyjnej, premii gwarantowanej, premii kogeneracyjnej indywidualnej lub premii gwarantowanej indywidualnej, o których mowa w pkt (i);

(iv) Udziale energii, dla której Zarządca Rozliczeń S.A. wypłacił premię kogeneracyjną, premię gwarantowaną, premię kogeneracyjną indywidualną lub premię gwarantowaną indywidualną do całości produkcji energii elektrycznej w ostatnim roku kalendarzowym.

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

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

(3.1) CWD i CWO wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9.1 – dla każdej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2};

(3.2) CU, wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9.5 – dla każdej JG_{W1};

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

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

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

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

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

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

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

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

(6.2) Uzasadnienie zmiany lub braku zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji ceny CU wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany lub braku zmiany;

(6.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości cen CU, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w pkt (15).

(7) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO, DUB wskazuje:

(7.1) Nowe wartości składników kosztów składających się na te ceny, o których mowa w pkt 14.9.1(3) i 14.9.2, zgodnie z pkt (8)-(11);

(7.2) Uzasadnienie zmiany lub braku zmiany wartości każdego ze składników stosowanego w kalkulacji cen CWD i CWO wraz ze wskazaniem przyczyn zmiany lub braku zmiany;

(7.3) Termin, od którego obowiązują nowe wartości składników cen CWD i CWO, który przypada nie później niż z początkiem 15 dnia kolejnego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu na zgłoszenie aktualizacji cen, o którym mowa w pkt (15).

(8) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE cieplnego wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny, DUB dokonuje aktualizacji:

(8.1) Uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego;

(8.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy;

(8.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2;

(8.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;

(8.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(9) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MEE albo MWE elektrowni szczytowo-pompowej (ESP), DUB dokonuje aktualizacji:

(9.1) Współczynnika sprawności MEE albo ESP;

(9.2) Wysokości opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej;

(9.3) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(10) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE źródeł wiatrowych albo fotowoltaicznych, DUB dokonuje aktualizacji:

(10.1) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;

(10.2) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(11) W ramach zgłoszenia aktualizacji cen w zakresie CWD i CWO dla JG, utworzonej z pojedynczego MWE innego niż wymieniony w pkt (8)-(10), DUB dokonuje aktualizacji:

(11.1) Kosztu paliwa podstawowego;

(11.2) Współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasm mocy;

(11.3) Jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2;

(11.4) Informacji o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, a także informacji o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej;

(11.5) Pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania.

(12) Jeżeli DUB wraz z aktualizacją poszczególnych składników cen dokonuje aktualizacji współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, których aktualizacja wynika ze zmienionych parametrów technicznych MWE reprezentowanego w JG, w tym sprawności, do zgłoszenia aktualizacji cen dołącza zaktualizowaną charakterystykę zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto potwierdzającą wnioskowaną zmianę wartości współczynników, potwierdzoną niezależną ekspertyzą.

(13) W terminie 3 dni roboczych od doręczenia OSP zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przesyła jego kopię do Prezesa URE.

(14) OSP rozpatruje zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10 dnia kalendarzowego od dnia doręczenia. W przypadku akceptacji zgłoszenia, OSP przesyła informację o akceptacji zgłoszenia do DUB nie później niż 2 dni robocze przed wskazanym w zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą określonych w umowie przesyłania składników cen CWD i CWO oraz wartości cen CU bez konieczności dokonywania zmiany w umowie przesyłania w formie aneksu.

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

OSP informuje DUB o akceptacji lub odrzuceniu zgłoszenia aktualizacji cen.

(15) DUB w ramach zgłoszenia aktualizacji cen:

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

(a) Koszty paliwa podstawowego określone w pkt 14.9.1(6.1.b), 14.9.1(6.2) i 14.9.1(6.3);

(b) Koszty pojedynczego uruchomienia MWE cieplnego określone w pkt 14.9.5;

(c) Współczynnik sprawności MEE albo ESP, o którym mowa w pkt 14.9.2(5);

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

(15.2) Do końca pierwszego kwartału kalendarzowego przekazuje:

(a) Pozostałe koszty zmienne wytwarzania określone w pkt 14.9.1(8) na podstawie wykonania za poprzedni rok;

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

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

(15.4) Niezwłocznie w przypadku:

(a) Uzyskania informacji o emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 za poprzedni rok kalendarzowy, o której mowa w pkt 14.9.4(2), na podstawie raportu audytora uprawnionego do weryfikacji rocznych raportów z emisji CO_2 – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wartości jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2;

(b) Zmiany parametrów otrzymywanego wsparcia:

(i) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

(ii) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

(iii) Wydania lub zmiany decyzji o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

(iv) Waloryzacji o której mowa w art. 38 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

(v) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii;

(vi) Określenia ceny skorygowanej, o której mowa w art. 39a ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii;

(vii) Waloryzacji o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy o odnawialnych źródłach energii;

(viii) Innej zmianie, wpływającej na poziom otrzymywanego wsparcia;

(c) Wydania decyzji lub postanowienia Prezesa URE w trybie art. 88 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;

(d) Odmowy wydania świadectw pochodzenia na podstawie art. 51 ustawy o odnawialnych źródłach energii – jest zobowiązany do przesłania OSP dokumentacji, która pozwoli ustalić sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;

(e) Wydania decyzji w trybie art. 78 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w której Prezes URE ustalił rzeczywistą ilość energii elektrycznej kogeneracyjnej w danym roku kalendarzowym na niższym poziomie niż wynikający z wniosków dot. MWE zaakceptowanych przez Zarządcę Rozliczeń S.A. – jest zobowiązany do przesłania do OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;

(f) Wydania decyzji lub postanowienia w trybie art. 80 ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – jest zobowiązany do przesłania OSP decyzji. OSP ustala sposób korekty rozliczeń tak, aby odzwierciedlić skutki decyzji Prezesa URE;

(g) Zmiany wysokości stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, o której mowa w pkt 14.9.2(2) i 14.9.2(3) – jest zobowiązany do przesłania OSP nowej wysokości stawki opłaty za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej naliczanej za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej;

(h) Zmiany parametrów technicznych MWE lub zmiany współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o którym mowa w pkt 14.9.1(7) – jest zobowiązany do przesłania OSP nowych wartości współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto;

(i) Zmiany parametrów technicznych MEE albo ESP – jest zobowiązany do przesłania OSP zaktualizowanej wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP.

(16) Zgłoszenie aktualizacji cen przez danego DUB jest dokonywane z zachowaniem terminów i zasad zawartych w punktach (5)-(15). Zasady te nie dotyczą aktualizacji cen spowodowanej zmianą powszechnie obowiązujących przepisów prawa. W przypadku takiej zmiany, DUB jest zobowiązany doręczyć do OSP zgłoszenie aktualizacji cen w terminie umożliwiającym stosowanie nowych cen od dnia wejścia w życie zmienionych przepisów prawa.

Aktualizacja cen CWD, CWO i CU może zostać dokonana również w ramach aneksu do umowy przesyłania, przy czym w zakresie zmiany wartości cen CWD, CWO i CU stosuje się określone w tym punkcie zasady dotyczące obowiązku dostarczenia do OSP zgłoszenia aktualizacji cen, z zastrzeżeniem postanowień pkt (17).

(17) W przypadku zmiany parametrów technicznych skutkujących zmianą mocy minimalnej JG lub mocy maksymalnej JG:

(17.1) JG z ZAK = 1 utworzonej z pojedynczego MWE albo MEE – DUB zobowiązany jest dokonać aktualizacji zastępczej oferty na energię bilansującą;

(17.2) JG z ZAK = 1 albo z ZAK = 2 utworzonej z pojedynczego MWE cieplnego – DUB zobowiązany jest dokonać aktualizacji pasm mocy, dla których są określane współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa;

Aktualizacja jest dokonywana w formie aneksu do umowy przesyłania i obowiązuje od dnia wejścia w życie aneksu do umowy przesyłania w zakresie dotyczącym zmienionych parametrów technicznych MWE albo MEE.

(18) W przypadku zmiany parametrów technicznych JG z ZAK = 1 utworzonej z pojedynczego MWE albo MEE, skutkujących zmianą zakresu rezerw mocy określonych w umowie przesyłania, DUB zobowiązany jest dokonać, w formie aneksu do umowy przesyłania, aktualizacji zastępczej oferty na moce bilansujące. Aktualizacja obowiązuje od dnia wejścia w życie aneksu do umowy przesyłania w zakresie dotyczącym zmienionych parametrów technicznych MWE albo MEE.

(19) DUB jest odpowiedzialny za rzetelne, prawidłowe i terminowe wyznaczenie składników cen CWD, CWO oraz wartości cen CU. Ceny CWD i CWO są wyznaczane przez OSP w sposób określony w pkt 14.9.1-14.9.3, z zastrzeżeniem pkt (3).

4.4 Warunki dla operatorów rynku

(1) OR, realizujący funkcje operatorskie dla JB lub JG należących odpowiednio do POB lub DUB, działający w zakresie udzielonego mu przez odpowiednio POB lub DUB zlecenia i umocowania, zawiera z OSP umowę określającą zakres działań operacyjnych wynikających z uczestnictwa tych jednostek w RB.

(2) Umowa pomiędzy OR i OSP powinna określać w szczególności:

(2.1) Nazwę i dane adresowe;

(2.2) Kod identyfikacyjny OR;

(2.3) Rodzaj pełnionej funkcji jako OR;

(2.4) Datę rozpoczęcia działalności na RB;

(2.5) Osoby upoważnione ze strony OR do kontaktu z OSP, w tym dokonywania zgłoszeń danych handlowych, technicznych lub przekazywania danych pomiarowych na RB oraz danych wymiany międzysystemowej;

(2.6) Wykaz JB lub JG, dla których OR realizuje funkcje operatorskie, w tym ich kody identyfikacyjne;

(2.7) Wykaz DUB, dla których OR realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania ofert portfolio na moce bilansujące;

(2.8) Zakres, format, tryb, miejsca oraz terminy wymiany informacji z OSP;

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

5 WARUNKI UCZESTNICTWA W WYMIANIE MIĘDZYSYSTEMOWEJ

5.1 Wymiana międzysystemowa w ramach alokacji ZPW

5.1.1 Warunki formalno-prawne

(1) Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych są określone przez biuro przetargów w zasadach alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej (ZPW) publikowanych na stronie internetowej biura przetargów.

(2) Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach finansowych praw przesyłowych nie wymaga dokonywania zgłoszeń w obszarze działania RB oraz w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

(3) W wymianie międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych mogą brać udział tylko te podmioty, które:

(3.1) Zawarły z OSP umowę przesyłania regulującą w szczególności warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej;

(3.2) Są URB będącymi POB.

(4) OSP przydziela UWM indywidualną JB_{WMP}, poprzez którą UWM, działając jako POB, realizuje dostawy energii w ramach wymiany międzysystemowej z wykorzystaniem fizycznych praw przesyłowych.

(5) Realizacja wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych wymaga od UWM dokonywania niezbędnych zgłoszeń i przekazywania informacji zarówno w obszarze działania RB, jak i w obszarze realizacji wymiany międzysystemowej.

(6) Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez alokację ZPW w ramach rynku dnia następnego wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych lub finansowych praw przesyłowych.

(7) Alokowane zdolności przesyłowe są identyfikowane poprzez unikalny identyfikator zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej – unikalny identyfikator ZPW (CAI). Unikalny identyfikator ZPW dotyczy określonego procesu udostępniania zdolności przesyłowych, przekroju handlowego, kierunku oraz ilości energii jaka może być przesłana w ramach wymiany międzysystemowej.

5.1.2 Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych

(1) Alokacja ZPW w ramach finansowych oraz fizycznych praw przesyłowych obejmuje następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:

(1.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;

(1.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;

(1.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji;

(1.4) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Ukrainy w zakresie połączenia Rzeszów-Chmielnicka.

(2) Alokacja ZPW dla przekrojów handlowych, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3), w ramach finansowych praw przesyłowych jest realizowana poprzez alokację ZPW uzyskaną w przetargach rocznych oraz miesięcznych, zgodnie z publikowanymi przez biuro przetargów zasadami alokacji ZPW.

(3) Alokacja ZPW dla przekroju handlowego, o którym mowa w pkt (1.4), w ramach fizycznych praw przesyłowych jest realizowana poprzez alokację ZPW uzyskaną w ramach przetargów dobowych. Prawo do korzystania z alokacji ZPW na danym przekroju handlowym mają UWM, którzy:

(3.1) Posiadają alokację ZPW, samodzielnie lub z udziałem PH, uzyskaną w ramach przetargów dobowych, prowadzonych przez biuro przetargów zgodnie z publikowanymi przez biuro przetargów zasadami alokacji ZPW; oraz

(3.2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 6.

(4) Alokacja ZPW dla przekrojów handlowych, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3), w ramach fizycznych praw przesyłowych jest realizowana poprzez alokację ZPW uzyskaną w ramach procesu rezerwowego. Prawo do korzystania z alokacji ZPW na danym przekroju handlowym mają UWM, którzy:

(4.1) Posiadają alokację ZPW, samodzielnie lub z udziałem PH, uzyskaną w ramach procesu rezerwowego, prowadzonego przez biuro przetargów zgodnie z publikowanymi przez biuro przetargów zasadami alokacji ZPW; oraz

(4.2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 6.

(5) W obszarze realizacji wymiany międzysystemowej w ramach fizycznych praw przesyłowych, w celu realizacji USE_{WM}, UWM dokonuje zgłoszeń GWM_Z dla każdej ze swoich USE_{WM} poprzez dostarczenie do OSP dokumentu zgłoszenie grafików wymiany międzysystemowej (ZGWM).

(6) W obszarze działania RB dnia następnego (RBN), zgodnie z obowiązującymi na tym rynku zasadami, w ramach fizycznych praw przesyłowych, UWM działając jako POB zgłasza USE dla swojej JB_{WMP}, poprzez którą realizuje on dostawy energii w ramach zawartych USE_{WM}.

5.1.3 Ograniczanie alokowanych ZPW

(1) OSP ma prawo zastosować ograniczenie alokowanych ZPW oraz uzgodnionych grafików wymiany międzysystemowej (UGWM) według obowiązujących zasad alokacji i nominacji ZPW publikowanych przez biuro przetargów:

(1.1) W przypadku zaistnienia siły wyższej lub sytuacji nadzwyczajnej, o których mowa w art. 72 rozporządzenia 2015/1222;

(1.2) W celu zapewnienia pracy systemu w granicach bezpieczeństwa, o którym mowa w art. 53 rozporządzenia 2016/1719.

(2) OSP zwraca koszty lub zapewnia rekompensatę za okres ograniczenia zgodnie zasadami alokacji publikowanymi przez biuro przetargów. OSP nie odpowiada za szkody UWM i stron trzecich spowodowane zastosowaniem ograniczenia alokowanych ZPW.

(3) Po uzgodnieniu GWM_U z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, OSP przejmuje odpowiedzialność za jego realizację, z wyłączeniem przypadku siły wyższej, o którym mowa w pkt (1.1).

5.2 Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej w ramach jednolitego łączenia rynków

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

(1) Proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego jest realizowany zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM.

(2) Jednolitym łączeniem rynków dnia następnego są objęte następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:

(2.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Litwy;

(2.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Szwecji;

(2.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;

(2.4) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;

(2.5) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji.

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

(1) Proces jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest realizowany zgodnie z rozporządzeniem 2015/1222 oraz zgodnie z TCM.

(2) Jednolitym łączeniem rynków dnia bieżącego są objęte następujące przekroje handlowe polskiego obszaru rynkowego:

(2.1) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Litwy;

(2.2) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Szwecji;

(2.3) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Czech;

(2.4) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Niemiec;

(2.5) Przekrój handlowy z obszarem rynkowym Słowacji.

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

6.1 Obowiązek ustanawiania zabezpieczeń

(1) Obowiązkowi przedkładania zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB (Z_{RB}) podlegają wszyscy URB, za wyjątkiem następujących URB zwolnionych z tego obowiązku:

(1.1) URB posiadający aktualną ocenę ratingową na poziomie BBB- lub wyższym;

(1.2) URB będący POB_{GE};

(1.3) URB będący POB_{OSP}.

(2) Aktualną oceną ratingową jest najniższa z ostatnio opublikowanych, długoterminowych ocen ratingowych, nadanych przez honorowane przez OSP agencje ratingowe. Warunkiem niezbędnym dla uznania aktualnej oceny ratingowej jest wydanie lub podtrzymanie oceny przez agencję ratingową nie dawniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych. Lista honorowanych przez OSP agencji ratingowych wraz z warunkami akceptacji przyznawanych przez te agencje ocen, jest publikowana na stronie internetowej OSP.

(3) Obowiązkiem URB, o którym mowa w pkt (1.1), jest informowanie OSP o każdej zmianie oceny ratingowej oraz dostarczanie, bez wezwania OSP, posiadanych dokumentów potwierdzających nadanie lub podtrzymanie aktualnej oceny ratingowej. Niedopełnienie powyższego obowiązku stanowi istotne naruszenie warunków umowy przesyłania przez URB.

(4) Jeżeli URB, o którym mowa w pkt (1.1), w okresie ostatnich 12 miesięcy kalendarzowych realizacji umowy przesyłania nieterminowo regulował zobowiązania względem OSP w rozumieniu postanowień pkt 6.5(7), to jest on zobowiązany do przedłożenia Z_{RB} bez wezwania OSP, na warunkach określonych w pkt 6.3.

6.2 Formy zabezpieczeń

(1) Z_{RB} może być ustanowione w formie:

(1.1) Pieniężnej (Z^{P}), przelewem na rachunek bankowy OSP. Odsetki od środków Z^{P} powiększają kwotę przedłożonego zabezpieczenia;

(1.2) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej (Z^{GB}), wystawionej przez bank o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym;

(1.3) Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym;

(1.4) Weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^W), wystawionego przez URB i poręczonego przez podmiot o aktualnej ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, na poziomie BBB lub wyższym.

(2) Wymogi OSP odnośnie ocen ratingowych wystawców gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych oraz poręczycieli weksli, o których mowa w pkt (1), są identyczne jak w pkt 6.1(2).

(3) Za zgodą OSP Z_{RB} może być ustanowione w formie innej (Z^{IN}) niż wymienione w pkt (1). W takim przypadku OSP ma prawo uzależnić akceptację takiego zabezpieczenia od własnej oceny ryzyka, określić warunki, na jakich dane zabezpieczenie będzie akceptowane lub określić limit, do wysokości którego dane zabezpieczenie będzie akceptowane. URB jest zobowiązany do dostarczenia wszelkich informacji i danych, mających wpływ na prawidłową ocenę ryzyka przez OSP.

(4) Niezależnie od form zabezpieczeń, o których mowa w pkt (1) i (3):

(4.1) POB_{OSD}; oraz

(4.2) DUB, który świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem MWE posiadającego status JWCD;

są uprawnieni do ustanowienia i utrzymywania Z_{RB} w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową bez określenia kwoty, do której weksel może zostać wypełniony bądź w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą, do której weksel może zostać wypełniony.

(5) Z_{RB} w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt (4), jest przedkładane na okres co najmniej 1 roku.

(6) W przypadku, gdy:

(6.1) POB_{OSD}, o którym mowa w pkt (4.1), nie jest właścicielem majątku sieciowego, w odniesieniu do obszaru swojej sieci dystrybucyjnej, służącego do realizacji przez niego funkcji OSD lub jest właścicielem tylko części tego majątku;

(6.2) DUB, o którym mowa w pkt (4.2), nie jest właścicielem majątku MWE, o którym mowa w tym punkcie lub jest właścicielem tylko części tego majątku;

przedkładany weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową, o którym mowa w pkt (4), musi być poręczony przez właściciela wyżej wymienionego majątku.

(7) Wzory dokumentów zabezpieczeń, o których mowa w pkt (1), tj.:

(7.1) Gwarancji bankowej;

(7.2) Gwarancji ubezpieczeniowej;

(7.3) Weksla własnego in blanco i deklaracji wekslowej;

są opracowywane przez OSP i publikowane na stronie internetowej OSP.

(8) OSP opracowuje wzory innych uzgodnionych i zaakceptowanych przez OSP form zabezpieczenia, o których mowa w pkt (3) i (4).

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

6.3 Zasady ustanawiania i przedkładania zabezpieczeń

(1) URB, który nie został zwolniony z obowiązku przedkładania Z_{RB} na podstawie pkt 6.1, jest zobowiązany do ustanowienia i utrzymywania Z_{RB}:

(1.1) W zakresie dotyczącym rozliczeń niezbilansowania na RB, w przypadku URB będącego wyłącznie POB;

(1.2) W zakresie dotyczącym rozliczeń usług bilansujących, w przypadku URB będącego wyłącznie DUB;

(1.3) W zakresie, o którym mowa w pkt (1.1) i (1.2), w przypadku URB będącego jednocześnie POB i DUB.

(2) Każdy URB, który nie jest zwolniony z obowiązku ustanawiania zabezpieczeń, odpowiada za samodzielne wyliczenie i przedłożenie Z_{RB} w wysokości gwarantującej zabezpieczenie rozliczeń wynikających z umowy przesyłania, lecz nie mniejszej niż minimalna wysokość dostępnego zabezpieczenia ($Z^{DOSTmin}$), równa 500 000,00 zł.

(3) Wysokość Z_{RB}, przedłożonego przez URB dla doby handlowej *d,* jest kontrolowana przez OSP w dobie *d*-2 na podstawie:

(3.1) Środków pieniężnych (Z^{P}), o które uznany został rachunek bankowy OSP do godziny 16.30 doby *d*-2;

(3.2) Gwarancji bankowych (Z^{GB}), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *d*-2, których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 10 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową *d*;

(3.3) Gwarancji ubezpieczeniowych (Z^{GU}), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *d*-2, których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 10 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową *d*;

(3.4) Weksli własnych in blanco poręczonych wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *d*-2, których termin ważności jest dłuższy o co najmniej 60 dni od terminu płatności rozliczenia dekadowego obejmującego dobę handlową *d*;

(3.5) Zabezpieczeń w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie (Z^{IN}), dostarczonych przez tego URB w sposób określony w umowie przesyłania do godziny 16.30 doby *d*-2, których termin ważności obejmuje co najmniej okres wymagany przez OSP dla tej formy dla zabezpieczenia doby handlowej *d*;

które spełniają warunki określone w pkt 6.2 oraz nie zostały przeznaczone przez OSP do zwrotu (zwolnienia).

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

6.4 Weryfikacja dostępności zabezpieczeń

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

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

gdzie:

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

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

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

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

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

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

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

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

Należności są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekady niezakończonej).

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

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

Należności są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych

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

Z_{OSP} – Wysokość zobowiązań OSP względem danego URB, dla których nie upłynął termin płatności, ustalona w kwocie brutto w dobie *d*-2 [zł].

Zobowiązania są wyznaczane na podstawie rozliczeń dekadowych i dobowych (dla dekad niezakończonych)

k – Współczynnik obniżający wymagane Z_{RB} ustalony dla danego URB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.5(1), obowiązujący w dobie *d*

(2) Jeśli doba *d*-2 nie jest dniem roboczym przyjmuje się, że:

(2.1) Wysokość należności OSP od danego URB, dla których upłynęły terminy płatności (PN_{OSP}), ustalona w dobie *d*-2 jest równa wysokości ustalonej ostatniego dnia roboczego przed dobą *d*-2;

(2.2) Wysokość otrzymanych w dobie *d*-2 przez OSP płatności od danego URB (OP_{OSP}), ustalona w dobie *d*-2 jest równa sumie wpłat, o które rachunek bankowy OSP został uznany do godziny 16.30 doby *d*-2;

(2.3) Wysokość przedłożonych przez URB zabezpieczeń w formie gwarancji bankowych (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowych (Z^{GU}), weksli własnych in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}) oraz innej formie, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (Z^{IN}), dostarczonych w sposób określony w umowie przesyłania, ustalone w dobie *d*-2 są równe wysokościom ustalonym ostatniego dnia roboczego przed dobą *d*-2;

(2.4) Wysokość możliwej do zwrotu (zwolnienia) wysokości Z_{RB} w formie pieniężnej (Z^{P}) lub zwolnienia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}), gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}), weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}), innej formie, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP (Z^{IN}), o których zwrot (zwolnienie) wystąpił dany URB do godziny 12.00 doby *d*-2, ustalone w dobie *d*-2 są równe zero.

(3) OSP na bieżąco monitoruje wysokość Z^{DOST} dla każdego URB. W przypadku gdy wyznaczona dla danego URB w dobie *d*-2 wysokość Z^{DOST} dla doby handlowej *d* ma wartość mniejszą od $Z^{DOSTmin}$, to OSP ma prawo do wstrzymania świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania dla tego URB ze skutkiem od doby handlowej *d*, z jednoczesnym ograniczeniem świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania dla tego URB, w przypadku URB będącego POB, w zakresie przyjmowania do realizacji zgłoszeń USE z transakcjami zwiększającymi ilości dostaw energii elektrycznej do partnerów handlowych POB ze skutkiem od terminu określonego w informacji, o której mowa w pkt 3.6.2(1.1).

(4) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do URB będącego POB, zgłoszenia USE oraz zgłoszenia GWM, jeżeli POB jest jednocześnie UWM, dotyczące doby handlowej *d*, nie będą przyjmowane przez OSP od doby *d*-1, natomiast zgłoszenia USE dotyczące dób handlowych *d*-2 i *d*-1, nie będą przyjmowane przez OSP w zakresie USE z transakcjami zwiększającymi ilości dostaw energii elektrycznej do partnerów handlowych POB od terminu, od którego OSP ogranicza temu POB świadczenie usług przesyłania, określonego w informacji, o której mowa w pkt 3.6.2(1.1).

(5) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do URB będącego DUB, zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące, zgłoszenia programów pracy oraz zgłoszenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania dla JG należących do tego DUB, dotyczące doby handlowej *d*, nie będą przyjmowane przez OSP od doby *d*-1.

(6) W przypadku skorzystania przez OSP z prawa, o którym mowa w pkt (3), w odniesieniu do danego POB, OSP ma jednocześnie prawo do odrzucenia wcześniej przyjętych do realizacji zgłoszeń USE danego POB dla kierunku sprzedaży energii elektrycznej w przypadku dodatniej wartości ceny energii niezbilansowania albo dla kierunku zakupu energii elektrycznej w przypadku ujemnej wartości ceny energii niezbilansowania, w części, w której te USE:

(6.1) Nie zostały pokryte Z_{RB}; oraz

(6.2) Skutkują rozliczeniem przeciwnym na RB dla danego POB i POB innych niż POB_{GE}, będących stroną transakcji handlowych w tych USE, tj.:

(a) W przypadku dodatniej wartości ceny energii niezbilansowania – zakupem energii z RB przez danego POB i sprzedażą energii na RB przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB; albo

(b) W przypadku ujemnej wartości ceny energii niezbilansowania – usługą przyjęcia energii niezbilansowania na RB od danego POB i usługą przyjęcia energii niezbilansowania z RB przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB;

przy czym za energię niezbilansowania sprzedaną na RB, o której mowa w pkt (a), albo usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB, o której mowa pkt (b), przez POB będące stroną transakcji handlowych w tych USE z danym POB, w pierwszej kolejności przyjmuje się energię wynikającą z USE z danym POB.

(7) Odrzucenie wcześniej przyjętych do realizacji USE, o którym mowa w pkt (6), dotyczy USE danego POB i POB będących stroną transakcji handlowych w tych USE przyjętych do realizacji dla dób handlowych *d*-1 oraz *d*-2 poprzedzających dobę handlową *d*, od której nastąpiło wstrzymanie świadczenia usług przesyłania dla danego POB, i jest uwzględniane w rozliczeniach dobowych RB oraz w wymagających tego przypadkach w ramach korekt rozliczeń na RB. Odrzucanie wcześniej przyjętych do realizacji USE odbywa się w kolejności od USE zgłoszonych do realizacji najpóźniej.

(8) Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt (4), to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania, z wyłączeniem możliwości prowadzenia przez POB bilansowania handlowego zasobów URD na RB, nastąpi od 2. doby po uzupełnieniu Z_{RB} przez POB, które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego POB zabezpieczenia Z^{DOST}, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.4(1), będzie miała wartość większą albo równą $Z^{DOSTmin}$.

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

(9) Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt (5), to wznowienie świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania nastąpi po:

(9.1) Uzupełnieniu Z_{RB} przez DUB, które to uzupełnienie spowoduje, że wysokość dostępnego dla tego DUB zabezpieczenia Z^{DOST}, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt 6.4(1), będzie miała wartość większą albo równą $Z^{DOSTmin}$; oraz

(9.2) Zakończeniu z wynikiem pozytywnym kwalifikacji DUB, z zastrzeżeniem pkt 3.7.1(14), i przyporządkowaniu zasobu lub grupy zasobów, zgodnie z procedurą określoną w pkt 3.7.1(5)-(7).

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

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

6.5 Zasady obniżania wymaganego zabezpieczenia

(1) OSP dokonuje obniżenia wymaganego Z_{RB} dla danego URB, w przypadku, gdy URB w poprzednich miesiącach kalendarzowych, nazywanych dalej badanym okresem, spełnia kryterium terminowego regulowania płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania i utrzymywania Z_{RB} w wymaganej wysokości. Skalę obniżenia wymaganego Z_{RB} określa współczynnik *k*, gdzie:

(1.1) $k = 0,1$ – jeżeli w 3 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$;

(1.2) $k = 0,15$ – jeżeli w 6 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$;

(1.3) $k = 0,5$ – jeżeli w 12 poprzednich miesiącach kalendarzowych płatności z tytułu rozliczeń wynikających z umowy przesyłania były regulowane przez URB terminowo oraz wyznaczona w każdej dobie tego okresu wysokość Z^{DOST} dla tego URB nie była niższa niż $Z^{DOSTmin}$.

(2) Obniżenie wymaganego Z_{RB}, o którym mowa w pkt (1), następuje na wniosek URB.

(3) Warunkiem przyznania obniżenia wymaganego Z_{RB} jest spełnienie odpowiedniego kryterium, o którym mowa w pkt (1.1)-(1.3) oraz:

(3.1) Brak zaległości w zapłacie składek na ubezpieczenia społeczne – stwierdzone na podstawie zaświadczenia o niezaleganiu ze składkami na ubezpieczenia społeczne wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące;

(3.2) Brak zaległości w zapłacie podatków – stwierdzone na podstawie zaświadczenia o niezaleganiu z podatkami wystawionego przez instytucję właściwą dla kraju siedziby URB, z datą wystawienia nie starszą niż 3 miesiące;

(3.3) Dodatni wynik finansowy w okresie ostatnich czterech zakończonych kwartałów kalendarzowych – stwierdzony na podstawie kwartalnych sprawozdań statystyczno-finansowych (F-01) za zakończone kwartały bieżącego roku obrotowego, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB niesporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym; oraz:

(a) Zatwierdzonego i zbadanego przez biegłego rewidenta (jeśli takie badanie jest wymagane zgodnie z przepisami prawa) sprawozdania finansowego za ostatni rok obrotowy, a w przypadku URB nie sporządzających takich sprawozdań – na podstawie dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy za ostatni rok obrotowy; lub

(b) Kwartalnych sprawozdań statystyczno-finansowych (F-01) za ostatni rok obrotowy, do sporządzania których URB jest zobowiązany zgodnie z przepisami prawa właściwego dla kraju swojej siedziby, a w przypadku URB niesporządzających takich sprawozdań – innych dokumentów potwierdzających osiągnięty wynik finansowy w ujęciu kwartalnym.

(4) Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3) następuje na bieżąco, w oparciu o daty i kwoty uznania rachunku bankowego OSP oraz wysokość Z^{DOST} dla tego URB.

(5) Weryfikacja spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (3.1)-(3.3) następuje raz do roku, na podstawie zaktualizowanych dokumentów, przedkładanych przez URB w terminie 30 dni od daty pisemnego wezwania przez OSP, pod rygorem utraty obniżenia wymaganego Z_{RB}.

(6) W przypadku nie spełnienia przez URB kryteriów, o których mowa w pkt (1.1)-(1.3) i pkt (3.1)-(3.3), OSP pisemnie informuje URB o utracie obniżenia wymaganego Z_{RB}.

(7) Kryterium terminowego regulowania płatności jest spełnione, gdy w całym badanym okresie, o którym mowa w pkt (1), były spełnione jednocześnie następujące warunki:

(7.1) Łączna kwota opóźnionych płatności URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3% wszystkich rozliczeń z URB wynikających z realizacji umowy przesyłania w badanym okresie; oraz

(7.2) Łączna liczba dni opóźnienia w płatnościach URB względem OSP z tytułu wszystkich rozliczeń wynikających z umowy przesyłania w badanym okresie nie przewyższała 3 dni kalendarzowych.

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

6.6 Zasady zwalniania zabezpieczeń

(1) OSP, na pisemny wniosek danego URB, otrzymany do godziny 12.00 doby *d*-2, przeznacza do zwrotu (zwolnienia) zabezpieczenie w wysokości określonej we wniosku URB (Z^{ZWOL}), nie wyższej jednak, niż ustalona przez OSP w dobie *d*-2 maksymalna możliwa do zwrotu (zwolnienia) wysokość zabezpieczenia ($Z^{ZWOLmax}$).

(2) URB wnioskujący o Z^{ZWOL} każdorazowo zobowiązany jest do wskazania formy zabezpieczenia, o której zwrot (zwolnienie) wnioskuje oraz:

(2.1) W przypadku żądania zwrotu zabezpieczenia w formie pieniężnej (Z^{P}) do jednoznacznego określenia wysokości zabezpieczenia, o którego zwrot wnioskuje oraz wskazania czy zwrot zabezpieczenia ma nastąpić wraz z całością naliczonych odsetek;

(2.2) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}) do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje;

(2.3) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}) do jednoznacznego określenia wystawcy gwarancji, daty wystawienia gwarancji i numeru dokumentu gwarancji, o której zwolnienie wnioskuje;

(2.4) W przypadku żądania zwolnienia zabezpieczenia w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}) do jednoznacznego określenia daty wystawienia deklaracji wekslowej do weksla, o którego zwrot wnioskuje;

(2.5) W przypadku żądania zwrotu lub zwolnienia zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie (Z^{IN}), do jednoznacznego określenia zabezpieczenia, o którego zwrot lub zwolnienie wnioskuje.

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

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

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

gdzie:

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

Opis pozostałych oznaczeń jak dla wzoru (6.1)

oraz odpowiednio:

(3.2) W przypadku zabezpieczenia w formie pieniężnej (Z^{P}) – łącznej wysokości zabezpieczeń w formie pieniężnej ustalonych przez OSP w dobie *d*-2, w części, w której środki te nie zabezpieczają powstałych już należności OSP; lub

(3.3) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}) – kwoty określonej na dokumencie gwarancji bankowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub

(3.4) W przypadku zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}) – kwoty określonej na dokumencie gwarancji ubezpieczeniowej, o której zwolnienie wnioskuje URB, o ile gwarancja ta nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub

(3.5) W przypadku zabezpieczenia w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}) – kwoty określonej na dokumencie deklaracji wekslowej do weksla, o którego zwrot wnioskuje URB, o ile weksel ten nie zabezpiecza powstałych już należności OSP; lub

(3.6) W przypadku zabezpieczenia w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie (Z^{IN}) – kwoty zabezpieczenia, o której zwrot lub zwolnienie wnioskuje URB, o ile zabezpieczenie to nie zabezpiecza powstałych już należności OSP.

(4) Po rozwiązaniu umowy przesyłania lub jej wygaśnięciu, OSP przeznacza do zwrotu (zwolnienia) ustanowione przez URB Z_{RB} w całości, pod warunkiem, że wszelkie rozliczenia w ramach umowy przesyłania z URB zostały zakończone.

(5) Zwrot (zwolnienie) zabezpieczenia przez OSP następuje niezwłocznie, jednak nie wcześniej niż w dobie *d*, w przypadku przedłożenia wniosku do godziny 12.00 doby *d*-2, zgodnie z pkt (1). Jeśli doba *d* nie jest dniem roboczym, OSP zwraca zabezpieczenie nie wcześniej niż w kolejnym dniu roboczym po dobie *d*.

(6) Zwrot zabezpieczenia następuje wg następujących zasad:

(6.1) OSP zwraca zabezpieczenie w formie pieniężnej (Z^{P}) dokonując przelewu środków na rachunek bankowy URB wskazany w umowie przesyłania;

(6.2) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji bankowej (Z^{GB}) wysyłając do banku – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji bankowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru lub w przypadku e-gwarancji oświadczenie OSP o zwolnieniu banku ze wszystkich zobowiązań wynikających z gwarancji;

(6.3) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie gwarancji ubezpieczeniowej (Z^{GU}) wysyłając do ubezpieczyciela – wystawcy gwarancji oryginał dokumentu gwarancji ubezpieczeniowej za pomocą poczty poleconej za pokwitowaniem odbioru lub w przypadku e-gwarancji oświadczenie OSP o zwolnieniu ubezpieczyciela ze wszystkich zobowiązań wynikających z gwarancji;

(6.4) OSP zwalnia zabezpieczenie w formie weksla własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową (Z^{W}), zezwalając na odbiór przez uprawnionego przedstawiciela wystawcy weksla oryginału dokumentu weksla wraz z dokumentem deklaracji wekslowej za pokwitowaniem odbioru;

(6.5) OSP zwalnia zabezpieczenie w innej, uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie (Z^{IN}), wg zasad określonych w dokumencie zabezpieczenia lub innych dokumentach, zaakceptowanych przez OSP.

7 USŁUGI BILANSUJĄCE

7.1 Katalog usług bilansujących

(1) OSP pozyskuje, na zasadach określonych w WDB, następujące usługi bilansujące:

(1.1) Energię bilansującą;

(1.2) Moce bilansujące.

(2) Moce bilansujące, o których mowa w pkt (1.2), dotyczą:

(2.1) Rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR);

(2.2) Rezerwy odbudowy częstotliwości (FRR):

(a) Rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR);

(b) Rezerwy odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego (mFRRd);

(2.3) Rezerwy zastępczej (RR).

(3) OSP nabywa moce bilansujące odrębnie dla kierunku w górę i w dół.

(4) Wymagane wielkości mocy bilansujących dla poszczególnych okresów nabywania mocy bilansujących doby handlowej *d*, zwane również zapotrzebowaniem na moce bilansujące dla doby handlowej *d*, są określane przez OSP w dobie *d*-1, przed rozpoczęciem procesu nabywania tych mocy:

(4.1) FCR – zgodnie z SAFA RGCE;

(4.2) FRR – zgodnie z zasadami określania wielkości FRR, opracowanymi na podstawie art. 157 rozporządzenia 2017/1485, zatwierdzonych przez Prezesa URE;

(4.3) RR – przy uwzględnieniu wytycznych określonych w art. 160 rozporządzenia 2017/1485, na podstawie:

(a) W przypadku RR w górę (RR^G) – wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, wyznaczonej w sposób określony w pkt 7.7, pomniejszonej o wymagane wielkości mocy bilansujących FCR i FRR w górę;

(b) W przypadku RR w dół (RR^D) – bieżącego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół w obszarze RB, przy czym OSP nabywa RR^D wyłącznie w okresach szczególnego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół, tj. w okresach zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół ponad wielkości wymagane w ramach FCR i FRR w dół.

(5) Wymagane wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt (4), określone i opublikowane przez OSP w dobie *d*-1 przed rozpoczęciem procesu nabywania tych mocy, podlegają aktualizacji w dobie *d*-1 i *d* w wymagających tego przypadkach, zgodnie z bieżącymi uwarunkowaniami pracy KSE.

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

(7) Wymagania techniczne dla JG świadczących usługi bilansujące określa załącznik nr 2 do WDB.

7.2 Energia bilansująca

(1) W świadczeniu usługi bilansującej w zakresie energii bilansującej uczestniczy DUB poprzez każdą JG:

(1.1) W zakresie zgodnym z rodzajem JG i parametrami JG określonymi w umowie przesyłania;

(1.2) Dla której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej;

(1.3) Na podstawie zgłoszonego dla JG programu pracy i oferty zintegrowanego procesu grafikowania; oraz

(1.4) Przy uwzględnieniu przekazanych informacji o aktualnej dyspozycyjności JG.

(2) OSP pozyskuje energię bilansującą na zasadach określonych w pkt 10.

(3) W ramach usługi bilansującej w zakresie energii bilansującej jest pozyskiwana energia bilansująca dostarczona lub odebrana przez JG, w wyniku zmiany programu pracy JG na polecenie OSP poprzez wykorzystanie oferty zintegrowanego procesu grafikowania, w tym poprzez aktywację na platformie RR, oraz aktywację nabytych mocy bilansujących.

(4) Każda JG ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej.

(5) Parametry JG dotyczące energii bilansującej są zawarte w umowie przesyłania.

7.3 Rezerwa utrzymania częstotliwości

(1) FCR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu utrzymania częstotliwości systemu po wystąpieniu niezbilansowania.

(2) Kwalifikacja JG do świadczenia FCR dotyczy odrębnie kierunku w górę (FCR^{G}) oraz kierunku w dół (FCR^{D}).

(3) W świadczeniu FCR^{G} lub FCR^{D} może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio FCR^{G} lub FCR^{D}.

(4) JG_{W1} utworzona z MWE cieplnego, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia FCR^G i FCR^D, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.

(5) Na zdolność JG do świadczenia FCR^G lub FCR^D składają się:

(5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie FCR^G lub FCR^D;

(5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji niezbędnych do świadczenia odpowiednio FCR^G lub FCR^D.

(6) OSP nabywa moce bilansujące FCR^G lub FCR^D na zasadach określonych w pkt 10.

(7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:

(7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej FCR^G lub FCR^D, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji FCR^G lub FCR^D w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D; oraz

(7.2) Praca JG z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji FCR^G lub FCR^D.

(8) Parametry JG dotyczące FCR^G lub FCR^D są zawarte w umowie przesyłania.

7.4 Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną

(1) aFRR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej i przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej, która jest aktywowana przez OSP w sposób zdalny, automatycznie, z wykorzystaniem systemu LFC.

(2) Kwalifikacja JG do świadczenia aFRR dotyczy odrębnie kierunku w górę ($aFRR^G$) oraz kierunku w dół ($aFRR^D$).

(3) W świadczeniu $aFRR^G$ lub $aFRR^D$ może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio $aFRR^G$ lub $aFRR^D$.

(4) JG_{W1} utworzona z MWE cieplnego, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia $aFRR^G$ i $aFRR^D$, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.

(5) Na zdolność JG do świadczenia $aFRR^G$ lub $aFRR^D$ składają się:

(5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie $aFRR^G$ lub $aFRR^D$;

(5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji JG niezbędnych do świadczenia odpowiednio $aFRR^G$ lub $aFRR^D$.

(6) OSP nabywa moce bilansujące $aFRR^G$ lub $aFRR^D$ na zasadach określonych w pkt 10.

(7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:

(7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej $aFRR^G$ lub $aFRR^D$, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji $aFRR^G$ lub $aFRR^D$ w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio $aFRR^G$ lub $aFRR^D$; oraz

(7.2) Praca JG z załączonym, na polecenie OSP, poprawnie działającym układem regulacji $aFRR^G$ lub $aFRR^D$.

(8) Parametry JG dotyczące $aFRR^G$ lub $aFRR^D$ są zawarte w umowie przesyłania.

7.5 Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego

(1) mFRRd stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną w celu odbudowy częstotliwości systemu do wartości znamionowej i przywrócenia salda wymiany do wartości grafikowej, która jest aktywowana przez OSP w sposób zdalny, niezależnie od harmonogramu aktywacji ofert na energię bilansującą.

(2) Kwalifikacja JG do świadczenia mFRRd dotyczy odrębnie kierunku w górę ($mFRRd^G$) oraz kierunku w dół ($mFRRd^D$).

(3) W świadczeniu $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$.

(4) JG_{M1} utworzona z MWE ESP, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.

(5) Na zdolność JG do świadczenia $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ składają się:

(5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$;

(5.2) Utrzymywanie sprawnych układów regulacji JG niezbędnych do świadczenia odpowiednio $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$.

(6) OSP nabywa moce bilansujące $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ na zasadach określonych w pkt 10.

(7) Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach RMB (w trybie podstawowym) jest:

(7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w ilości energii bilansującej wynikającej z maksymalnych nabytych w ramach RMB wielkości odpowiednio $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w OREB w dobie handlowej trwających łącznie 2 godziny; oraz

(7.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ na polecenie OSP.

(8) Ilość energii bilansującej, o której mowa w pkt (7.1), jest wyznaczana oddzielnie dla każdej JG oraz $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ na podstawie grafików mocy bilansującej odpowiednio $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ z przyjętego w ramach RBN programu pracy dla danej JG.

(9) Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach ZPG (w trybie uzupełniającym) jest:

(9.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w ilości energii bilansującej wynikającej z nabytych w ramach ZPG wielkości odpowiednio $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ we wszystkich OREB w dobie handlowej; oraz

(9.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ na polecenie OSP.

(10) Parametry JG dotyczące $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ są zawarte w umowie przesyłania.

7.6 Rezerwa zastępcza

(1) RR stanowi rezerwę mocy czynnej dostępną na potrzeby odbudowy lub uzupełnienia wymaganej wielkości FRR, aby zapewnić przygotowanie na dodatkowe niezbilansowania systemu.

(2) Kwalifikacja JG do świadczenia RR dotyczy odrębnie kierunku w górę (RR^G) oraz kierunku w dół (RR^D).

(3) W świadczeniu RR^G lub RR^D może uczestniczyć DUB poprzez każdą JG, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie odpowiednio RR^G lub RR^D.

(4) JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1} utworzona z MWE, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia RR^G i RR^D, potwierdzonej pozytywnym wynikiem zakończenia procesu kwalifikacji.

(5) Na zdolność JG do świadczenia odpowiednio RR^G lub RR^D składają się:

(5.1) Posiadanie aktualnego potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących odpowiednio w zakresie RR^G lub RR^D;

(5.2) Utrzymywanie zdolności technicznej JG do odbioru i wykonania polecenia OSP odpowiednio w ramach RR^G lub RR^D, zgodnie z harmonogramem aktywacji ofert na energię bilansującą.

(6) OSP nabywa moce bilansujące RR^G lub RR^D na zasadach określonych w pkt 10.

(7) Przedmiotem zakupu przez OSP jest:

(7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej RR^G lub RR^D, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji RR^G lub RR^D w ilości energii bilansującej odpowiadającej nabytej wielkości mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D; oraz

(7.2) Praca JG z poprawną realizacją aktywacji RR^G lub RR^D na polecenie OSP.

(8) Parametry JG dotyczące RR^G lub RR^D są zawarte w umowie przesyłania.

7.7 Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę

(1) Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę stanowi oszacowanie wielkości rezerwy mocy w kierunku dostawy energii bilansującej wymaganej do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych, w przypadku wystąpień źródeł niepewności zbilansowania (ZNZ), o których mowa w pkt 12.6.

(2) Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla danego OREB jest wyznaczana na podstawie współczynników właściwych dla zbioru OREB o jednolitej niepewności zbilansowania (OJNZ), o którym mowa w pkt 12.7, do którego należy dany OREB, oraz następujących wielkości dotyczących tego OREB:

(2.1) Prognozy zapotrzebowania na moc KSE;

(2.2) Prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;

(2.3) Prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;

zgodnie z poniższym wzorem:

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

gdzie:

WRM_t^G – Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla OREB *t* [MW]

WMB_t^{FCRG} – Wymagana wielkość mocy bilansującej FCR^G dla OREB *t* [MW]

WMB_t^{FRRG} – Wymagana wielkość mocy bilansujących $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ dla OREB *t* [MW]

WMB^{Max} – Górny limit wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, równy 110% wartości maksymalnej z wartości 99-percentyla historycznych ZNZ wyznaczonych dla każdego z trzech okresów rocznych z okresu danych historycznych, o którym mowa w pkt (3.1) [MW]

X_t^Z – Prognoza zapotrzebowania na moc KSE dla OREB *t* [MW]

X_t^{FW} – Prognoza generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OREB *t* [MW]

X_t^{PV} – Prognoza generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OREB *t* [MW]

α_o^Z – Współczynnik dotyczący zapotrzebowania na moc KSE dla OJNZ *o* właściwego dla OREB *t*

α_o^{FW} – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OJNZ *o* właściwego dla OREB *t*

α_o^{PV} – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OJNZ *o* właściwego dla OREB *t*

ws_o – Wielkość stała dla OJNZ *o* właściwego dla OREB *t* [MW]

(3) Współczynniki oraz wielkość stała, stosowane we wzorze (7.1), są wyznaczane przez OSP:

(3.1) Kwartalnie, na podstawie danych historycznych za okres 12 kwartałów kalendarzowych, z wyłączeniem okresów oznaczonych jako okresy niereprezentatywne, zgodnie z pkt 12.3(7);

(3.2) W wyniku rozwiązania zadania optymalizacji, którego celem jest minimalizacja wartości wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, przy jednoczesnym ograniczeniu braku pokrycia wielkości historycznych ZNZ do poziomu nieprzekraczającego 1% liczby OREB w każdym z trzech okresów rocznych z okresu danych historycznych, o którym mowa w pkt (3.1).

8 ZGŁASZANIE DANYCH HANDLOWYCH I TECHNICZNYCH NA RYNKU BILANSUJĄCYM

8.1 Ogólne zasady zgłaszania danych handlowych i technicznych

(1) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest to czynność, którą wykonuje OR w stosunku do OSP, jako administratora RB, polegająca na przekazaniu danych handlowo-technicznych, ściśle zdefiniowanych co do formy, zakresu oraz terminu przekazywania.

(2) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest złożeniem zobowiązania do realizacji określonych działań lub gotowości do ich wykonania, w zakresie, przedziale czasowym i na warunkach określonych w zgłoszeniu oraz w WDB.

(3) Podstawowymi obiektami na RB, których dotyczy zgłaszanie i przetwarzanie danych handlowych i technicznych, są JB i JG.

(4) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych jest wykonywane w celu fizycznej realizacji umów sprzedaży energii dla JB oraz programów pracy dla JG z wykorzystaniem sieci na obszarze której działa RB oraz, w określonych przypadkach, udziału JG w bilansowaniu zasobów KSE, które jest realizowane przez OSP w ramach zintegrowanego procesu grafikowania.

(5) Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dotyczy:

(5.1) W przypadku pojedynczej JB:

(a) Umów sprzedaży energii (USE);

(5.2) W przypadku pojedynczej JG:

(a) Programów pracy (PP);

(b) Ofert zintegrowanego procesu grafikowania (OZPG), przy czym na zgłoszenie OZPG może się składać:

(i) Oferta na energię bilansującą (OEB);

(ii) Oferta na moce bilansujące (OMB);

(iii) Oferta techniczna (OT);

(5.3) W przypadku wszystkich JG, poprzez które DUB świadczy moce bilansujące:

(a) Ofert portfolio na moce bilansujące (OPMB).

(6) Zgłoszenie USE zawiera dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej (zakup i sprzedaż energii elektrycznej), wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez określone JB.

(7) Zgłoszenie PP zawiera dane handlowo-techniczne dotyczące planowanej przez DUB mocy obciążenia JG oraz planowanych do dostarczenia mocach bilansujących.

(8) Zgłoszenie OEB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostawy i odbioru energii bilansującej poprzez JG.

(9) Zgłoszenie OMB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących poprzez JG.

(10) Zgłoszenie OT zawiera dane techniczne dotyczące charakterystyk uruchamiania JG_{W1} dla trzech stanów cieplnych: gorącego, ciepłego i zimnego.

(11) Zgłoszenie OPMB zawiera dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących bez wskazywania JG, poprzez które nastąpi dostarczenie mocy bilansujących.

(12) W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych na RB uczestniczą: OHT, OH oraz OSP.

(13) Zgłoszenie PP i OZPG dotyczące JG, w skład której wchodzi zasób URD, w zakresie w jakim DUB planuje zrealizować PP i świadczyć usługi bilansujące z wykorzystaniem tego zasobu, musi spełniać bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej, do której przyłączony jest dany zasób. Bieżące uwarunkowania świadczenia usług bilansujących w sieci dystrybucyjnej oraz zasady potwierdzania spełnienia tych uwarunkowań przez zgłoszenia PP i OZPG dotyczące JG, w odniesieniu do zasobu URD wchodzącego w skład tej JG, są określone w IRiESD opracowanej przez OSD, do którego sieci jest przyłączony zasób URD.

(14) OH przekazuje do OSP zgłoszenia USE dotyczące poszczególnych JB, dla których realizuje funkcje operatorskie.

(15) OHT przekazuje do OSP:

(15.1) Zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG dotyczące poszczególnych JG, dla których realizuje funkcje operatorskie;

(15.2) Zgłoszenia OPMB dotyczące wszystkich JG poszczególnych DUB, poprzez które świadczą moce bilansujące i w odniesieniu do których dany OHT, spośród OHT realizujących funkcje operatorskie dla JG danego DUB, został wyznaczony jako odpowiedzialny za zgłaszanie OPMB na RB.

(16) OSP gromadzi otrzymane dane, przetwarza je, a wyniki przetwarzania przekazuje do:

(16.1) OH, którzy realizują funkcje operatorskie dla poszczególnych JB, w przypadku zgłoszeń USE;

(16.2) OHT, którzy realizują funkcje operatorskie dla poszczególnych JG, w przypadku zgłoszeń PP i zgłoszeń OZPG;

(16.3) OHT, którzy realizują funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB na RB dla JG poszczególnych DUB, w przypadku zgłoszeń OPMB.

(17) Informacje w zakresie energii elektrycznej i mocy zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych są wyrażone w wielkościach netto.

(18) Informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych dotyczą jednej doby handlowej.

(19) Informacje zawarte w zgłoszeniu danych handlowych i technicznych, z zastrzeżeniem pkt (20), są określane dla:

(19.1) Pojedynczych ORN doby handlowej w przypadku zgłoszenia USE;

(19.2) Pojedynczych OREB doby handlowej w przypadku zgłoszenia PP, zgłoszenia OEB i zgłoszenia OMB;

(19.3) Pojedynczych $ONMB^{P}$ doby handlowej w przypadku zgłoszenia OPMB.

(20) Informacje zawarte w zgłoszeniu OT dotyczą całej doby handlowej.

(21) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 24 godziny i zawiera 96 ORN, 96 OREB i 24 $ONMB^{P}$, z zastrzeżeniem pkt (25.1) i (26.1).

(22) Pierwszy ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1" i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 0.15 włącznie. Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „96", z zastrzeżeniem pkt (25.2) i (26.2), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.

(23) Pierwszy OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1" i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 0.15 włącznie. Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „96", z zastrzeżeniem pkt (25.3) i (26.3), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.

(24) Pierwszy $ONMB^{P}$ doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „1" i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz trwa do godziny 1.00 włącznie. Ostatni $ONMB^{P}$ doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „24", z zastrzeżeniem pkt (25.4) i (26.4), i rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 oraz trwa do godziny 24.00 włącznie.

(25) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni:

(25.1) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 23 godziny i zawiera odpowiednio 92 ORN, 92 OREB i 23 $ONMB^{P}$;

(25.2) Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „92";

(25.3) Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „92";

(25.4) Ostatni $ONMB^{P}$ doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „23";

(26) W przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy:

(26.1) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 25 godzin i zawiera odpowiednio 100 ORN, 100 OREB i 25 $ONMB^{P}$;

(26.2) Ostatni ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „100";

(26.3) Ostatni OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „100”;

(26.4) Ostatni $ONMB^{P}$ doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie, jest oznaczany jako „25”.

(27) Wymiana danych dotyczących zgłoszeń danych handlowych i technicznych pomiędzy OR i OSP następuje w formie dokumentów elektronicznych za pomocą:

(27.1) W przypadku wymiany danych dotyczących JB – systemu informatycznego WIRE, a w przypadku awarii WIRE systemu informatycznego PREU;

(27.2) W przypadku wymiany danych dotyczących JG – systemów informatycznych WIRE lub PREU, zgodnie z wymaganiami w zakresie systemów wymiany danych określonymi dla poszczególnych rodzajów JG w załączniku nr 2 do WDB.

(28) Dokumenty zgłoszeń danych handlowych i technicznych muszą spełniać warunki określone w standardach technicznych wymiany danych. Dokumenty niespełniające tych warunków nie są przetwarzane przez OSP.

(29) Dokumenty zgłoszeń danych handlowych i technicznych otrzymane przez OSP są znakowane czasem ich dostarczenia do OSP (stemplem czasowym), zapisywanym w komunikacie COA.

(30) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych są dokonywane na RB w trzech, następujących po sobie etapach:

(30.1) Zgłoszenia OPMB w ramach rynku mocy bilansujących (RMB);

(30.2) Zgłoszenia USE, zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG w ramach rynku bilansującego dnia następnego (RBN);

(30.3) Zgłoszenia USE, zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG (za wyjątkiem zgłoszenia OT) w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (RBB).

8.2 Typy dokumentów wymieniane pomiędzy OR i OSP

(1) W procesie zgłaszania danych handlowych i technicznych wyróżnia się następujące typy wymienianych dokumentów:

(1.1) Dokumenty zgłoszeniowe danych handlowych i technicznych;

(1.2) Dokumenty odpowiedzi OSP na zgłoszenia;

(1.3) Dokument OSP inicjujący proces pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń RBB.

(2) Zgłoszenia OPMB są dokonywane za pomocą dokumentu zgłoszenie ofert portfolio na moce bilansujące (ZOPMB).

(3) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia OPMB są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(3.1) Informacja o niezgodności zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące (IZOPMB);

(3.2) Odrzucenie zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące (OZOPMB);

(3.3) Przyjęte oferty portfolio na moce bilansujące (POPMB).

(4) Zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(4.1) W ramach RBN:

(a) Zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia następnego (ZUSE);

(4.2) W ramach RBB:

(a) Zgłoszenie umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego (ZUSEB).

(5) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia USE są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(5.1) W ramach RBN:

(a) Informacja o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (IZUSE);

(b) Informacja uzupełniająca o niezgodności zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (IUZUSE);

(c) Odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia następnego (OZUSE);

(d) Przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia następnego (PUSE).

(5.2) W ramach RBB:

(a) Odrzucenie zgłoszenia umów sprzedaży energii dla dnia bieżącego (OZUSEB);

(b) Przyjęte umowy sprzedaży energii dla dnia bieżącego (PUSEB).

(6) Zgłoszenia PP w ramach RBN i RBB są dokonywane za pomocą dokumentu zgłoszenie programu pracy (ZPP).

(7) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia PP są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(7.1) W ramach RBN:

(a) Informacja o niezgodności zgłoszenia programu pracy (IZPP);

(b) Odrzucenie zgłoszenia programu pracy (OZPP);

(c) Przyjęty program pracy (PPP);

(7.2) W ramach RBB:

(a) Odrzucenie zgłoszenia programu pracy (OZPP);

(b) Przyjęty program pracy (PPP).

(8) Zgłoszenia OZPG są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(8.1) W ramach RBN:

(a) Zgłoszenie oferty na energię bilansującą (ZOEB);

(b) Zgłoszenie oferty na moce bilansujące (ZOMB);

(c) Zgłoszenie oferty technicznej (ZOT);

(8.2) W ramach RBB:

(a) Zgłoszenie oferty na energię bilansującą (ZOEB);

(b) Zgłoszenie oferty na moce bilansujące (ZOMB).

(9) Odpowiedzi OSP na zgłoszenia OZPG są dokonywane za pomocą następujących dokumentów:

(9.1) W ramach RBN:

(a) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na energię bilansującą (IZOEB);

(b) Odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą (OZOEB);

(c) Przyjęta oferta na energię bilansującą (POEB);

(d) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty na moce bilansujące (IZOMB);

(e) Odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące (OZOMB);

(f) Przyjęta oferta na moce bilansujące (POMB);

(g) Informacja o niezgodności zgłoszenia oferty technicznej (IZOT);

(h) Odrzucenie zgłoszenia oferty technicznej (OZOT);

(i) Przyjęta oferta techniczna (POT);

(9.2) W ramach RBB:

(a) Odrzucenie zgłoszenia oferty na energię bilansującą (OZOEB);

(b) Przyjęta oferta na energię bilansującą (POEB);

(c) Odrzucenie zgłoszenia oferty na moce bilansujące (OZOMB);

(d) Przyjęta oferta na moce bilansujące (POMB).

(10) Zainicjowanie procesu pozyskiwania ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń USE w ramach RBB jest dokonywane przez OSP za pomocą dokumentu zapytanie o zgłoszenie USE dla dnia bieżącego (ZZUSEB).

(11) Dokumentom danego typu zgłaszanym przez OR dotyczącym danej doby handlowej oraz:

(11.1) Wszystkich JG danego DUB, poprzez które świadczy moce bilansujące, w przypadku ZOPMB;

(11.2) Danej JB w przypadku ZUSE i ZUSEB;

(11.3) Danej JG w przypadku ZPP, ZOEB, ZOMB i ZOT;

są nadawane przez OR unikalne identyfikatory liczbowe (numer porządkowy zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR danego typu zgłoszeń dla

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

8.3 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

8.3.1 Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB

(1) Zgłoszenia OPMB dla doby handlowej *d* są dokonywane w okresie otwarcia bramki na RMB, który trwa od godziny 8.30 doby *d*-1 do godziny 9.00 doby *d*-1. W chwili otwierania bramki na RMB dla doby handlowej *d,* tj. o godzinie 8.30 doby *d*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 9.00 doby *d*-1, zgłoszenia OPMB mogą być dostarczane do OSP.

(2) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń OPMB dla doby handlowej *d* są wszystkie $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*.

(3) Zgłoszenie OPMB dla doby handlowej *d* i DUB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej *d* albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.

(4) W okresie otwarcia bramki na RMB OSP prowadzi wstępną weryfikację zgłoszeń OPMB oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o niezgodnościach w zgłoszeniach OPMB.

(5) Po zamknięciu bramki na RMB OSP przeprowadza ostateczną weryfikację zgłoszeń OPMB i informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o odrzuconych zgłoszeniach OPMB i przyjętych OPMB.

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

(6) W ramach wstępnej i ostatecznej weryfikacji zgłoszeń OPMB są przetwarzane dla danego DUB zgłoszenia o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia.

(7) Zgłoszenie OPMB (dokument ZOPMB) jest opcjonalne.

(8) Harmonogram zgłaszania danych handlowych w ramach RMB jest przedstawiony w tabeli 8.1.

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

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

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

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

(1) Zgłoszenia USE, PP i OZPG dla doby handlowej *d* w ramach RBN są dokonywane w okresie otwarcia bramki na RBN, który trwa od godziny 10.00 doby *d*-1 do godziny 14.30 doby *d*-1. W chwili otwierania bramki na RBN dla doby handlowej *d*, tj. o godzinie 10.00 doby *d*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 14.30 doby *d*-1, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

(2) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBN dla doby handlowej *d*, z wyjątkiem zgłoszeń OT, dla których aktywny okres zgłoszenia nie jest określany, są:

(2.1) Wszystkie ORN doby handlowej *d* – w przypadku zgłoszeń USE;

(2.2) Wszystkie OREB doby handlowej *d* – w przypadku zgłoszeń PP, zgłoszeń OEB i zgłoszeń OMB.

(3) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych w ramach RBN dla doby handlowej *d* i JB albo JG URB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej *d* albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.

(4) W okresie otwarcia bramki na RBN OSP prowadzi wstępną weryfikację zgłoszeń danych handlowych i technicznych dotyczących danej doby handlowej oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o:

(4.1) Niezgodnościach w zgłoszeniach USE;

(4.2) Niezgodnościach w zgłoszeniach PP;

(4.3) Niezgodnościach w zgłoszeniach OEB;

(4.4) Niezgodnościach w zgłoszeniach OMB;

(4.5) Niezgodnościach w zgłoszeniach OT.

(5) Po zamknięciu bramki na RBN OSP przeprowadza ostateczną weryfikację zgłoszeń danych handlowych i technicznych dotyczących danej doby handlowej oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o:

(5.1) Odrzuconych zgłoszeniach USE i przyjętych USE;

(5.2) Odrzuconych zgłoszeniach PP i przyjętych PP;

(5.3) Odrzuconych zgłoszeniach OEB i przyjętych OEB;

(5.4) Odrzuconych zgłoszeniach OMB i przyjętych OMB;

(5.5) Odrzuconych zgłoszeniach OT i przyjętych OT.

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

(6) W ramach wstępnej weryfikacji zgłoszeń USE, PP, OEB, OMB i OT oraz ostatecznej weryfikacji tych zgłoszeń są przetwarzane dla danej JB albo JG zgłoszenia o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia.

(7) Zgłoszenie USE w ramach RBN (dokument ZUSE) jest obowiązkowe dla każdej JB.

(8) Zgłoszenie PP (dokument ZPP) i zgłoszenie OEB (dokument ZOEB) w ramach RBN jest obowiązkowe dla każdej JG.

(9) Zgłoszenie OMB (dokument ZOMB) w ramach RBN dotyczy JG, które są kwalifikowane do świadczenia FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ lub $mFRRd^{D}$, i jest obowiązkowe. Nie może być dokonane zgłoszenie OMB w zakresie mocy bilansujących, do świadczenia których JG nie jest kwalifikowana.

(10) Zgłoszenie OT (dokument ZOT) w ramach RBN dotyczy JG_{W1} i jest opcjonalne. Dla pozostałych JG nie ma możliwości dokonania zgłoszenia OT.

(11) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie PP lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązujący w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęty, i przesłany w dokumencie PPP, zerowy PP, o którym mowa w pkt 8.6.12(19).

(12) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OEB lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POEB:

(12.1) OEB wyznaczona na podstawie zastępczej OEB dla tej JG – w przypadku JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1};

(12.2) Zerowa OEB, tj. oferta z zerową mocą ofertową – w przypadku pozostałych JG.

(13) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OMB lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone w zakresie mocy bilansującej dotyczące rezerwy mocy, do której świadczenia JG jest kwalifikowana, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń dla tego typu mocy bilansującej zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POMB:

(13.1) OMB wyznaczona na podstawie zastępczej OMB dla tej JG – w przypadku JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1};

(13.2) Zerowa OMB, tj. oferta zawierająca zerowe oferowane wolumeny mocy – w przypadku pozostałych JG.

(14) W przypadku gdy dla danej doby handlowej i danej JG_{W1} nie zostanie w ramach RBN dokonane zgłoszenie OT lub takie zgłoszenie zostanie odrzucone, to jako obowiązująca w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęta i przesłana w dokumencie POT ostatnia przyjęta OT albo OT wyznaczona na podstawie parametrów JG z umowy przesyłania w przypadku braku ostatniej przyjętej OT lub wejścia w życie aktualizacji umowy przesyłania w zakresie OT od danej doby handlowej.

(15) Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBN jest przedstawiony w tabeli 8.2.

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

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

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

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

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

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

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

(1) Zgłoszenia USE dla doby handlowej *d* w ramach RBB są dokonywane w okresie otwarcia bramki dla USE na RBB, który trwa od godziny 15.30 doby *d*-1 do godziny 23.00 doby *d*. W chwili otwierania bramki na RBB dla doby handlowej *d*, tj. o godzinie 15.30 doby *d*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 23.00 doby *d*, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

(2) Zgłoszenia PP, OEB i OMB dla doby handlowej *d* w ramach RBB są dokonywane w okresie otwarcia bramki dla PP, OEB i OMB na RBB, który trwa od godziny 16.30 doby *d*-1 do godziny 22.05 doby *d*. W chwili otwierania bramki na RBB dla doby handlowej *d*, tj. o godzinie 16.30 doby *d*-1, oraz w chwili zamykania tej bramki, tj. o godzinie 22.05 doby *d*, zgłoszenia mogą być dostarczane do OSP.

(3) W przypadku zgłoszeń USE dla każdego ORN *t* doby handlowej jest określana chwila zamknięcia bramki na RBB dla ORN *t* stanowiąca chwilę zakończenia ORN *t*-4. Zgłoszenia USE w ramach RBB dotyczące okresu zawierającego ORN *t* powinny być dostarczane do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN *t*.

(4) W przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB dla każdej godziny *h* doby handlowej jest określana chwila zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* stanowiąca chwilę zakończenia 5. minuty godziny *h*-1. Zgłoszenia PP, OEB lub OMB w ramach RBB dotyczące okresu rozpoczynającego się o godzinie *h* powinny być dostarczane do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h*.

(5) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *d* dostarczonych do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN *t* są ORN doby handlowej *d* nie wcześniejsze niż ORN *t*.

(6) Aktywnym okresem zgłoszenia dla zgłoszeń PP, OEB i OMB w ramach RBB dla doby handlowej *d* dostarczonych do OSP najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* są OREB doby handlowej *d* nie wcześniejsze niż pierwszy OREB godziny *h*.

(7) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych w ramach RBB są przetwarzane przez OSP w zakresie danych objętych aktywnym okresem zgłoszenia.

(8) Zgłoszenia danych handlowych i technicznych w ramach RBB niezawierające danych dla wszystkich okresów objętych aktywnym okresem zgłoszenia nie są przetwarzane przez OSP.

(9) Zgłoszenie danych handlowych i technicznych w ramach RBB dla doby handlowej *d* i JB albo JG URB, któremu zgodnie z pkt 6.4(3) zostało wstrzymane świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania od doby handlowej *d* albo doby wcześniejszej, nie jest przyjmowane przez OSP.

(10) Weryfikacja zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB dotyczących danej doby handlowej jest realizowana iteracyjnie: (i) co 15 minut w przypadku zgłoszeń USE, albo (ii) co godzinę w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB. W toku każdej iteracji OSP dokonuje weryfikacji zgłoszeń USE albo zgłoszeń PP, OEB i OMB oraz informuje OR, w zakresie określonym w WDB, o odpowiednio odrzuconych zgłoszeniach USE i przyjętych USE albo o odrzuconych zgłoszeniach PP, OEB i OMB i przyjętych PP, OEB i OMB.

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

(11) Jeżeli w danym ORN w przypadku zgłoszeń USE albo w danej godzinie w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB nie odbyła się iteracja weryfikacji zgłoszeń handlowych i technicznych w ramach RBB wszystkie zgłoszenia, które powinny zostać zweryfikowane w tej iteracji, są weryfikowane w następnej iteracji weryfikacji danego typu zgłoszeń w ramach RBB przy zapewnieniu takiego samego wyniku weryfikacji, który miałby miejsce gdyby iteracja weryfikacji tych zgłoszeń odbyła się odpowiednio w danym ORN albo w danej godzinie.

(12) W danej iteracji weryfikacji zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB, dotyczącej doby handlowej *d*, która to iteracja została zainicjowana po chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN *t* doby *d*-1 lub doby *d* w przypadku zgłoszeń USE albo po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* doby *d*-1 lub doby *d* w przypadku zgłoszeń PP, OEB i OMB, jest uwzględniane, dla danego typu zgłoszenia, danego aktywnego okresu zgłoszenia i odpowiednio danej JB albo JG, zgłoszenie o najwyższym numerze porządkowym zgłoszenia, spełniające łącznie następujące warunki:

(12.1) Zgłoszenie zostało dostarczone do OSP w okresie otwarcia bramki dla danego typu zgłoszeń w ramach RBB, dotyczących doby handlowej *d*;

(12.2) Zgłoszenie zostało dostarczone (decyduje stempel czasowy) najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla odpowiednio ORN *t* albo godziny *h*;

(12.3) Zgłoszenie nie zostało zweryfikowane w ramach poprzednich iteracji weryfikacji zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB.

(13) Zgłoszenie USE w ramach RBB (dokument ZUSEB) jest opcjonalne dla każdej JB.

(14) Zgłoszenia PP (dokument ZPP), OEB (dokument ZOEB) i OMB (dokument ZOMB) są opcjonalne w ramach RBB dla każdej JG.

(15) Zgłoszenie OMB (dokument ZOMB) w ramach RBB dotyczy JG, które są kwalifikowane do świadczenia FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$.

(16) Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB jest przedstawiony w tabeli 8.3.

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

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

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

(17) OSP może zawiesić przyjmowanie zgłoszeń USE, PP, OEB lub OMB w ramach RBB w przypadku prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych oraz w przypadku awarii systemów informatycznych OSP służących do obsługi danego typu zgłoszeń. Zawieszenie przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB na dany okres oznacza zamknięcie w tym okresie bramki zgłoszeń w ramach RBB dla danego typu zgłoszeń dla wszystkich dób handlowych.

(18) O zawieszeniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB, OSP informuje OR:

(18.1) Z czterodniowym wyprzedzeniem, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu zgłoszeń w celu realizacji planowych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych;

(18.2) Niezwłocznie po powzięciu przez OSP informacji o zaistnieniu sytuacji wymagającej zawieszenia przyjmowania zgłoszeń, w przypadku wprowadzania przerw w przyjmowaniu zgłoszeń wynikających z sytuacji awaryjnych.

Powyższa informacja jest przesyłana w formie komunikatu do wszystkich OR przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

(19) W komunikacie do OR o zawieszeniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB, OSP podaje: (i) początek okresu zawieszenia przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB oraz (ii) planowany koniec tego okresu. O wznowieniu przyjmowania danego typu zgłoszeń w ramach RBB OSP informuje OR odrębnym komunikatem.

(20) OSP ma prawo przesunąć moment otwarcia bramki dla:

(20.1) Zgłoszeń USE na RBB z godziny 15.30 doby *d*-1; lub

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

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

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

8.3.4 Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym

(1) W przypadku awarii systemów informatycznych POB_{GE} uniemożliwiającej dokonanie zgłoszeń USE w terminie określonym w pkt 8.3.3(3), OSP ma prawo, na wniosek danego POB_{GE}, otworzyć w trybie awaryjnym bramkę zgłoszeń USE w ramach RBB dla danej doby handlowej, wyłącznie dla tego POB_{GE}.

(2) Wniosek, o którym mowa w pkt (1), dotyczący doby handlowej *d*, POB_{GE} przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 15.00 doby *d*+2, z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo umowie przesyłania w przypadku, gdy dany POB_{GE} nie ma zawartej umowy MNA OA. Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu opóźnienia w dokonaniu przez POB_{GE} zgłoszeń USE w ramach RBB, wraz ze stosownym wyjaśnieniem zawierającym wskazanie pierwszego ORN doby handlowej *d*, którego dotyczy to opóźnienie, oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku o opóźnieniu w dokonaniu przez POB_{GE} zgłoszeń USE w ramach RBB.

(3) Zgłoszenia USE w ramach RBB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń mogą być dokonane dla doby handlowej *d* najpóźniej do godz. 13.00 doby *d*+3. OSP inicjuje proces pozyskiwania ZUSEB poprzez wysłanie zapytania o ZUSEB, w dokumencie ZZUSEB, po zaakceptowaniu otrzymanego od POB_{GE} wniosku.

(4) Dokument ZUSEB w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB dla JB_{GE} należącej do POB_{GE} jest przesyłany wyłącznie w odpowiedzi na otrzymane od OSP zapytanie o ZUSEB i musi się do niego odnosić. Przesłanie ZUSEB po otrzymaniu zapytania jest obowiązkowe.

(5) Zgłoszenia USE w ramach RBB dokonane przez POB_{GE} w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń podlegają zasadom zgłoszeń USE i ich weryfikacji przez OSP określonym w pkt 8.5 dla RBB, z zastrzeżeniem, że w zasadach weryfikacji zgłoszeń USE nie są uwzględniane:

(5.1) Wymaganie z pkt 8.3.3(3) dotyczące dostarczenia zgłoszenia USE dla ORN *t* najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla ORN *t*;

(5.2) Zasady wyznaczania aktywnego okresu zgłoszenia określone w pkt 8.3.3(5) – aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszeń USE w ramach RBB dotyczących doby handlowej *d* dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń

obejmuje ORN wskazany we wniosku, o którym mowa w pkt (1), jako pierwszy ORN doby handlowej *d*, dla którego wystąpiło opóźnienie w dokonaniu przez POB_{GE} zgłoszeń USE w ramach RBB oraz wszystkie następujące po nim ORN doby handlowej *d*.

(6) OSP informuje o otwarciu w trybie awaryjnym bramki zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *d,* dla danego POB_{GE}, poprzez wysłanie komunikatu do wszystkich OR. W komunikacie OSP określa POB_{GE} dokonującego zgłoszenia USE w trybie awaryjnym oraz dobę handlową *d*, której dotyczy zgłoszenie. Komunikat jest wysyłany przez system WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

(7) Na podstawie przyjętego w trybie awaryjnym zgłoszenia USE w ramach RBB dla doby handlowej *d* są korygowane przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE (EP^{RBB}) dla JB wnioskującego POB_{GE} oraz JB partnerów handlowych tego POB_{GE}. Wartości EP^{RBB} wyznaczone na podstawie przyjętych w trybie awaryjnym zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *d* są uwzględniane w procesie rozliczeń RB dla doby handlowej *d*.

8.4 Zgłaszanie i weryfikacja ofert portfolio na moce bilansujące

8.4.1 Zawartość zgłoszeń OPMB

(1) Zgłoszenie OPMB dla danego DUB i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane dla każdej z co najwyżej 50 OPMB zawartych w zgłoszeniu:

(a) Numer oferty;

(b) Dane handlowe OPMB dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod DUB, którego dotyczy zgłoszenie OPMB;

(2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB dla DUB;

(2.3) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OPMB;

(2.4) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.5) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OPMB.

(3) Dane powołane w pkt (1.2.b) obejmują następujące informacje określane dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej, której dotyczy OPMB:

(3.1) Numer $ONMB^{P}$, którego dotyczą dane handlowe;

(3.2) Dla każdego oferowanego typu rezerwy mocy:

(a) Typ rezerwy mocy: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, RR^G albo RR^D;

(b) Oferowana moc maksymalna (POM), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa (COM), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku POM > 0 MW);

(d) Cena ofertowa pozyskania mocy jako RR (COMRR), wielkość opcjonalna, określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).

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

8.4.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OPMB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OPMB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OPMB dokonanych dla danego DUB.

(2) W weryfikacji zgłoszeń OPMB dla danej doby handlowej są wykorzystywane następujące parametry JG danego DUB, określone w umowie przesyłania:

(2.1) Maksymalny zakres FCR^G;

(2.2) Maksymalny zakres FCR^D;

(2.3) Maksymalny zakres $aFRR^G$;

(2.4) Maksymalny zakres $aFRR^D$;

(2.5) Maksymalny zakres $mFRRd^G$;

(2.6) Maksymalny zakres $mFRRd^D$;

(2.7) Maksymalny zakres RR^G;

(2.8) Maksymalny zakres RR^D.

8.4.3 Warunki poprawności zgłoszeń OPMB

(1) Kod DUB i kod OR w zgłoszeniu OPMB muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie w zakresie zgłaszania OPMB dla danego DUB.

(2) Numer oferty w zgłoszeniu OPMB dla każdej OPMB zawartej w zgłoszeniu musi być liczbą całkowitą z przedziału od 1 do 50 i dla każdej OPMB musi być nadany inny numer oferty.

(3) Dane handlowe OPMB w zgłoszeniu OPMB muszą spełniać następujące warunki dla każdej OPMB, każdego $ONMB^P$ aktywnego okresu zgłoszenia i każdego oferowanego typu rezerwy mocy:

(3.1) Typ rezerwy mocy, oferowana moc maksymalna, cena ofertowa i cena ofertowa pozyskania mocy jako RR muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.4.1(3);

(3.2) Co najmniej jedna JG danego DUB musi być kwalifikowana do świadczenia danego oferowanego typu rezerwy mocy;

(3.3) Suma oferowanych mocy maksymalnych dla danego typu rezerwy mocy, w danej OPMB i OPMB o niższych numerach oferty, nie może być większa niż suma maksymalnych zakresów rezerwy mocy danego typu wyznaczona łącznie dla wszystkich JG danego DUB.

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

(3.4) Cena ofertowa (COM):

(a) Nie może być określona, jeżeli POM = 0;

(b) Musi być określona i nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli POM > 0;

(3.5) Cena ofertowa pozyskania mocy jako RR (COMRR):

(a) Nie może być określona, jeżeli:

(i) POM = 0;

(ii) Oferowany typ rezerwy mocy jest równy RR^G lub RR^D; lub

(iii) Żadna JG danego DUB nie jest kwalifikowana do świadczenia RR w kierunku zgodnym z kierunkiem oferowanej rezerwy mocy;

(b) Jeżeli jest określona, to nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4).

8.4.4 Weryfikacja zgłoszeń OPMB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OPMB w ramach RMB, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3.

(2) Weryfikacja zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1)-(3.2) jest przeprowadzana według następujących zasad:

(2.1) W przypadku gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane w całości, tj. w zakresie wszystkich OPMB zawartych w zgłoszeniu OPMB;

(2.2) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1) oraz dla danej OPMB, $ONMB^P$ i oferowanego typu rezerwy nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane

częściowo, tj. w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy. Jeżeli dla żadnej OPMB i $ONMB^{P}$ nie zaoferowano typu rezerwy, dla którego jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest odrzucane w całości, tj. w zakresie wszystkich OPMB zawartych w zgłoszeniu OPMB;

(2.3) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1) oraz dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), to zgłoszenie OPMB jest przyjmowane w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy z uwzględnieniem wyników weryfikacji tego zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), zgodnie z pkt (3).

(3) Weryfikacja zgłoszenia OPMB pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5) dotyczy wyłącznie zgłoszeń OPMB, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(1)-(2) i 8.4.3(3.1). Weryfikacja ta jest przeprowadzana dla poszczególnych OPMB określonych w danym zgłoszeniu OPMB w kolejności rosnących wartości numerów oferty, niezależnie dla każdego $ONMB^{P}$ aktywnego okresu zgłoszenia i w zakresie oferowanych typów rezerwy mocy, dla których jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.2), według następujących zasad:

(3.1) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) jest sprawdzane dla poszczególnych oferowanych typów rezerwy mocy w następującej kolejności:

(a) W przypadku typów rezerwy mocy w górę: FCR^{G}, $aFRR^{G}$, $mFRRd^{G}$ i RR^{G};

(b) W przypadku typów rezerwy mocy w dół: FCR^{D}, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{D}$ i RR^{D};

(3.2) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) jest dodatkowo sprawdzane dla typów rezerwy mocy RR^{G} i RR^{D}, jeżeli dla danej OPMB i $ONMB^{P}$ nie zaoferowano typu rezerwy mocy odpowiednio RR^{G} i RR^{D}, ale określono cenę COMRR dla co najmniej jednego oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio w górę i w dół;

(3.3) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy innego niż RR^{G} i RR^{D} jest sprawdzane z uwzględnieniem wartości POM z OPMB o niższych numerach oferty przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.8);

(3.4) Spełnienie warunku określonego w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy RR^{G} i RR^{D} jest sprawdzane po sprawdzeniu spełnienia warunków 8.4.3(3.4)-(3.5) dla danej OPMB i $ONMB^{P}$ oraz wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy i z uwzględnieniem:

(a) Wartości POM i COMRR dla OPMB o niższych numerach oferty i danego $ONMB^{P}$ przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.10);

(b) Wartości POM i COMRR dla danej OPMB i $ONMB^{P}$ oraz oferowanych typów rezerwy mocy odpowiednio w górę i w dół innych niż RR^{G} i RR^{D}

przyjętych w wyniku ich weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5)-(3.7); oraz

(c) Wartości POM dla danej OPMB i $ONMB^{P}$ oraz oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio RR^{G} i RR^{D} przyjętej w wyniku jej weryfikacji zgodnie z postanowieniami pkt (3.5);

(3.5) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.4), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane jako oferta zerowa, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;

(3.6) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.4) i nie są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane bez określonej ceny COMRR;

(3.7) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy innego niż RR^{G} i RR^{D} nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane jako oferta zerowa, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;

(3.8) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy innego niż RR^{G} i RR^{D} są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane z uwzględnieniem postanowień, o których mowa w pkt (3.9);

(3.9) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i typu rezerwy mocy RR^{G} lub RR^{D} nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB i $ONMB^{P}$ jest przyjmowane z następującymi zmianami:

(a) Dla oferowanych typów rezerwy mocy innych niż RR^{G} i RR^{D}, odpowiednio w górę lub w dół, kolejno, zgodnie z kolejnością określoną odpowiednio w pkt (3.1.a) lub (3.1.b), przyjmuje się nieokreśloną cenę COMRR dopóki nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy odpowiednio RR^{G} lub RR^{D};

(b) Jeżeli po uwzględnieniu zmian, o których mowa w pkt (a), nadal nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.4.3(3.3) dla typu rezerwy mocy odpowiednio RR^{G} lub RR^{D}, to dla oferowanego typu rezerwy mocy odpowiednio RR^{G} lub RR^{D} przyjmuje się ofertę zerową, tj. z POM = 0 i bez określonych cen ofertowych;

(3.10) Jeżeli dla danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy RR^{G} lub RR^{D} są spełnione warunki określone w pkt 8.4.3(3.3)-(3.5), to zgłoszenie OPMB w zakresie danej OPMB, $ONMB^{P}$ i oferowanego typu rezerwy mocy jest przyjmowane bez zmian.

(4) W wyniku przeprowadzenia weryfikacji zgłoszeń OPMB dla doby handlowej *d* dla każdego DUB, dla którego zostało dokonane zgłoszenie OPMB, o którym mowa w pkt (2.3), są wyznaczane przyjęte OPMB dla doby handlowej *d*.

(5) Jeżeli dla dwóch lub więcej OPMB występują te same ceny ofertowe dla danego $ONMB^P$ doby handlowej niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesu nabywania mocy bilansujących są zmieniane w zakresie od $1 \cdot 10^{-12}$ zł/MW-h do $9999 \cdot 10^{-12}$ zł/MW-h, na podstawie priorytetu rezerwy mocy (wyższy priorytet ma typ rezerwy mocy o krótszym czasie aktywacji), stempla czasowego zgłoszenia OPMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego, i numeru oferty w zgłoszeniu OPMB, w kolejności rosnących numerów oferty.

8.5 Zgłaszanie i weryfikacja umów sprzedaży energii

8.5.1 Zawartość zgłoszeń USE

(1) Zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB dla danej JB i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane handlowe zgłoszenia dla każdego ORN doby handlowej.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod JB, której dotyczy zgłoszenie USE;

(2.2) Kod POB, który posiada daną JB;

(2.3) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JB;

(2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń USE;

(2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie USE.

(3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określane dla każdego ORN doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:

(3.1) Numer ORN, którego dotyczą dane handlowe;

(3.2) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych, określane dla poszczególnych JB partnerów handlowych POB, poprzez które są realizowane transakcje handlowe danej JB dotyczące danego ORN:

(a) Kod JB danego partnera handlowego;

(b) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JB danego partnera handlowego;

(c) Ilość dostaw energii elektrycznej w ramach transakcji handlowej realizowanej w danym ORN pomiędzy JB, której dotyczy zgłoszenie USE oraz JB partnera handlowego, wyrażana jako średnia moc w ORN, określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);

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

8.5.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń USE

(1) Zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB dokonują obie strony transakcji handlowej, z wyłączeniem zgłoszeń USE dla JB_{OS} i JB_{WMO}, dla których nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń przez POB_{OSP} i POB_{OSD}.

(2) Dane handlowe przekazywane w zgłoszeniach USE przez poszczególne strony transakcji handlowej powinny mieć postać zbilansowanych grafików handlowych, tj. ilości energii sprzedanej przez jedną stronę transakcji handlowej oraz kupionej przez drugą stronę transakcji handlowej powinny być sobie równe.

(3) Weryfikacja zgłoszeń USE dotyczy pojedynczych zgłoszeń USE dokonanych dla danej JB oraz par zgłoszeń USE dla JB powiązanych transakcją handlową.

(4) Zasady weryfikacji zgłoszeń USE różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.

8.5.3 Warunki poprawności zgłoszeń USE

(1) Kod JB, kod OR i kod POB w zgłoszeniu USE w ramach RBN oraz RBB muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania albo umowy MNA OA zawartej z POB, który posiada daną JB, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JB.

(2) Zgłoszenie USE w ramach RBB dla JB POB, dla którego zostało ograniczone świadczenie usług przesyłania określonych w umowie przesyłania, zgodnie z pkt 6.4(3), dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia objętego tym ograniczeniem nie może zawierać:

(2.1) Niezerowej transakcji sprzedaży, jeżeli dla danej JB i JB partnera handlowego nie zostało wcześniej przyjęte zgłoszenie transakcji handlowej w ramach RBB dla danego ORN;

(2.2) Transakcji z większą ilością dostaw energii elektrycznej niż dotychczas przyjętą w ramach RBB, tj. zmniejszenie transakcji zakupu lub zwiększenie transakcji sprzedaży, jeżeli dla danej JB i JB partnera handlowego zostało wcześniej przyjęte zgłoszenie transakcji handlowej w ramach RBB dla danego ORN.

(3) Dane transakcji handlowych w zgłoszeniu USE w ramach RBN oraz RBB muszą spełniać następujące warunki dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia:

(3.1) Dane o zgłaszanych transakcjach handlowych dla poszczególnych JB partnerów handlowych POB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.5.1(3);

(3.2) Kod JB oraz kod OR dla każdego partnera handlowego muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania albo umowy MNA OA zawartej z POB, który posiada JB wskazaną w zgłoszeniu USE jako reprezentującą partnera handlowego, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla tej JB;

(3.3) Poszczególne transakcje zakupu lub sprzedaży energii nie mogą być niedopuszczalnymi transakcjami, o których mowa w pkt 3.9(4.1) i 3.9(4.3)-(4.6);

(3.4) Wszystkie transakcje zakupu lub sprzedaży energii nie mogą być niedopuszczalnymi transakcjami, o których mowa w pkt 3.9(4.2);

(3.5) Dla każdej transakcji ilość dostaw energii elektrycznej określona dla danego ORN po przemnożeniu przez 1000 musi być podzielna przez 4.

8.5.4 Weryfikacja zgłoszeń USE

(1) Weryfikacja zgłoszeń USE w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz pojedyncza iteracja weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB są realizowane w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1.1) Weryfikacja poprawności zgłoszeń USE;

(1.2) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE.

(2) Weryfikacja poprawności zgłoszenia USE w ramach RBN oraz RBB, dokonanego dla danej JB i danej doby handlowej, polega na sprawdzeniu spełnienia warunków, o których mowa w pkt 8.5.3(1)-(3), i odbywa się według następujących zasad i w następującej kolejności:

(2.1) W przypadku gdy nie są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1) i 8.5.3(3.1), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich ORN doby handlowej;

(2.2) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1) i 8.5.3(3.1) oraz nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(2), to zgłoszenie USE w ramach RBB dla danej JB i danej doby handlowej zostaje odrzucone w części, w zakresie wszystkich transakcji handlowych, o których mowa w pkt 8.5.3(2.1)-(2.2), dotyczących ORN objętych ograniczeniem świadczenia usług przesyłania POB, do którego należy dana JB;

(2.3) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1)-(2) i 8.5.3(3.1) oraz nie są spełnione dla danej transakcji handlowej warunki określone w pkt 8.5.3(3.2), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich ORN doby handlowej, których dotyczy ta transakcja;

(2.4) W zakresie transakcji i ORN, dla których zgłoszenie USE nie zostało odrzucone zgodnie z pkt (2.1)-(2.3) i nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.5), przyjmuje się ilość dostaw energii elektrycznej równą:

(a) Największej wartości, która po przemnożeniu przez 1000 jest podzielna przez 4, nie większej niż zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej, jeżeli zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej jest dodatnia;

(b) Najmniejszej wartości, która po przemnożeniu przez 1000 jest podzielna przez 4, nie mniejszej niż zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej, jeżeli zgłoszona ilość dostaw energii elektrycznej jest ujemna;

(2.5) W przypadku gdy są spełnione warunki określone w pkt 8.5.3(1)-(2) i 8.5.3(3.1)-(3.2) oraz nie są spełnione dla danego ORN warunki określone w pkt 8.5.3(3.3)-(3.4) z uwzględnieniem zmian, o których mowa w pkt (2.4), to zgłoszenie USE dla danej JB zostaje odrzucone w zakresie tego ORN oraz:

(a) Wszystkich transakcji, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.4);

(b) Danej transakcji handlowej, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.3).

(3) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB dotyczy par JB powiązanych transakcją handlową, w wyniku dokonania zgłoszenia transakcji co najmniej dla jednej z tych JB, z zastrzeżeniem pkt (4). Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE w ramach RBN oraz RBB uwzględnia wyniki weryfikacji poprawności zgłoszeń USE i jest dokonywana niezależnie dla każdego ORN aktywnego okresu zgłoszenia.

(4) W przypadku wstępnej weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBN weryfikacja zgodności jest przeprowadzana po dokonaniu zgłoszenia transakcji dla obu JB powiązanych transakcją handlową.

(5) Weryfikacja zgodności zgłoszeń USE dla danego ORN i transakcji handlowej zgłoszonej pomiędzy parą JB, polega na sprawdzeniu następującego warunku: suma ilości dostaw energii elektrycznej z obu zgłoszeń transakcji handlowej musi być równa 0 MW.

(6) W przypadku gdy zgłoszenie USE w ramach RBN oraz RBB dokonane dla pary JB i danego ORN, spełnia warunek określony w pkt (5), to USE jest przyjmowana do realizacji odpowiednio na RBN oraz na RBB. W przeciwnym przypadku za obowiązujące, z zastrzeżeniem pkt (7), dla tego ORN przyjmuje się dane określone w następujący sposób i w następującej kolejności:

(6.1) W przypadku niezgodności w zgłoszeniach dla JB_{GE} należącej do POB_{GE} i zgłoszeniach dla JB, innej niż JB_{GE}, należącej do partnera handlowego tego POB_{GE}: za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla JB_{GE};

(6.2) W przypadku zgłoszeń w ramach RBN i niezgodności w zgłoszeniach dla pary JB, z których żadna nie jest JB_{GE}, spowodowanej nieprzesłaniem zgłoszenia USE dla JB sprzedającej energię: za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla JB kupującej energię;

(6.3) W pozostałych przypadkach niezgodności w zgłoszeniach dla JB sprzedającej energię i JB kupującej energię: za obowiązujące przyjmuje się dane określone dla JB sprzedającej energię.

(7) W przypadku gdy obie strony USE zgłoszą dla danego ORN dla swoich JB, z których żadna nie jest JB_{GE}, równocześnie sprzedaż energii lub równocześnie zakup energii (ilości dostaw energii elektrycznej są tego samego znaku w obu zgłoszeniach transakcji handlowej), to zgłoszenie transakcji handlowej dla tego ORN zostaje odrzucone.

(8) Przez nieprzesłanie zgłoszenia USE, o którym mowa w pkt (6.2), jest rozumiana sytuacja, gdy w czasie kiedy jest otwarta bramka na RBN nie został dostarczony do OSP żaden

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

(9) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBN, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBN ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE (EP^{RBN}) realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich JB. Wartości EP^{RBN} są wyrażone w MWh.

(10) Wyniki weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB uzyskane w danej iteracji zastępują, w zakresie ORN doby handlowej objętych tą iteracją, wyniki uzyskane w weryfikacjach poprzednich.

(11) Warunkiem zakończenia weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB dla doby handlowej *d* jest wykonanie jednej iteracji weryfikacji zgłoszeń USE, dotyczących tej doby handlowej, po godzinie 23.00 doby *d*.

(12) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczane przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE (EP^{RBB}) realizowanych z poszczególnymi partnerami handlowymi poprzez ich JB.Wartości EP^{RBB} są wyrażone w MWh.

8.6 Zgłaszanie i weryfikacja programów pracy

8.6.1 Zawartość zgłoszeń PP

(1) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane handlowo-techniczne PP dla każdego OREB doby handlowej.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie PP;

(2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;

(2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;

(2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń PP;

(2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie PP.

(3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określane dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:

(3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowo-techniczne PP;

(3.2) Dane handlowo-techniczne PP, określane odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4)-(6), (10) i (12)-(15);

(4) W zgłoszeniu PP dla JG_{W1} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(4.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).

Grafik obciążenia oznacza moc generacji JG_{W1} na koniec danego OREB;

(4.2) Stan JG_{W1}:

(a) *R* – postój JG_{W1};

(b) *P* – praca JG_{W1};

(c) U^G – uruchamianie JG_{W1} ze stanu gorącego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;

(d) U^C – uruchamianie JG_{W1} ze stanu ciepłego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;

(e) U^Z – uruchamianie JG_{W1} ze stanu zimnego, według charakterystyki uruchamiania dla tego stanu określonej w przyjętej OT;

(f) U^D – uruchamianie JG_{W1} ze stanu gorącego, według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia;

(4.3) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):

(a) 0 – brak wymuszenia pracy JG_{W1};

(b) 1 – praca wymuszona JG_{W1} ze stałą mocą (w usztywnieniu), tj. z wartością mocy równą grafikowi obciążenia;

(c) 2 – praca wymuszona JG_{W1} ze zmienną mocą (bez usztywnienia), tj. z wartością mocy równą co najmniej mocy minimalnej JG_{W1};

(4.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(5) W zgłoszeniu PP dla JG_{W2} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(5.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).

Grafik obciążenia oznacza moc generacji JG_{W2} na koniec danego OREB;

(5.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):

(a) *D* – usługi bilansujące JG_{W2} są dostępne do pozyskania na RB;

(b) *N* – usługi bilansujące JG_{W2} nie są dostępne do pozyskania na RB;

(5.3) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(6) W zgłoszeniu PP dla JG_{M1} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(6.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).

Grafik obciążenia oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) JG_{M1} na koniec danego OREB;

(6.2) Stan JG_{M1}:

(a) R – postój JG_{M1};

(b) P^G – praca JG_{M1} w kierunku generacji;

(c) P^P – praca JG_{M1} w kierunku poboru;

(d) U^G – uruchamianie JG_{M1} do pracy w kierunku generacji;

(e) U^P – uruchamianie JG_{M1} do pracy w kierunku poboru;

(6.3) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):

(a) 0 – brak wymuszenia pracy JG_{M1};

(b) 1 – praca wymuszona JG_{M1} ze stałą mocą (w usztywnieniu), tj. z wartością mocy równą grafikowi obciążenia w kierunku zgodnym ze stanem JG_{M1} (P^G albo P^P);

(c) 2 – praca wymuszona JG_{M1} ze zmienną mocą (bez usztywnienia), tj. z wartością bezwzględną mocy równą co najmniej mocy minimalnej JG_{M1} w kierunku zgodnym ze stanem JG_{M1} (P^G albo P^P);

(6.4) Niezależna zmiana stanu naładowania, wielkość opcjonalna, określana w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).

Niezależna zmiana stanu naładowania oznacza zwiększenie (wartość dodatnia) albo zmniejszenie (wartość ujemna) albo brak zmiany (wartość zerowa) stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną JG_{M1}, w danym OREB, niezwiązane z rzeczywistą ilością dostaw energii tej JG_{M1}.

Niezależna zmiana stanu naładowania w przypadku ESP może w szczególności wynikać z naturalnego dopływu lub odpływu;

(6.5) Potencjał dostawy, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).

Potencjał dostawy oznacza maksymalne możliwe zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną JG_{M1} w danym OREB, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;

(6.6) Potencjał odbioru, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).

Potencjał odbioru oznacza maksymalne możliwe zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z daną JG_{M1} w danym OREB, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;

(6.7) Znacznik potencjału dostawy i odbioru (ZPDO):

(a) 0 – potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są powiązane z potencjałami dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB;

(b) 1 – potencjały dostawy i odbioru dla danego OREB są niezależne od potencjałów dostawy i odbioru dla poprzedniego OREB;

(6.8) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(7) W zgłoszeniach PP w ramach RBN dla JG_{M1} w przypadku braku określenia niezależnej zmiany stanu naładowania dla danego OREB przyjmuje się, że jej wartość jest równa 0 MWh. W zgłoszeniach PP w ramach RBB dla JG_{M1} niezależna zmiana stanu naładowania może być określona tylko w uzasadnionych przypadkach i w przypadku braku jej określenia dla danego OREB wartość tej danej jest przyjmowana z PPZ, o którym mowa w pkt 10.6.

(8) ZPDO = 1 dla danego OREB rozpoczyna nowy okres wykorzystania magazynu (OWM) składający się z tego OREB oraz kolejnych OREB, dla których ZPDO = 0. Dla pierwszego OREB doby handlowej ZPDO musi być równy 1. Potencjały dostawy i odbioru JG_{M1} zgłoszone dla OREB tworzących OWM określają dostępny w tym okresie magazyn dla OSP (magazyn OSP). Wielkość magazynu OSP w danym OREB jest równa sumie potencjału dostawy i potencjału odbioru. Początkowy stan naładowania tego magazynu w danym OREB, wyznaczony przy założeniu braku wykorzystania magazynu OSP w danym OWM, jest równy potencjałowi dostawy. Pojemność i początkowy stan naładowania magazynu OSP mogą być różne dla poszczególnych OREB, przy czym w kolejnych OREB danego OWM mogą być równe 0 MWh albo być nie mniejsze niż w poprzednim OREB danego OWM, w którym pojemność magazynu OSP jest większa niż 0 MWh. Wykorzystanie magazynu OSP w danym OREB wpływa na jego stan naładowania w kolejnych OREB danego OWM, tj. wykorzystanie potencjału dostawy albo potencjału odbioru w danym OREB powoduje zmniejszenie odpowiednio potencjału dostawy albo potencjału odbioru, oraz zwiększenie odpowiednio potencjału odbioru albo potencjału dostawy, w kolejnych OREB, z wyjątkiem OREB, dla których potencjał dostawy i odbioru zostały zgłoszone jako 0 MWh. Zmiana BPP dla JG_{M1} w kierunku poboru wpływa na potencjał dostawy i potencjał odbioru z uwzględnieniem współczynnika sprawności MEE albo ESP. Magazyny OSP określone dla innych OWM, poprzedzających albo następujących po danym OWM, są niezależne od magazynu OSP określonego dla danego OWM.

(9) W przypadku JG_{M1} danej ESP OWM rozpoczyna się w OREB, dla którego ZPDO = 1 dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP, i zawiera kolejne OREB, dla których ZPDO = 0 dla wszystkich JG_{M1} danej ESP. Pojemność takiego magazynu OSP jest równa sumie potencjałów dostawy oraz potencjałów odbioru zgłoszonych dla tych JG_{M1}, a jego początkowy stan naładowania jest równy sumie potencjałów dostawy zgłoszonych dla tych JG_{M1}. Magazyn OSP może być wykorzystany poprzez dowolną JG_{M1} danej ESP. Oznacza to, że potencjał dostawy lub odbioru zgłoszony dla danej JG_{M1} może być wykorzystany w wyniku zmiany BPP przez OSP dla innej JG_{M1} utworzonej z MWE wchodzącego w skład tej samej ESP.

(10) W zgłoszeniu PP dla JG_{M2} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(10.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).

Grafik obciążenia oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) JG_{M2} na koniec danego OREB;

(10.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):

(a) D^G – usługi bilansujące JG_{M2} są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku generacji;

(b) D^P – usługi bilansujące JG_{M2} są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku poboru;

(c) N – usługi bilansujące JG_{M2} nie są dostępne do pozyskania na RB;

(10.3) Potencjał dostawy, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).

Potencjał dostawy oznacza maksymalne zmniejszenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_{M2} w danym lub kolejnych OREB należących do tej samej godziny, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP większego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;

(10.4) Potencjał odbioru, określany w MWh z dokładnością do 0,001 MWh (wartość nieujemna).

Potencjał odbioru oznacza maksymalne zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_{M2} w danym lub kolejnych OREB należących do tej samej godziny, które może nastąpić w wyniku polecenia przez OSP mniejszego BPP niż grafik obciążenia, w szczególności niezależnie od realizacji grafiku obciążenia lub wykorzystania mocy bilansujących innych niż RR;

(10.5) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(11) Potencjały dostawy i odbioru służą do określenia maksymalnej ilości energii, o którą w danej godzinie może się zmienić stan naładowania MEE albo ESP związanej z JG_{M2} w wyniku poleceń OSP, niezależnie dla kierunku zwiększenia i zmniejszenia stanu naładowania MEE albo ESP oraz ze wskazaniem pierwszego OREB danej godziny, w którym dana ilość energii elektrycznej może być wykorzystana przez OSP. Wykorzystanie potencjału dostawy lub odbioru przez OSP, nie powoduje zwiększenia odpowiednio potencjału odbioru lub dostawy, który OSP może wykorzystać w kolejnych OREB. Potencjał dostawy lub odbioru niewykorzystany w danym OREB może być wykorzystany przez OSP w kolejnych OREB należących do tej samej godziny co dany OREB. Zmiana BPP dla JG_{M2} w kierunku poboru wpływa odpowiednio na potencjał dostawy albo potencjał odbioru z uwzględnieniem współczynnika sprawności MEE albo ESP.

(12) W zgłoszeniu PP dla JG_O danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(12.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość niedodatnia).

Grafik obciążenia oznacza moc poboru JG_O na koniec danego OREB;

(12.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):

(a) *D* – usługi bilansujące JG_O są dostępne do pozyskania na RB;

(b) *N* – usługi bilansujące JG_O nie są dostępne do pozyskania na RB;

(12.3) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(13) W zgłoszeniu PP dla JG_{Z1} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(13.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).

Grafik obciążenia oznacza wartość redukcji generacji mocy JG_{Z1} na koniec danego OREB względem estymaty;

(13.2) Znacznik wymuszonej pracy (ZWP):

(a) 0 – brak wymuszenia pracy JG_{Z1};

(b) 1 – praca wymuszona JG_{Z1} z wartością redukcji generacji mocy określoną grafikiem obciążenia;

(13.3) Grafik obciążenia magazynu, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero) wyłącznie w przypadku JG_{Z1}, w skład której wchodzi MEE.

Grafik obciążenia magazynu oznacza średnią moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) MEE wchodzącego w skład JG_{Z1} dla danego OREB;

(13.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(14) W zgłoszeniu PP dla JG_{Z2} i JG_{Z3} danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(14.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna).

Grafik obciążenia oznacza wartość redukcji generacji mocy JG_Z na koniec danego OREB względem estymaty;

(14.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):

(a) *D* – usługi bilansujące JG_Z są dostępne do pozyskania na RB;

(b) *N* – usługi bilansujące JG_Z nie są dostępne do pozyskania na RB;

(14.3) Grafik obciążenia magazynu, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero) wyłącznie w przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE.

Grafik obciążenia magazynu oznacza średnią moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) MEE albo grupy MEE wchodzących w skład JG_Z dla danego OREB;

(14.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(15) W zgłoszeniu PP dla JG_A danymi handlowo-technicznymi PP dla danego OREB są:

(15.1) Grafik obciążenia, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).

Grafik obciążenia oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) JG_A na koniec danego OREB;

(15.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):

(a) *D* – usługi bilansujące JG_A są dostępne do pozyskania na RB;

(b) *N* – usługi bilansujące JG_A nie są dostępne do pozyskania na RB;

(15.3) Dla każdej lokalizacji zasobów tworzących JG_A:

(a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;

(b) Grafik obciążenia w lokalizacji, określany w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero).

Grafik obciążenia w lokalizacji oznacza moc generacji (wartość nieujemna) lub poboru (wartość niedodatnia) zasobów JG_A w danym węźle na koniec danego OREB;

(15.4) Dane dotyczące mocy bilansujących, określane zgodnie z pkt (16) wyłącznie w przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN.

(16) W zgłoszeniu PP danymi dotyczącymi mocy bilansujących są dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(16.1) Typ rezerwy mocy: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, RR^G albo RR^D;

(16.2) Grafik mocy bilansującej, określany w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna).

Grafik mocy bilansującej oznacza moc JG, która może być wykorzystana jako energia bilansująca w ramach świadczenia danej usługi mocy bilansującej w danym OREB;

(16.3) Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej, określany wyłącznie w przypadku typu rezerwy mocy FCR^G i FCR^D:

(a) 0 – cały grafik mocy bilansującej stanowi moc bilansującą nabytą przez OSP w ramach RMB;

(b) 1 – część grafiku mocy bilansującej nie stanowi mocy bilansującej nabytej przez OSP w ramach RMB.

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

8.6.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń PP

(1) Weryfikacja zgłoszeń PP dotyczy pojedynczych zgłoszeń PP dokonanych dla danej JG i grup zgłoszeń PP dokonanych dla różnych JG.

(2) Zasady weryfikacji pojedynczych zgłoszeń PP różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:

(2.1) Zgłoszenie PP dla JG_{W1};

(2.2) Zgłoszenie PP dla JG_{W2};

(2.3) Zgłoszenie PP dla JG_{M1};

(2.4) Zgłoszenie PP dla JG_{M2};

(2.5) Zgłoszenie PP dla JG_O;

(2.6) Zgłoszenie PP dla JG_{Z1};

(2.7) Zgłoszenie PP dla JG_{Z2} i zgłoszenie PP dla JG_{Z3};

(2.8) Zgłoszenie PP dla JG_A.

(3) Zasady weryfikacji grupy zgłoszeń PP różnią się w zależności od rodzaju grupy JG, dla których zgłoszenia PP podlegają dodatkowej, grupowej weryfikacji. Wyróżnia się następujące przypadki:

(3.1) Grupa zgłoszeń PP dla JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień;

(3.2) Grupa zgłoszeń PP dla JG_{M1} danej ESP;

(3.3) Grupa zgłoszeń PP dla JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących;

(3.4) Grupa zgłoszeń PP dla JG należących do danego DUB.

(4) Zasady weryfikacji zgłoszeń PP różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.

(5) W weryfikacji zgłoszenia PP dla danej JG i doby handlowej *d* są wykorzystywane:

(5.1) Parametry JG określone w umowie przesyłania:

(a) Dla JG_W:

(i) Moc minimalna;

(ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;

(iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;

(iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_W jest kwalifikowana;

(v) Minimalny zakres FCR^G, jeżeli JG_W jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G;

(vi) Minimalny zakres FCR^D, jeżeli JG_W jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D;

(b) Dodatkowo dla JG_{W1} w stosunku do parametrów wskazanych dla JG_W:

(i) Minimalny czas pracy;

(c) Dla JG_M:

(i) Moc minimalna w kierunku generacji;

(ii) Moc minimalna w kierunku poboru;

(iii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego w kierunku generacji;

(iv) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego w kierunku poboru;

(v) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego w kierunku generacji;

(vi) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego w kierunku poboru;

(vii) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_M jest kwalifikowana;

(viii) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_M jest kwalifikowana;

(ix) Minimalny zakres FCR^G w kierunku generacji, jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G w kierunku generacji;

(x) Minimalny zakres FCR^G w kierunku poboru, jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G w kierunku poboru;

(xi) Minimalny zakres FCR^D w kierunku generacji, jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D w kierunku generacji;

(xii) Minimalny zakres FCR^D w kierunku poboru, jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D w kierunku poboru;

(xiii) Parametry stałe MEE albo ESP związanej z daną JG_M:

- Pojemność MEE albo ESP;
- Współczynnik sprawności MEE albo ESP;

(d) Dodatkowo dla JG_{M1} w stosunku do parametrów wskazanych dla JG_M:

(i) Minimalny czas pracy w kierunku generacji;

(ii) Minimalny czas pracy w kierunku poboru;

(iii) Minimalny czas postoju;

(iv) Maksymalna liczba uruchomień do pracy w kierunku generacji w dobie;

(v) Maksymalna liczba uruchomień do pracy w kierunku poboru w dobie;

(vi) Znacznik dostępności mFRRd w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu JG_{M1} przy wykorzystaniu rezerwy:

- 0 – wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji nie może skutkować zmianą stanu JG_{M1};
- 1 – wykorzystanie mFRRd w kierunku generacji może skutkować zmianą stanu JG_{M1};

(vii) Znacznik dostępności mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu JG_{M1} przy wykorzystaniu rezerwy:

- 0 – wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru nie może skutkować zmianą stanu JG_{M1};
- 1 – wykorzystanie mFRRd w kierunku poboru może skutkować zmianą stanu JG_{M1};

(e) Dla JG_O:

(i) Moc minimalna;

(ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;

(iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;

(iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_O jest kwalifikowana;

(v) Minimalny zakres FCR^G, jeżeli JG_O jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G;

(vi) Minimalny zakres FCR^D, jeżeli JG_O jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D;

(f) Dla JG_Z:

(i) Moc minimalna;

(ii) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;

(iii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;

(iv) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_Z jest kwalifikowana;

(v) Minimalny zakres FCR^G, jeżeli JG_Z jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G;

(vi) Minimalny zakres FCR^D, jeżeli JG_Z jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D;

(vii) W przypadku JG_Z, w skład której wchodzi MEE, parametry MEE albo grupy MEE związanych z daną JG_Z:

- Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku generacji;
- Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku poboru;

(g) Dla JG_A:

(i) Maksymalny gradient redukcji obciążenia bazowego;

(ii) Maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego;

(iii) Maksymalny zakres rezerwy mocy dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG_A jest kwalifikowana;

(iv) Minimalny zakres FCR^G, jeżeli JG_A jest kwalifikowana do świadczenia FCR^G;

(v) Minimalny zakres FCR^D, jeżeli JG_A jest kwalifikowana do świadczenia FCR^D;

(5.2) Informacje dotyczące dyspozycyjności danej JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia i OREB bezpośrednio poprzedzającego aktywny okres zgłoszenia, określane na koniec OREB:

(a) Dla JG_W, JG_O i JG_Z:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna;

(ii) Moc minimalna dyspozycyjna;

(b) Dla JG_M:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji;

(ii) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru;

(iii) Moc minimalna dyspozycyjna w kierunku generacji;

(iv) Moc minimalna dyspozycyjna w kierunku poboru;

(c) Dla JG_A:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji;

(ii) Moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru;

(5.3) Informacje o dyspozycyjności układów regulacji JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia dla każdego typu rezerwy mocy FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$, w zakresie którego JG jest kwalifikowana.

W przypadku JG_M i typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_M jest kwalifikowana w kierunku generacji lub poboru, jest wykorzystywana informacja o dyspozycyjności układu regulacji dla kierunku generacji lub poboru.

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

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

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

(a) W przypadku weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBN dla doby handlowej *d* są wykorzystywane:

(i) Wstępna weryfikacja: dane z ostatniego poprawnie zweryfikowanego zgłoszenia OEB dla doby handlowej *d* albo z OEB wyznaczonej zgodnie z pkt 8.3.2(12) w przypadku braku takiego zgłoszenia;

(ii) Ostateczna weryfikacja: dane z przyjętej OEB dla doby handlowej *d*;

(b) W przypadku weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBB dostarczonego nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* są wykorzystywane dane z ostatniej przyjętej OEB dla danego OREB, w tym OEB przyjętej w wyniku weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB dostarczonych nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h*;

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

(a) Dla JG_W i JG_O:

(i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna, równa mniejszej z:

- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i następnego OREB, jeżeli dla danej JG i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(ii) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna, równa większej z:

- Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG dla danego OREB;
- Oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i danego OREB;

- Oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG i następnego OREB, jeżeli dla danej JG i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(b) Dla JG_M:

(i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa mniejszej z:

- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_M w kierunku generacji dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_M i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(ii) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa mniejszej z:

- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_M w kierunku poboru dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_M i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(iii) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa większej z:

- Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_M w kierunku generacji dla danego OREB;
- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i danego OREB;
- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_M i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(iv) Oferowana moc minimalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa większej z:

- Mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_M w kierunku poboru dla danego OREB;

- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i danego OREB;
- Oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_M i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_M i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(c) Dla JG_Z:

(i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna, dotycząca redukcji mocy JG_Z, równa mniejszej z:

- Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_Z i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(d) Dla JG_A z uwzględnieniem konwencji znaków dla JG_A, o której mowa w pkt (6.6):

(i) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa mniejszej z:

- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku generacji dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_A i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(ii) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku poboru, równa mniejszej z:

- Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB;
- Oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB, jeżeli dla danej JG_A i następnego OREB została wyznaczona przyjęta OEB;

(5.6) Dane z PPZ, o których mowa w pkt 10.6.1(2) i 10.6.1(3), uwzględniającego informację o dyspozycyjności JG, o której mowa w pkt (5.2), dla danej JG i doby handlowej *d*-1, a w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB, również dla doby handlowej *d*.

W opisie zasad zgłaszania i weryfikacji zgłoszeń PP przez dane handlowo-techniczne PP dla OREB poprzedzających pierwszy OREB aktywnego okresu zgłoszenia należy rozumieć dane z PPZ, o których mowa w poprzednim zdaniu.

(6) Informacja o dyspozycyjności, o której mowa w pkt (5.2), uwzględnia następujące postanowienia:

(6.1) Dyspozycyjności JG są wyznaczane według stanu: (i) na chwilę zamknięcia bramki na RBN dla doby handlowej *d* w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBN oraz (ii) na chwilę zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* w przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dostarczonego nie później niż w chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* i po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h*-1;

(6.2) Moc maksymalna dyspozycyjna i moc minimalna dyspozycyjna JG wykorzystywana w weryfikacji zgłoszenia PP jest wyznaczana na podstawie mocy maksymalnej i mocy minimalnej JG oraz zgłoszonych ubytków dodatnich, ujemnych i całkowitej niedyspozycyjności. W szczególności moc maksymalna i minimalna dyspozycyjna JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1} wykorzystywane w weryfikacji zgłoszenia PP nie uwzględniają ograniczenia dyspozycyjności JG wynikającego z pracy wymuszonej ze stałą mocą (ZWP = 1);

(6.3) W przypadku gdy moc minimalna dyspozycyjna JG_W albo moc minimalna dyspozycyjna JG_M w kierunku generacji dla OREB *t*-1 i OREB *t* różni się o wartość większą niż zmiana obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego, w kierunku generacji w przypadku JG_M, to przyjmuje się na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB, że wartość mocy minimalnej dyspozycyjnej dla OREB *t* jest równa wartości tej mocy dla OREB *t*-1 powiększonej o wartość zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego, w kierunku generacji w przypadku JG_M;

(6.4) W przypadku gdy moc minimalna dyspozycyjna JG_O albo moc minimalna dyspozycyjna JG_M w kierunku poboru dla OREB *t*-1 i OREB *t* różni się o wartość większą niż wartość bezwzględna zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego, w kierunku poboru w przypadku JG_M, to przyjmuje się na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB, że wartość mocy minimalnej dyspozycyjnej dla OREB *t* jest równa wartości tej mocy dla OREB *t*-1 powiększonej o wartość bezwzględną zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego, w kierunku poboru w przypadku JG_M;

(6.5) Moce dyspozycyjne dla JG innych niż JG_A są zawsze nieujemne;

(6.6) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_A w kierunku generacji albo poboru może być ujemna i wtedy jej wartość bezwzględna określa najmniejszą możliwą do osiągnięcia moc JG_A w kierunku odpowiednio poboru albo generacji;

(6.7) W przypadku JG_Z na potrzeby procesu zgłaszania danych handlowo-technicznych, zintegrowanego procesu grafikowania i rozliczeń RB zgłoszenie przez SOWE niesprawności systemu do wyznaczania estymaty JG_Z jest traktowane jako zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG_Z uwzględniane w zakresie OREB i OPCR zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 10.6.3(3), skutkujące przyjęciem dla tych OREB i OPCR mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z równej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_Z.

(7) Na potrzeby weryfikacji zgłoszenia PP dla danej JG i doby handlowej *d*, która jest pierwszą dobą funkcjonowania nowej JG na RB, przyjmuje się, że:

(7.1) Dane, o których mowa w pkt (5.2), dla ostatniego OREB doby *d*-1 mają taką samą wartość jak dla pierwszego OREB doby handlowej *d*;

(7.2) Dane, o których mowa w pkt (5.6), dla OREB doby *d*-1 mają, z zastrzeżeniem pkt (7.3) i (7.4), wartości jak:

(a) W danym zgłoszeniu PP dla pierwszego OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli aktywny okres zgłoszenia zawiera wszystkie OREB doby handlowej *d*;

(b) W PPZ dla danej JG i pierwszego OREB doby handlowej *d*, jeżeli aktywny okres zgłoszenia nie zawiera wszystkich OREB doby handlowej *d*;

(7.3) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{W1} z aktywnym okresem zgłoszenia zawierającym wszystkie OREB doby handlowej *d*: stan JG_{W1} dla OREB doby *d*-1 jest równy *P*, jeżeli w danym zgłoszeniu PP dla pierwszego OREB doby handlowej *d* stan JG_{W1} jest różny od *R*;

(7.4) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{M1}:

(a) Potencjał dostawy i potencjał odbioru są równe 0 MWh dla OREB doby *d*-1; oraz

(b) ZPDO jest równy 1 dla OREB doby *d*-1.

(8) W weryfikacji zgłoszenia PP dla danej JG_{W1} i doby handlowej *d*, poza informacjami, o których mowa w pkt (5), są dodatkowo wykorzystywane dane z przyjętej OT dla danej JG_{W1} i doby handlowej *d*. Weryfikacja zgłoszeń PP w ramach RBN odbywa się po weryfikacji zgłoszeń OT dotyczących tej samej doby handlowej. W przypadku wstępnej weryfikacji zgłoszenia PP w ramach RBN dla danej JG_{W1} i doby handlowej *d* są wykorzystywane dane z ostatniego poprawnie zweryfikowanego zgłoszenia OT dla danej JG_{W1} i doby handlowej *d* albo OT wyznaczona zgodnie z pkt 8.3.2(14) w przypadku braku takiego zgłoszenia.

(9) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień jest wykorzystywana informacja o maksymalnej liczbie jednoczesnych uruchomień JG_{W1} w danej grupie JG_{W1}.

(10) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla JG_{M1} danej ESP są wykorzystywane parametry stałe ESP:

(10.1) Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{M1} w ESP do pracy w kierunku generacji;

(10.2) Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{M1} w ESP do pracy w kierunku poboru;

(10.3) Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG_{M1} w ESP z pracy w kierunku generacji;

(10.4) Maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG_{M1} w ESP z pracy w kierunku poboru;

(10.5) Minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG_{M1} w ESP.

(11) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP dla doby handlowej *d* i JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE ze względu na warunki pracy sieci i konieczność rozproszenia geograficznego mocy bilansujących, są wykorzystywane informacje o ograniczeniach dla poszczególnych OREB doby handlowej *d* opublikowane przez OSP do godz. 7.30 doby *d*-1:

(11.1) Maksymalna wielkość danego typu rezerwy mocy, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(11.2) Maksymalna wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(11.3) Maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(11.4) Maksymalna wielkość rezerwy mocy łącznie w dół i w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG.

(12) W weryfikacji grupy zgłoszeń PP w ramach RBN dla doby handlowej *d* i JG należących do danego DUB, jest wykorzystywana informacja o wielkości mocy bilansującej nabytej od danego DUB przez OSP w ramach RMB dla poszczególnych OREB doby handlowej *d* dla każdego typu rezerwy mocy.

8.6.3 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{W1}

(1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{W1} muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{W1}, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG_{W1}.

(2) Grafik obciążenia, stan JG_{W1} i ZWP w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{W1} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, stan JG_{W1} i ZWP muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(4);

(2.2) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego $ZWP = 0$:

(a) W przypadku stanu JG_{W1} równego *R*: musi być równy 0 MW;

(b) W przypadku stanu JG_{W1} równego *P*:

(i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1}; oraz

(ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{W1} oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W1}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(c) W przypadku stanu JG_{W1} równego U^G, U^C albo U^Z: musi być zgodny z danymi charakterystyki uruchamiania odpowiednio dla stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, zgodnie z postanowieniami pkt (8); oraz

(d) W przypadku stanu JG_{W1} równego U^D:

(i) Nie może być większy niż moc minimalna JG_{W1}; oraz

(ii) Musi być większy niż grafik obciążenia dla poprzedniego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW;

(2.3) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 1:

(a) Musi być równy mocy obciążenia określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej ze stałą mocą JG_{W1}. Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;

(b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1}, jeżeli:

(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni dla danego OREB; lub

(ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z ZWP = 1;

(c) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{W1}, z zastrzeżeniem pkt (d.iii), jeżeli:

(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB; lub

(ii) Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z ZWP = 1 i grafik obciążenia jest większy niż 0 MW; oraz

(d) W przypadku gdy dany OREB jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1:

(i) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest różny od *R* i nie jest możliwe odstawienie JG_{W1} ze względu na minimalny czas pracy, tj. nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (9.1)-(9.3);

(ii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest równy *R*; oraz

(iii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{W1} oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W1}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(2.4) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 2:

(a) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1}; oraz

(b) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{W1} oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W1}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(2.5) Stan JG_{W1} może być równy *R*, jeżeli dla danego OREB ZWP = 0 oraz:

(a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż moc minimalna JG_{W1}; albo

(b) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{W1} i:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} dla danego OREB jest równa 0 MW; lub

(ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy JG_{W1}, zgodnie z postanowieniami pkt (9);

(2.6) Stan JG_{W1} musi być równy *R*, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} dla danego OREB jest równa 0 MW;

(2.7) Stan JG_{W1} może być równy *P*, jeżeli:

(a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{W1}; lub

(b) Dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest równy *P* albo *R* i jednocześnie dla danego OREB ZWP = 1;

(2.8) Stan JG_{W1} musi być równy *P*, jeżeli dla danego OREB ZWP $\neq$ 0;

(2.9) Stan JG_{W1} może być równy U^G, U^C albo U^Z, jeżeli:

(a) Dla danego OREB ZWP = 0; oraz

(b) Jest to możliwe ze względu na stan JG_{W1} dla poprzednich OREB i dane charakterystyki uruchomienia JG_{W1} dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, zgodnie z postanowieniami pkt (10);

(2.10) Stan JG_{W1} może być równy U^D, jeżeli:

(a) Dane zgłoszenie PP zostało dokonane w ramach RBB;

(b) Dla danego OREB ZWP = 0; oraz

(c) Jest to możliwe ze względu na ograniczenia dotyczące stosowania dodatkowej charakterystyki uruchomienia ze stanu gorącego, zgodnie z postanowieniami w pkt (11);

(2.11) ZWP musi być równy:

(a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{W1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze stałą mocą zgłoszonej dla danej JG_{W1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(c) 2, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze zmienną mocą zgłoszonej dla danej JG_{W1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP.

(3) Grafik obciążenia JG_{W1} dla OREB, dla którego stan JG_{W1} jest równy *P* i ZWP ≠ 1, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{W1}, z zastrzeżeniem pkt (4).

(4) Grafik obciążenia JG_{W1} dla OREB, dla którego stan JG_{W1} jest równy *P* i ZWP ≠ 1, może przyjąć wartość poniżej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1}, lecz nie niższą niż moc minimalna JG_{W1}, jeżeli nie jest możliwe osiągnięcie mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} ze względu na grafik obciążenia dla poprzedniego OREB oraz maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG_{W1}. Wówczas grafik obciążenia dla danego OREB musi być równy sumie grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{W1}.

(5) Grafik obciążenia JG_{W1} dla OREB, dla którego stan JG_{W1} jest równy *P* i ZWP ≠ 1:

(5.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{W1}; oraz

(5.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{W1}, z zastrzeżeniem pkt (6).

(6) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{W1} grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan JG_{W1} jest równy *P* i ZWP ≠ 1, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (5.2) pomniejszona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.

(7) Grafik obciążenia JG_{W1} dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1 i którego wartość jest większa niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} oraz maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W1}, o których mowa w pkt (3)-(6).

(8) Grafik obciążenia JG_{W1} dla OREB, dla którego stan JG_{W1} jest równy U^G, U^C albo U^Z, musi być równy w zależności od długości okresu uruchamiania składającego się z danego i poprzednich OREB, dla których stan JG_{W1} jest równy odpowiednio stanowi U^G, U^C albo U^Z:

(8.1) 0 MW, jeżeli dany okres uruchamiania jest nie dłuższy niż czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji określony dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego (odpowiednio TSG, TSC albo TSZ);

(8.2) Mocy osiąganej na koniec *n*-tego OREB zgodnie z danymi charakterystyki uruchamiania dla odpowiednio stanu gorącego, ciepłego albo zimnego, jeżeli dany okres uruchamiania jest dłuższy o *n* ($n > 0$) OREB od odpowiednio TSG, TSC albo TSZ;

Wielkości mocy, o których mowa w pkt (8.2), oraz wielkości TSG, TSC i TSZ są przyjmowane z ostatniej przyjętej OT dla danej JG_{W1} i dla doby handlowej, w której zawarty jest pierwszy OREB danego okresu uruchamiania.

(9) Stan JG_{W1} dla OREB, dla którego ZWP = 0 i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{W1}, może być równy *R*, jeżeli:

(9.1) Minimalny czas pracy JG_{W1} jest zerowy;

(9.2) Stan JG_{W1} dla poprzedniego OREB jest równy *P* i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{W1} jest równy *P*, jest nie krótszy niż minimalny czas pracy JG_{W1} lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego ZWP ≠ 0; lub

(9.3) Stan JG_{W1} jest równy U^D dla ostatniego OREB, który poprzedza dany OREB i dla którego stan JG_{W1} jest różny od *P;*

Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy JG_{W1}, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością JG_{W1} lub po pracy wymuszonej lub po uruchomieniu ze stanu gorącego według dodatkowej charakterystyki uruchamiania określonej grafikiem obciążenia.

(10) Stan JG_{W1} dla OREB, dla którego ZWP = 0, może być równy U^G, U^C albo U^Z, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest równy *R* albo odpowiednio U^G, U^C albo U^Z oraz:

(10.1) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest równy *R*: okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których ZWP = 0 i grafik obciążenia jest równy 0 MW, jest:

(a) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG_{W1} jest równy U^G:

(i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu gorącego (TPG); oraz

(ii) Krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu ciepłego (TPC);

(b) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG_{W1} jest równy U^C:

(i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu ciepłego (TPC); oraz

(ii) Krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu zimnego (TPZ);

(c) W przypadku gdy dla danego OREB stan JG_{W1} jest równy U^Z:

(i) Nie krótszy niż minimalny czas postoju, po którym może nastąpić uruchamianie dla stanu zimnego (TPZ);

(10.2) W przypadku gdy dla poprzedniego OREB stan JG_{W1} jest równy odpowiednio U^G, U^C albo U^Z: okres uruchamiania składający się z danego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{W1} jest równy odpowiednio U^G, U^C albo U^Z, jest nie

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

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

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

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

(a) Okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{W1} jest równy *R*, jest krótszy niż TPC; oraz

(b) Dla pierwszego OREB okresu postoju, o którym mowa w pkt (a), moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} jest równa 0 MW;

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

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

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

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

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

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

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

(a) Dla poprzedniego OREB lub następnego OREB stan JG_{W1} jest różny od *P* albo stan JG_{W1} jest równy *P* i ZWP = 1; lub

(b) Dla drugiego OREB następującego po danym OREB stan JG_{W1} jest różny od *P*;

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

(12.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(12.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{W1} dla danego typu rezerwy mocy;

(12.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_{W1} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(12.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{W1} i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (13)-(14);

(12.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{W1} i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (15)-(16);

(12.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{W1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{W1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(12.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{W1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{W1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$;

oraz

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

(13) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_{W1} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(13.1) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W1} i grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz

(13.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W1} i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(14) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_{W1} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(14.1) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla danego OREB; oraz

(14.2) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla poprzedniego OREB.

(15) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{W1} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(15.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(15.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(15.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(15.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(15.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB; oraz

(15.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W1} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(16) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{W1} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(16.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(16.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(16.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(16.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(16.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB; oraz

(16.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W1} dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

8.6.4 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{W2}

(1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{W2} muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{W2}, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG_{W2}.

(2) Grafik obciążenia i ZUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{W2} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia i ZUB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(5);

(2.2) Grafik obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W2};

(2.3) Grafik obciążenia JG_{W2}, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{W2}, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;

(2.4) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = *D*:

(a) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB; oraz

(b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W2}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.5) ZUB może być równy *D* dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB

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

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG_{W2} dla danego OREB;

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W2} dla danego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W2}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i następnego OREB; oraz

(ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W2}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5).

(3) Grafik obciążenia JG_{W2} dla OREB, dla którego ZUB = *D*:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{W2}; oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{W2}, z zastrzeżeniem pkt (4).

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{W2}, grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = *D*, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla poprzedniego i danego OREB;

(4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla danego OREB.

(5) Grafik obciążenia JG_{W2} musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{W2}, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli:

(5.1) Dla poprzedniego OREB ZUB = *D*; oraz

(5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{W2}.

(6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_{W2} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(6.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = *N*;

(6.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = *N*;

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

(6.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(6.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{W2} dla danego typu rezerwy mocy;

(6.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_{W2} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{W2} i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);

(6.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{W2} i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);

(6.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{W2} przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_{W2} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(6.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{W2} przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_{W2} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$;

oraz

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

(7) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_{W2} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(7.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W2} i grafiku obciążenia dla danego OREB;

(7.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{W2} i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

(7.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(8) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_{W2} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(8.1) Różnica grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla danego OREB;

(8.2) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla poprzedniego OREB; oraz

(8.3) Różnica grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB.

(9) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{W2} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(9.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{W2} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(9.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(10) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{W2} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(10.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.6) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.7) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{W2} dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{W2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

8.6.5 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{M1}

(1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{M1} muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{M1}, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG_{M1}.

(2) Grafik obciążenia, stan JG_{M1}, ZWP, niezależna zmiana stanu naładowania, potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{M1} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, stan JG_{M1}, ZWP, niezależna zmiana stanu naładowania, potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(6);

(2.2) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego $ZWP = 0$:

(a) W przypadku stanu JG_{M1} równego R: musi być równy 0 MW;

(b) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^G:

(i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji; oraz

(ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(c) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^P:

(i) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz

(ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);

(d) W przypadku stanu JG_{M1} równego U^G:

(i) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji; oraz

(ii) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji;

oraz

(e) W przypadku stanu JG_{M1} równego U^P:

(i) Nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz

(ii) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;

(2.3) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 1:

(a) Musi odpowiadać mocy obciążenia określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej ze stałą mocą JG_{M1}. Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;

(b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji, jeżeli:

(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni w kierunku generacji dla danego OREB; lub

(ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z ZWP = 1;

(c) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli:

(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni w kierunku poboru dla danego OREB; lub

(ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z ZWP = 1;

(d) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^G i dany OREB jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1:

(i) Nie może być mniejszy niż 0 MW;

(ii) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest różny od *R* i nie jest możliwe odstawienie JG_{M1} ze względu na minimalny czas pracy, tj.:

- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (13.1)-(13.2); albo
- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest mniejszy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (14.1)-(14.2);

(iii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P; oraz

(iv) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(e) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^G i dany OREB nie jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1:

(i) Nie może być mniejszy niż 0 MW; oraz

(ii) Nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji, jeżeli:

- Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku generacji dla danego OREB; lub
- Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z ZWP = 1 i grafik obciążenia jest większy niż 0 MW;

(f) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^P i dany OREB jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1:

(i) Nie może być większy niż 0 MW;

(ii) Nie może być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest różny od *R* i nie jest możliwe odstawienie JG_{M1} ze względu na minimalny czas pracy, tj.:

- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest większy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (13.1)-(13.2); albo
- W przypadku gdy grafik obciążenia dla poprzedniego OREB jest mniejszy niż 0 MW: nie są spełnione warunki, o których mowa w pkt (14.1)-(14.2);

(iii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G; oraz

(iv) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);

oraz

(g) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^P i dany OREB nie jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1:

(i) Nie może być większy niż 0 MW; oraz

(ii) Nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli:

- Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku poboru dla danego OREB; lub
- Dany OREB jest ostatnim OREB okresu z ZWP = 1 i grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;

(2.4) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 2:

(a) W przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^G:

(i) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji; oraz

(ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(7);

(b) W przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^P:

(i) Nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; oraz

(ii) Musi uwzględniać moc minimalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru oraz maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(12);

(2.5) Potencjał dostawy nie może być mniejszy niż potencjał dostawy dla ostatniego OREB *t*, który poprzedza dany OREB i dla którego suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh, jeżeli:

(a) Dla wszystkich OREB następujących po OREB *t* do danego OREB włącznie ZPDO = 0; oraz

(b) Dla danego OREB suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh;

(2.6) Potencjał odbioru nie może być mniejszy niż potencjał odbioru dla ostatniego OREB *t*, który poprzedza dany OREB i dla którego suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh, jeżeli:

(a) Dla wszystkich OREB następujących po OREB *t* do danego OREB włącznie ZPDO = 0; oraz

(b) Dla danego OREB suma potencjału dostawy i potencjału odbioru jest większa niż 0 MWh;

(2.7) Suma potencjału dostawy i potencjału odbioru nie może być większa niż pojemność MEE albo ESP związanej z JG_{M1};

(2.8) ZPDO musi być równy 1, jeżeli dany OREB jest pierwszym OREB doby handlowej;

(2.9) Stan JG_{M1} może być równy *R*, jeżeli dla danego OREB ZWP = 0 oraz:

(a) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest równy 0 MW;

(b) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest większy niż 0 MW i:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB jest równa 0 MW; lub

(ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (13);

albo

(c) Dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW i:

(i) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru dla danego OREB jest równa 0 MW; lub

(ii) Jest to możliwe ze względu na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (14);

(2.10) Stan JG_{M1} może być równy P^G, jeżeli:

(a) Dla danego OREB ZWP $\neq$ 1 oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{M1} w kierunku generacji; lub

(b) Dla danego OREB ZWP = 1;

(2.11) Stan JG_{M1} może być równy P^P, jeżeli:

(a) Dla danego OREB ZWP $\neq$ 1 oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem; lub

(b) Dla danego OREB ZWP $=$ 1;

(2.12) Stan JG_{M1} musi być równy P^P albo P^G, jeżeli dla danego OREB ZWP $\neq$ 0;

(2.13) Stan JG_{M1} może być równy U^G albo U^P, jeżeli:

(a) Dla danego OREB ZWP $=$ 0;

(b) Dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*;

(c) Okres postoju składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{M1} jest równy *R*, nie jest krótszy niż minimalny czas postoju JG_{M1}; oraz

(d) W dobie zawierającej dany OREB liczba OREB, dla których stan JG_{M1} jest równy odpowiednio U^G albo U^P, nie jest większa niż maksymalna liczba uruchomień JG_{M1} w dobie do pracy w kierunku odpowiednio generacji albo poboru;

(2.14) Stan JG_{M1} nie może być równy P^G albo U^G, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB jest równa 0 MW;

(2.15) Stan JG_{M1} nie może być równy P^P albo U^P, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru dla danego OREB jest równa 0 MW;

(2.16) ZWP musi być równy:

(a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{M1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze stałą mocą zgłoszonej dla danej JG_{M1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(c) 2, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej ze zmienną mocą zgłoszonej dla danej JG_{M1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP.

(3) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP $= 0$, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji.

(4) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP $= 2$, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji.

(5) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP $\neq 1$:

(5.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji; oraz

(5.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (6).

(6) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{M1} grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP $\neq 1$, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (5.2) pomniejszona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.

(7) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1 i którego wartość jest większa niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji oraz

maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(6).

(8) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP $= 0$, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

(9) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP $= 2$, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

(10) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP $\neq 1$:

(10.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (11); oraz

(10.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru.

(11) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{M1} grafik obciążenia dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP $\neq 1$, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (10.1) powiększona o różnicę mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB, jeżeli ta różnica jest dodatnia.

(12) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, który jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1 i którego wartość jest mniejsza niż 0 MW, musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru oraz maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M1} w kierunku poboru, o których mowa w pkt (8)-(11).

(13) Stan JG_{M1} dla OREB, dla którego ZWP = 0 i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia JG_{M1} jest większy niż 0 MW, może być równy *R*, jeżeli:

(13.1) Minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku generacji jest zerowy; lub

(13.2) Stan JG_{M1} dla poprzedniego OREB jest równy P^G i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{M1} jest równy P^G, jest nie krótszy niż minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku generacji lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego ZWP $\neq 0$.

Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia z pracy w kierunku generacji przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku generacji, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością JG_{M1} lub po pracy wymuszonej.

(14) Stan JG_{M1} dla OREB, dla którego ZWP = 0 i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru jest większa niż 0 MW, następującego po OREB, dla którego grafik obciążenia JG_{M1} jest mniejszy niż 0 MW, może być równy *R*, jeżeli:

(14.1) Minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku poboru jest zerowy; lub

(14.2) Stan JG_{M1} dla poprzedniego OREB jest równy P^P i okres pracy składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których stan JG_{M1} jest równy P^P, jest nie krótszy niż minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku poboru lub zawiera co najmniej jeden OREB, dla którego ZWP ≠ 0.

Oznacza to, że nie jest możliwe zgłoszenie odstawienia z pracy w kierunku poboru przed spełnieniem ograniczenia na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku poboru, za wyjątkiem odstawienia związanego z niedyspozycyjnością JG_{M1} lub po pracy wymuszonej.

(15) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_{M1} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(15.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZWP = 1;

(15.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZWP = 1;

(15.4) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli stan JG_{M1} jest różny od P^G albo P^P;

(15.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G i dla poprzedniego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;

(b) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^P i:

(i) Dla następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan JG_{M1} jest równy *R*; lub

(ii) Dla danej JG_{M1} moc maksymalna w kierunku poboru jest równa mocy minimalnej w kierunku poboru i dla poprzedniego, danego lub następnego OREB ZWP = 2;

(c) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^P; lub

(d) Dla danej JG_{M1} znacznik dostępności mFRRd w kierunku generacji ze względu na możliwość zmiany stanu JG_{M1} przy wykorzystaniu rezerwy, o którym mowa w pkt 8.6.2(5.1.d.vi), jest równy 0 i dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan JG_{M1} jest równy *R*.

(15.6) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P i dla poprzedniego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest większy niż 0 MW;

(b) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^G i:

(i) Dla następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan JG_{M1} jest równy *R*; lub

(ii) Dla danej JG_{M1} moc maksymalna w kierunku generacji jest równa mocy minimalnej w kierunku generacji i dla poprzedniego, danego lub następnego OREB ZWP = 2;

(c) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^G;

(d) Dla danej JG_{M1} znacznik dostępności mFRRd w kierunku poboru ze względu na możliwość zmiany stanu JG_{M1} przy wykorzystaniu rezerwy, o którym mowa w pkt 8.6.2(5.1.d.vii), jest równy 0 i dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB stan JG_{M1} jest równy *R*.

(15.7) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^G i układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo

(b) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^P i układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;

(15.8) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla $mFRRd^G$ w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo

(b) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^P i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla $mFRRd^G$ w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;

(15.9) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy P^G i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla $mFRRd^D$ w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; albo

(b) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P i dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji dla $mFRRd^D$ w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;

(15.10) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż:

(a) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^G: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy;

(b) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^P: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy;

(c) W przypadku stanu JG_{M1} równego *R* albo U^G i typu rezerwy mocy równego $mFRRd^G$: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku generacji dla $mFRRd^G$;

(d) W przypadku stanu JG_{M1} równego *R* albo U^P i typu rezerwy mocy równego $mFRRd^D$: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku poboru dla $mFRRd^D$;

(e) W przypadku stanu JG_{M1} równego U^G i typu rezerwy mocy równego RR^G albo RR^D: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku generacji odpowiednio dla RR^G albo RR^D;

(f) W przypadku stanu JG_{M1} równego U^P i typu rezerwy mocy równego RR^G albo RR^D: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku poboru odpowiednio dla RR^G albo RR^D;

(15.11) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż:

(a) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^G: minimalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku generacji odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(b) W przypadku stanu JG_{M1} równego P^P: minimalny zakres rezerwy mocy JG_{M1} w kierunku poboru odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(15.12) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{M1} i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (16)-(17);

(15.13) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{M1} i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (18)-(21);

(15.14) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednego OREB w okresie od trzeciego OREB poprzedzającego dany OREB do trzeciego OREB następującego po danym OREB:

(a) Stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G; oraz

(b) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ jest większy niż 0 MW;

(15.15) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{M1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu potencjałów dostawy, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej RR^G dla poprzednich OREB, wartości ZPDO, oferowanych mocy

maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{M1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(15.16) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_{M1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu potencjałów odbioru, w tym ich wykorzystania na potrzeby świadczenia grafiku mocy bilansującej RR^D dla poprzednich OREB, wartości ZPDO, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{M1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$;

oraz

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

(16) W przypadku JG_{M1}, dla której moc maksymalna w kierunku generacji jest większa niż moc minimalna w kierunku generacji, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G:

(16.1) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(a) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz

(b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB;

(16.2) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(a) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB; oraz

(b) Różnica grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB.

(17) W przypadku JG_{M1}, dla której moc maksymalna w kierunku poboru jest większa niż moc minimalna w kierunku poboru, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P:

(17.1) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(a) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla danego OREB; oraz

(b) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB;

(17.2) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(a) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz

(b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(18) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{M1}, który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G, nie może być większy niż:

(18.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(18.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(18.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(18.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(18.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB; oraz

(18.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(19) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{M1}, który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P, nie może być większy niż:

(19.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(19.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(19.3) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(19.4) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(19.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB; oraz

(19.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M1} w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(20) W przypadku JG_{M1}, dla której moc maksymalna w kierunku poboru jest większa niż moc minimalna w kierunku poboru, grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$, który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P, nie może być większy niż:

(20.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(20.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(20.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(20.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla

danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(20.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB; oraz

(20.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku poboru dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(21) W przypadku JG_{M1}, dla której moc maksymalna w kierunku generacji jest większa niż moc minimalna w kierunku generacji, grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$, który jest większy niż 0 MW, dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^G, nie może być większy niż:

(21.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(21.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(21.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(21.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(21.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB; oraz

(21.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M1} w kierunku generacji dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(22) Potencjał dostawy, potencjał odbioru i ZPDO w zgłoszeniu PP w ramach RBB dla JG_{M1} muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(22.1) Potencjał dostawy nie może być mniejszy niż potencjał dostawy z ostatniego przyjętego PP dla danej JG_{M1} i danego OREB;

(22.2) Potencjał odbioru nie może być mniejszy niż potencjał odbioru z ostatniego przyjętego PP dla danej JG_{M1} i danego OREB;

(22.3) ZPDO musi być równy 1, jeżeli w ostatnim przyjętym PP dla danej JG_{M1} i danego OREB ZPDO = 1;

(22.4) ZPDO musi być równy 0, jeżeli:

(a) Dana JG_{M1} nie jest utworzona z MWE ESP i w ostatnim przyjętym PP dla danej JG_{M1}:

(i) Dla danego OREB ZPDO = 0; oraz

(ii) Suma potencjałów dostawy i odbioru w okresie składającym się z danego i późniejszych OREB, dla których ZPDO = 0, jest większa niż 0 MWh;

(b) Dana JG_{M1} jest utworzona z MWE ESP i w ostatnim przyjętym PP:

(i) Dla każdej JG_{M1} danej ESP dla danego OREB ZPDO = 0; oraz

(ii) Dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP suma potencjałów dostawy i odbioru w okresie składającym się z danego i późniejszych OREB, dla których ZPDO = 0, jest większa niż 0 MWh.

8.6.6 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{M2}

(1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{M2} muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{M2}, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG_{M2}.

(2) Grafik obciążenia, ZUB, potencjał dostawy i potencjał odbioru w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{M2} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, ZUB, potencjał dostawy i potencjał odbioru muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(10);

(2.2) Grafik obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku generacji;

(2.3) Grafik obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;

(2.4) Grafik obciążenia JG_{M2}, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku generacji, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku generacji dla danego OREB;

(2.5) Grafik obciążenia JG_{M2}, który jest mniejszy niż 0 MW, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny w kierunku poboru dla danego OREB;

(2.6) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = D^G:

(a) Nie może być mniejszy niż 0 MW;

(b) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB; oraz

(c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.7) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = D^P:

(a) Nie może być większy niż 0 MW;

(b) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB; oraz

(c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8);

(2.8) Suma potencjałów dostawy i potencjałów odbioru dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny, nie może być większa niż pojemność MEE albo ESP związanej z JG_{M2};

(2.9) ZUB może być równy D^G dla danego OREB, jeżeli ZUB $\neq D^P$ dla poprzedniego OREB oraz grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB;

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż 0 MW;

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i następnego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.10) ZUB może być równy D^P dla danego OREB, jeżeli ZUB $\neq D^G$ dla poprzedniego OREB oraz grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB;

(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być większy niż 0 MW;

(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i następnego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8).

(3) Grafik obciążenia JG_{M2} dla OREB, dla którego ZUB = D^G:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji; oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (4).

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{M2} grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = D^G, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB.

(5) Grafik obciążenia JG_{M2} musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli:

(5.1) Dla poprzedniego OREB ZUB = D^G; oraz

(5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JG_{M2} w kierunku generacji.

(6) Grafik obciążenia JG_{M2} dla OREB, dla którego ZUB = D^P:

(6.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (7); oraz

(6.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru.

(7) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{M2} grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = D^P, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (6.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(7.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(7.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB.

(8) Grafik obciążenia JG_{M2} musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{M2} w kierunku poboru, o których mowa w pkt (6)-(7), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli:

(8.1) Dla poprzedniego OREB ZUB = D^P; oraz

(8.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna JG_{M2} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

(9) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_{M2} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(9.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = *N*;

(9.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = *N*;

(9.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) W przypadku ZUB = D^G: dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji jest niedyspozycyjny;

(b) W przypadku ZUB = D^P: dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;

(9.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli:

(a) W przypadku ZUB = D^G: dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w kierunku generacji jest niedyspozycyjny;

(b) W przypadku ZUB = D^P: dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w kierunku poboru jest niedyspozycyjny;

(9.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż:

(a) W przypadku ZUB = D^G: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M2} w kierunku generacji dla danego typu rezerwy mocy;

(b) W przypadku ZUB = D^P: maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{M2} w kierunku poboru dla danego typu rezerwy mocy;

(9.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż:

(a) W przypadku ZUB = D^G: minimalny zakres rezerwy mocy JG_{M2} w kierunku generacji odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(b) W przypadku ZUB = D^P: minimalny zakres rezerwy mocy JG_{M2} w kierunku poboru odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(9.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{M2} i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (10)-(13);

(9.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{M2} i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego

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

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

(a) Różnica pomiędzy:

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

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

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

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

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

oraz

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

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

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

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

(10.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

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

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

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

(11.3) Różnica grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB.

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

(12.1) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB;

(12.2) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB; oraz

(12.3) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB.

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

(13.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB;

(13.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

(13.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB oraz wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(14) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$, który jest większy niż 0 MW, dla JG_{M2} dla danego OREB, dla którego ZUB = D^G, nie może być większy niż:

(14.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(14.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(14.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(14.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(14.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(14.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(14.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(14.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(14.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(15) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$, który jest większy niż 0 MW, dla JG_{M2} dla danego OREB, dla którego ZUB = D^G, nie może być większy niż:

(15.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(15.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(15.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(15.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(15.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(15.6) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(15.7) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(15.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku generacji dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(15.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(16) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$, który jest większy niż 0 MW, dla JG_{M2} dla danego OREB, dla którego ZUB = D^P, nie może być większy niż:

(16.1) Dwukrotna wartość różnicy: (i) pomiędzy wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(16.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(16.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(16.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(16.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(16.6) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej

przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(16.7) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(16.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(16.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(17) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$, który jest większy niż 0 MW, dla JG_{M2} dla danego OREB, dla którego ZUB = D^P, nie może być większy niż:

(17.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(17.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(17.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(17.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(17.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(17.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(17.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(17.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{M2} w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(17.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_{M2} i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(18) Potencjał dostawy i potencjał odbioru w zgłoszeniu PP w ramach RBB dla JG_{M2} muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(18.1) Suma potencjałów dostawy dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny nie może być mniejsza niż suma potencjałów dostawy dla tych OREB z ostatniego przyjętego PP;

(18.2) Suma potencjałów odbioru dla danego i poprzednich OREB należących do tej samej godziny nie może być mniejsza niż suma potencjałów odbioru dla tych OREB z ostatniego przyjętego PP.

8.6.7 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_O

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

(2) Grafik obciążenia i ZUB w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_O muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia i ZUB muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(12);

(2.2) Grafik obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_O z przeciwnym znakiem;

(2.3) Grafik obciążenia JG_O, który jest mniejszy niż 0 MW, nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_O z przeciwnym znakiem, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;

(2.4) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = *D*:

(a) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB; oraz

(b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_O, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.5) ZUB może być równy *D* dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG_O z przeciwnym znakiem dla danego OREB;

(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_O z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_O, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i następnego OREB; oraz

(ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_O, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5).

(3) Grafik obciążenia JG_O dla OREB, dla którego ZUB = *D*:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_O, z zastrzeżeniem pkt (4); oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_O.

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_O grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = *D*, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (3.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_O dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_O dla danego OREB.

(5) Grafik obciążenia JG_O musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_O, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli:

(5.1) Dla poprzedniego OREB ZUB = *D*; oraz

(5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna JG_O z przeciwnym znakiem.

(6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_O muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(6.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = *N*;

(6.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = *N*;

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

(6.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(6.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_O dla danego typu rezerwy mocy;

(6.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_O odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_O i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);

(6.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_O i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);

(6.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_O przy uwzględnieniu oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_O oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(6.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_O przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_O oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$;

oraz

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

(7) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_O dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(7.1) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O dla danego OREB;

(7.2) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O dla poprzedniego OREB; oraz

(7.3) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB.

(8) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_O dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_O i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB;

(8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_O i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

(8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB oraz wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(9) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_O dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(9.2) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.3) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.4) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.5) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.6) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.7) Różnica pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_O dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(9.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) wartością bezwzględną grafiku obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą oferowanej mocy minimalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(10) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_O dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(10.1) Dwukrotna wartość różnicy: (i) pomiędzy oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla poprzedniego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla danego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_O dla następnego OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_O i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

8.6.8 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_{Z1}

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

(2) Grafik obciążenia, ZWP i grafik obciążenia magazynu w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{Z1} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, ZWP i grafik obciążenia magazynu muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(13);

(2.2) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 0:

(a) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{Z1}; oraz

(b) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{Z1}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(4);

(2.3) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 1:

(a) Musi być równy mocy redukcji generacji określonej dla danego OREB w zatwierdzonym wstępnie przez OSP zgłoszeniu przez SOWE pracy wymuszonej JG_{Z1}. Ostateczne zatwierdzenie zgłoszenia pracy wymuszonej jest dokonywane przez przyjęcie zgłoszenia PP uwzględniającego pracę wymuszoną;

(b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{Z1}, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni dla danego OREB;

(c) Musi spełniać warunek, o którym mowa w pkt (2.2.a), jeżeli:

(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB; lub

(ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z ZWP = 1;

oraz

(d) Musi w taki sam sposób jak dla OREB, dla którego ZWP = 0, uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{Z1}, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(4), jeżeli dany OREB jest pierwszym OREB okresu z ZWP = 1;

(2.4) ZWP musi być równy:

(a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{Z1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{Z1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;

(2.5) W przypadku JG_{Z1}, w skład której wchodzi MEE, grafik obciążenia magazynu nie może być:

(a) Większy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG_{Z1} w kierunku generacji; oraz

(b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG_{Z1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

(3) Grafik obciążenia JG_{Z1} dla OREB, dla którego ZWP = 0:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_{Z1}; oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_{Z1}, z zastrzeżeniem pkt (4).

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{Z1} grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 0, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą sumie:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{Z1} dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(4.2) Różnicy mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{Z1} dla danego i poprzedniego OREB.

(5) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_{Z1} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(5.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZWP = 1;

(5.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZWP = 1;

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

(5.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(5.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_{Z1} dla danego typu rezerwy mocy;

(5.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_{Z1} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(5.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{Z1} i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(7);

(5.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_{Z1} i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G

i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(9);

(5.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością redukcji generacji danej JG_{Z1} dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{Z1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$;

oraz

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

(5.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością redukcji generacji danej JG_{Z1} dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZWP i uwarunkowań technicznych danej JG_{Z1} oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(6) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_{Z1} dla danego OREB nie może być większa niż:

(6.1) Grafik obciążenia dla danego OREB; oraz

(6.2) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB.

(7) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_{Z1} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(7.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{Z1} oraz grafiku obciążenia dla danego OREB; oraz

(7.2) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{Z1} oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(8) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{Z1} dla danego OREB nie może być większy niż:

(8.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(8.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(8.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(8.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(8.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB; oraz

(8.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(9) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{Z1} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(9.2) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(9.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(9.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(9.5) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB; oraz

(9.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_{Z1} dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

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

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

(2) Grafik obciążenia, ZUB i grafik obciążenia magazynu w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{Z2} i JG_{Z3} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, ZUB i grafik obciążenia magazynu muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(14);

(2.2) Grafik obciążenia nie może być większy niż:

(a) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_Z; oraz

(b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;

(2.3) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = *D*:

(a) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i danego OREB;

(b) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z dla danego OREB; oraz

(c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_Z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.4) ZUB może być równy *D* dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z dla poprzedniego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_Z dla danego OREB; oraz

(ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_Z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i następnego OREB;

(ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z dla następnego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_Z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);

(2.5) W przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE, grafik obciążenia magazynu nie może być:

(a) Większy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JG_Z w kierunku generacji; oraz

(b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JG_Z w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.

(3) Grafik obciążenia JG_{Z2} i JG_{Z3} dla OREB, dla którego ZUB = *D*:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_Z; oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany wielkości redukcji generacji (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_Z, z zastrzeżeniem pkt (4).

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_{Z2} lub JG_{Z3} grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = *D*, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodania, równą sumie:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_Z dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(4.2) Różnicy mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z dla danego i poprzedniego OREB.

(5) Grafik obciążenia JG_{Z2} i JG_{Z3} musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_{Z2} i JG_{Z3}, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli dla poprzedniego OREB ZUB = *D*.

(6) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_{Z2} i JG_{Z3} muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(6.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = *N*;

(6.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = *N*;

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

(6.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(6.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_Z dla danego typu rezerwy mocy;

(6.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_Z odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(6.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_Z i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (7)-(8);

(6.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_Z i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (9)-(10);

(6.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością redukcji generacji danej JG_Z dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_Z oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$;

oraz

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

(6.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością redukcji generacji danej JG_Z dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_Z oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(7) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_{Z2} i JG_{Z3} dla danego OREB nie może być większa niż:

(7.1) Grafik obciążenia dla danego OREB; oraz

(7.2) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB.

(8) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_{Z2} i JG_{Z3} dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_Z i grafiku obciążenia dla danego OREB;

(8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_Z i sumy mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

(8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i danego OREB i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(9) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{Z2} i JG_{Z3} dla danego OREB nie może być większy niż:

(9.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(9.2) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.3) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(9.4) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(9.5) Różnica pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB; oraz

(9.6) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) grafikiem obciążenia dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(10) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_{Z2} i JG_{Z3} dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla poprzedniego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla danego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z i grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_Z dla następnego OREB a (ii) sumą mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_Z i grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_Z i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

8.6.10 Warunki poprawności zgłoszeń PP dla JG_A

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

(2) Grafik obciążenia, ZUB oraz kody węzłów odwzorowania i grafiki obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_A w zgłoszeniu PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_A muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Grafik obciążenia, ZUB i grafiki obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_A muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(15);

(2.2) Kody węzłów odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_A muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_A;

(2.3) Grafik obciążenia nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_A w kierunku generacji;

(2.4) Grafik obciążenia nie może być mniejszy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_A w kierunku poboru z przeciwnym znakiem;

(2.5) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB = *D*:

(a) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB;

(b) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB; oraz

(c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_A, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6);

(2.6) Suma grafików obciążenia w lokalizacji dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_A musi być równa grafikowi obciążenia;

(2.7) ZUB może być równy *D* dla danego OREB, jeżeli grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki:

(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB; oraz

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB;

(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_A w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB;

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_A w kierunku generacji dla danego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_A, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6);

(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:

(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB;

(ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB; oraz

(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_A, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(6).

(3) Grafik obciążenia JG_A dla OREB, dla którego ZUB = *D*:

(3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JG_A, z zastrzeżeniem pkt (4); oraz

(3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JG_A, z zastrzeżeniem pkt (5).

(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_A grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = *D*, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (3.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla danego OREB.

(5) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JG_A grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB = *D*, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:

(5.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz

(5.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku generacji dla danego OREB.

(6) Grafik obciążenia JG_A musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_A, o których mowa w pkt (3)-(5), również dla OREB, dla którego ZUB = *N*, jeżeli dla poprzedniego OREB ZUB = *D*.

(7) Dane dotyczące mocy bilansujących w zgłoszeniu PP w ramach RBN dla JG_A muszą spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

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

(7.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB = *N*;

(7.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB = *N*;

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

(7.5) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;

(7.6) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy nie może być większy niż maksymalny zakres rezerwy mocy JG_A dla danego typu rezerwy mocy;

(7.7) Grafik mocy bilansującej FCR^G i FCR^D, który jest większy niż 0 MW, nie może być mniejszy niż minimalny zakres rezerwy mocy JG_A odpowiednio dla FCR^G i FCR^D;

(7.8) Grafiki mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_A i grafik obciążenia dla poprzedniego i danego OREB oraz oferowane moce z OEB dla danego i następnego OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (8)-(9);

(7.9) Grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$ oraz $mFRRd^D$ muszą być wykonalne ze względu na dyspozycyjność JG_A i grafik obciążenia dla poprzedniego, danego i następnego OREB oraz oferowane moce z OEB i grafiki mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i $aFRR^G$ oraz FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego, danego, następnego i drugiego OREB następującego po danym OREB, zgodnie z postanowieniami pkt (10)-(11);

(7.10) Grafik mocy bilansującej RR^G nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Maksymalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_A przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_A oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$; oraz

(ii) Grafikiem obciążenia dla danego OREB;

oraz

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

(7.11) Grafik mocy bilansującej RR^D nie może być większy niż:

(a) Różnica pomiędzy:

(i) Grafikiem obciążenia dla danego OREB; oraz

(ii) Minimalną wartością BPP dla danego OREB możliwą do osiągnięcia przez daną JG_A przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru, wartości ZUB i uwarunkowań technicznych danej JG_A oraz przy zachowaniu dostępności grafików mocy bilansujących FCR^D, $aFRR^D$ i $mFRRd^D$;

oraz

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

(8) Suma grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla JG_A dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(8.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla danego OREB;

(8.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku generacji i grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz

(8.3) Różnica oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB oraz grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB.

(9) Suma grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla JG_A dla danego OREB, która jest większa niż 0 MW, nie może być większa niż:

(9.1) Suma grafiku obciążenia i oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla danego OREB;

(9.2) Suma grafiku obciążenia i mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla poprzedniego OREB; oraz

(9.3) Suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB i oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB.

(10) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_A dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(10.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla poprzedniego OREB;

(10.2) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(10.3) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB a (ii) sumą grafiku

obciążenia dla poprzedniego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(10.4) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla danego OREB;

(10.5) Różnica pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla danego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(10.6) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(10.7) Różnica pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla następnego OREB;

(10.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) mocą maksymalną dyspozycyjną JG_A w kierunku generacji dla następnego OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

(10.9) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) oferowaną mocą maksymalną w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i drugiego OREB następującego po danym OREB a (ii) sumą grafiku obciążenia dla następnego OREB oraz grafików mocy bilansujących FCR^G i $aFRR^G$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB.

(11) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^D$ dla JG_A dla danego OREB, który jest większy niż 0 MW, nie może być większy niż:

(11.1) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla poprzedniego OREB;

(11.2) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla poprzedniego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(11.3) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(11.4) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla danego OREB;

(11.5) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla danego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(11.6) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia dla danego OREB oraz oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_A i następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(11.7) Różnica pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla następnego OREB;

(11.8) Dwukrotna wartość różnicy pomiędzy: (i) sumą grafiku obciążenia oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_A w kierunku poboru dla następnego OREB a (ii) sumą grafików mocy bilansujących FCR^D i $aFRR^D$ dla drugiego OREB następującego po danym OREB; oraz

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

8.6.11 Warunki poprawności grup zgłoszeń PP

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

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

(2) Grafiki obciążenia, stany JG_{M1}, potencjały dostawy, potencjały odbioru i ZPDO w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{M1} danej ESP muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Potencjał dostawy wyznaczony dla danej ESP jako suma potencjałów dostawy dla JG_{M1} danej ESP, potencjał odbioru wyznaczony dla danej ESP jako suma potencjałów odbioru dla JG_{M1} danej ESP oraz ZPDO wyznaczony dla danej ESP jako największa wartość ZPDO dla JG_{M1} danej ESP muszą wraz z tak wyznaczonymi dla danej ESP potencjałami dostawy, potencjałami odbioru i ZPDO dla wcześniejszych OREB spełniać warunki, o których mowa w pkt 8.6.5(2.5)-(2.7);

(2.2) Liczba JG_{M1} danej ESP, dla których dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^G, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{M1} w danej ESP do pracy w kierunku generacji;

(2.3) Liczba JG_{M1} danej ESP, dla których dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^P, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{M1} w danej ESP do pracy w kierunku poboru;

(2.4) Liczba JG_{M1} danej ESP, dla których dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy R i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest dodatni, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG_{M1} w danej ESP z pracy w kierunku generacji;

(2.5) Liczba JG_{M1} danej ESP, dla których dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy R i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest ujemny, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych odstawień JG_{M1} w danej ESP z pracy w kierunku poboru;

(2.6) Jeżeli dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP stan JG_{M1} jest równy U^G albo P^G, to dla pozostałych JG_{M1} danej ESP stan JG_{M1} nie może być równy U^P ani P^P;

(2.7) Jeżeli minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG_{M1} danej ESP jest dodatni i dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP nastąpiła zmiana stanu inna niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, to dla każdej JG_{M1} danej ESP okres składający się z poprzedniego i wcześniejszych OREB, dla których nie nastąpiła zmiana stanu inna niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością, jest nie krótszy niż minimalny czas pomiędzy zmianami stanów poszczególnych JG_{M1} danej ESP;

Zmianę stanu inną niż odstawienie związane z niedyspozycyjnością w danym OREB, o której mowa powyżej, określa się jako jeden z poniższych przypadków:

(i) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^G albo U^P;

(ii) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy R i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest dodatni; albo

(iii) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy R i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru jest dodatnia oraz dla poprzedniego OREB grafik obciążenia jest ujemny.

(3) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla JG_{M1} danej ESP muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(3.1) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^G$ dla JG_{M1} danej ESP dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy R, U^G albo P^G, musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP dla poprzedniego, danego, następnego lub

drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;

(3.2) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^{D}$ dla JG_{M1} danej ESP dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P, musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP dla poprzedniego, danego, następnego lub drugiego OREB następującego po danym OREB grafik obciążenia jest większy niż 0 MW;

(3.3) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^{D}$ dla JG_{M1} danej ESP dla danego OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy *R*, U^P albo P^P, musi być równy 0 MW, jeżeli dla co najmniej jednej JG_{M1} danej ESP dla co najmniej jednego OREB w okresie od trzeciego OREB poprzedzającego dany OREB do trzeciego OREB następującego po danym OREB:

(a) Stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G ; oraz

(b) Grafik mocy bilansującej $mFRRd^{G}$ jest większy niż 0 MW.

(4) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia, którego dotyczą te ograniczenia:

(4.1) Dla każdego typu rezerwy mocy suma grafików mocy bilansującej dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy danego typu, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(4.2) Suma grafików mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy w górę dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(4.3) Suma grafików mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy w dół dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG;

(4.4) Suma grafików mocy bilansujących dla wszystkich typów rezerwy mocy dla JG wchodzących w skład danej grupy JG nie może być większa niż maksymalna wielkość rezerwy mocy w dół i w górę, która może być świadczona jako moc bilansująca przez daną grupę JG.

(5) Dane dotyczące mocy bilansujących w grupie zgłoszeń PP w ramach RBN dla JG należących do danego DUB muszą dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(5.1) W przypadku typu rezerwy mocy równego FCR^{G} lub FCR^{D}:

(a) Jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej jest równy 1 dla danej JG należącej do danego DUB, to:

(i) Grafik mocy bilansującej dla danej JG musi być dodatni i równy minimalnemu zakresowi odpowiednio FCR^G lub FCR^D danej JG;

(ii) Dla każdej z pozostałych JG danego DUB kwalifikowanych do świadczenia odpowiednio FCR^G lub FCR^D grafik mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D nie może być większy niż jej minimalny zakres odpowiednio FCR^G lub FCR^D;

(iii) Suma grafików mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D dla wszystkich JG danego DUB musi być większa niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB;

(iv) Suma grafików mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D dla pozostałych JG danego DUB musi być mniejsza niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB; oraz

(v) Dla pozostałych JG danego DUB kwalifikowanych do świadczenia odpowiednio FCR^G lub FCR^D znacznik zakontraktowania mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy musi być równy 0;

(b) Jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej jest równy 0 dla każdej JG danego DUB, to suma grafików mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D dla wszystkich JG danego DUB nie może być większa niż wielkość mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB;

(5.2) W przypadku typu rezerwy mocy innego niż FCR^G i FCR^D: suma grafików mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy dla wszystkich JG danego DUB nie może być większa niż wielkość mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabyta od danego DUB przez OSP w ramach RMB.

8.6.12 Weryfikacja zgłoszeń PP

(1) Weryfikacja zgłoszeń PP w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, składa się z następujących etapów weryfikacji, przeprowadzanych zgodnie z poniższą kolejnością, w ramach których zgłoszenia mogą być odrzucone albo przyjęte, w tym przyjęte ze zmianami, do dalszych etapów weryfikacji:

(1.1) Weryfikacja danych identyfikacyjnych;

(1.2) Podstawowa weryfikacja danych handlowo-technicznych PP:

(a) Dla pojedynczej JG;

(b) Dla grupy JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień;

(c) Dla grupy JG_{M1} danej ESP;

(1.3) Dodatkowa weryfikacja danych handlowo-technicznych PP:

(a) Dla pojedynczej JG;

(b) Dla grupy JG_{M1} danej ESP;

(c) Dla grupy JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących;

(d) Dla grupy JG należących do danego DUB.

(2) Pojedyncza iteracja weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB składa się z etapów weryfikacji, o których mowa w pkt (1.1)-(1.2), przeprowadzanych zgodnie z podaną kolejnością tych etapów.

(3) Dany etap weryfikacji zgłoszeń PP polega na sprawdzeniu spełnienia następujących warunków:

(3.1) W przypadku weryfikacji danych identyfikacyjnych: warunków określonych w pkt 8.6.3(1), 8.6.4(1), 8.6.5(1), 8.6.6(1), 8.6.7(1), 8.6.8(1), 8.6.9(1) i 8.6.10(1);

(3.2) W przypadku podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP:

(a) Dla pojedynczej JG: warunków określonych w pkt 8.6.3(2), 8.6.4(2), 8.6.5(2), 8.6.6(2), 8.6.7(2), 8.6.8(2), 8.6.9(2), 8.6.10(2), oraz dodatkowo:

(i) W przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN: warunków określonych w pkt 8.6.3(12.1), 8.6.4(6.1), 8.6.5(15.1), 8.6.6(9.1), 8.6.7(6.1), 8.6.8(5.1), 8.6.9(6.1), 8.6.10(7.1);

(ii) W przypadku zgłoszeń PP w ramach RBB: warunków określonych w pkt 8.6.5(22) i 8.6.6(18);

(b) Dla grupy JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień: warunek określony w pkt 8.6.11(1);

(c) Dla grupy JG_{M1} danej ESP: warunków określonych w pkt 8.6.11(2);

(3.3) W przypadku dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP:

(a) Dla pojedynczej JG: warunków określonych w pkt 8.6.3(12), 8.6.4(6), 8.6.5(15), 8.6.6(9), 8.6.7(6), 8.6.8(5), 8.6.9(6), 8.6.10(7) innych niż te, o których mowa w pkt (3.2.a.i);

(b) Dla grupy JG_{M1} danej ESP: warunków określonych w pkt 8.6.11(3);

(c) Dla grupy JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących: warunków określonych w pkt 8.6.11(4);

(d) Dla grupy JG należących do danego DUB: warunków określonych w pkt 8.6.11(5).

(4) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego są spełnione wszystkie warunki sprawdzane podczas weryfikacji zgłoszeń PP, jest przyjmowane bez zmian.

(5) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego nie są spełnione warunki sprawdzane podczas weryfikacji danych identyfikacyjnych, jest odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.

(6) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB, dla którego dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej

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

(6.1) Dla JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1}: odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

(6.2) Dla JG_{W2}:

(a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.4(2.1)-(2.4) i 8.6.4(6.1) nie są spełnione;

(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:

(i) Warunki określone w pkt 8.6.4(2.1)-(2.4) i 8.6.4(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz

(ii) Warunki określone w pkt 8.6.4(2.5) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(2.5), przyjmuje się ZUB równy *N*;

(6.3) Dla JG_{M2}:

(a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) nie są spełnione;

(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:

(i) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz

(ii) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10), przyjmuje się ZUB równy *N*;

(6.4) Dla JG_{O}:

(a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.7(2.1)-(2.4) i 8.6.7(6.1) nie są spełnione;

(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:

(i) Warunki określone w pkt 8.6.7(2.1)-(2.4) i 8.6.7(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz

(ii) Warunki określone w pkt 8.6.7(2.5) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(2.5), przyjmuje się ZUB równy *N*;

(6.5) Dla JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.9(2.1)-(2.3), 8.6.9(2.5) i 8.6.9(6.1) nie są spełnione;

(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:

(i) Warunki określone w pkt 8.6.9(2.1)-(2.3), 8.6.9(2.5) i 8.6.9(6.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz

(ii) Warunki określone w pkt 8.6.9(2.4) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(2.4), przyjmuje się ZUB równy *N*;

(6.6) Dla JG_A:

(a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.10(2.1)-(2.6) i 8.6.10(7.1) nie są spełnione;

(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:

(i) Warunki określone w pkt 8.6.10(2.1)-(2.6) i 8.6.10(7.1) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz

(ii) Warunki określone w pkt 8.6.10(2.7) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(2.7), przyjmuje się ZUB równy *N*.

(7) Zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB dotyczące JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, dla których nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, są odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.

(8) Zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB dotyczące JG_{M1} danej ESP, dla których nie są spełnione warunki sprawdzane podczas podstawowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG_{M1} danej ESP, są odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.

(9) Zgłoszenie PP w ramach RBN, dla którego dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla pojedynczej JG, jest przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:

(9.1) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{W1}:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy,

do świadczenia którego JG_{W1} jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{W1} jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.3)-(12.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_{W1} jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.7)-(12.8);

(d) Jeżeli dana JG_{W1} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.3(12.9);

(e) Jeżeli dana JG_{W1} jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.3(12.10) lub 8.6.3(12.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.3(12.10) lub 8.6.3(12.11);

(9.2) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{W2}:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{W2} jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{W2} jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.3)-(6.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_{W2} jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych

wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.7)-(6.8);

(d) Jeżeli dana JG_{W2} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.4(6.9);

(e) Jeżeli dana JG_{W2} jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.4(6.10) lub 8.6.4(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.4(6.10) lub 8.6.4(6.11);

(9.3) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{M1}:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{M1} jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{M1} jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.3)-(15.11) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.12), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_{M1} jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.11)-(15.12);

(d) Jeżeli dana JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.13) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.13);

(e) Jeżeli dana JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ i $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.5(15.14), to dla danego OREB jest przyjmowany grafik mocy bilansującej $mFRR^D$ równy 0 MW;

(f) Jeżeli dana JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.5(15.15) lub 8.6.5(15.16), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.5(15.15) lub 8.6.5(15.16);

(9.4) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{M2}:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{M2} jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{M2} jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.3)-(9.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_{M2} jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.7)-(9.8);

(d) Jeżeli dana JG_{M2} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(9.9);

(e) Jeżeli dana JG_{M2} jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.6(9.10) lub 8.6.6(9.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.6(9.10) lub 8.6.6(9.11);

(9.5) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_O:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_O jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_O jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone

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

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_O jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.7)-(6.8);

(d) Jeżeli dana JG_O jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.7(6.9);

(e) Jeżeli dana JG_O jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.7(6.10) lub 8.6.7(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.7(6.10) lub 8.6.7(6.11);

(9.6) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_{Z1}:

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{Z1} jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_{Z1} jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.3)-(5.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_{Z1} jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.7)-(5.8);

(d) Jeżeli dana JG_{Z1} jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.8(5.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej

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

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

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

(a) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.2), to dla danego OREB i dla każdego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_Z jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_Z jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.3)-(6.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_Z jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.7)-(6.8);

(d) Jeżeli dana JG_Z jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(6.9);

(e) Jeżeli dana JG_Z jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.9(6.10) lub 8.6.9(6.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.9(6.10) lub 8.6.9(6.11);

(9.8) W przypadku zgłoszenia PP dla JG_A:

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

do świadczenia którego JG_A jest kwalifikowana, jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(b) Jeżeli dla danego OREB i dla danego typu rezerwy mocy, do świadczenia którego JG_A jest kwalifikowana, nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.3)-(7.7) związane z danym typem rezerwy mocy, to dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest przyjmowany grafik mocy bilansującej równy 0 MW;

(c) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.8), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż mFRRd i RR, do świadczenia których JG_A jest kwalifikowana, w następującej kolejności $aFRR^D$, $aFRR^G$, FCR^D, FCR^G do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.7)-(7.8);

(d) Jeżeli dana JG_A jest kwalifikowana do świadczenia $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.9) związane z odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$, to grafik mocy bilansującej odpowiednio $mFRR^G$ lub $mFRR^D$ dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w pkt 8.6.10(7.9);

(e) Jeżeli dana JG_A jest kwalifikowana do świadczenia RR^G lub RR^D oraz dla danego OREB nie są spełnione warunki określone odpowiednio w pkt 8.6.10(7.10) lub 8.6.10(7.11), to grafik mocy bilansującej odpowiednio RR^G lub RR^D dla danego OREB jest zmniejszany do największej nieujemnej wartości, dla której są spełnione warunki określone w odpowiednio pkt 8.6.10(7.10) lub 8.6.10(7.11).

(10) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące JG_{M1} danej ESP, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione wszystkie warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG_{M1} danej ESP, są przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:

(10.1) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(3.1), to dla danego OREB i dla zgłoszeń PP dla JG_{M1} danej ESP, dla których stan JG_{M1} dla danego OREB jest równy R, U^G albo P^G, są przyjmowane grafiki mocy bilansującej $mFRRd^G$ równe 0 MW;

(10.2) Jeżeli dla danego OREB nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(3.2) i 8.6.11(3.3), to dla danego OREB i dla zgłoszeń PP dla JG_{M1} danej ESP, dla których stan JG_{M1} dla danego OREB jest równy R, U^P albo P^P, są przyjmowane grafiki mocy bilansującej $mFRRd^D$ równe 0 MW.

(11) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące JG powiązanych ograniczeniami w świadczeniu usług bilansujących, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych

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

(11.1) Jeżeli dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.1), to grafiki mocy bilansującej dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.1) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);

(11.2) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.2), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB dla typów rezerwy mocy w górę są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności RR^{G}, $mFRRd^{G}$, $aFRR^{G}$, FCR^{G} i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.2) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);

(11.3) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.3), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB dla typów rezerwy mocy w dół są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności RR^{D}, $mFRRd^{D}$, $aFRR^{D}$, FCR^{D} i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.3) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);

(11.4) Jeżeli dla danego OREB nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(4.4), to grafiki mocy bilansujących dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następującej kolejności RR^{D}, RR^{G}, $mFRRd^{D}$, $mFRRd^{G}$, $aFRR^{D}$, $aFRR^{G}$, FCR^{D}, FCR^{G} i w ramach danego typu rezerwy mocy dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(4.4) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7).

(12) Zgłoszenia PP w ramach RBN dotyczące JG należących do danego DUB, dla których dla co najmniej jednego OREB aktywnego okresu zgłoszenia nie są spełnione warunki sprawdzane podczas dodatkowej weryfikacji danych handlowo-technicznych PP dla grupy JG należących do danego DUB, są przyjmowane ze zmianami zgodnie z następującymi zasadami stosowanymi w kolejności jak niżej:

(12.1) Jeżeli dla danego OREB i typu rezerwy mocy FCR^G lub FCR^D nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(5.1.a), to dla poszczególnych zgłoszeń PP jest przyjmowany dla danego OREB i odpowiednio typu rezerwy mocy FCR^G lub FCR^D znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 0;

(12.2) Jeżeli dla danego OREB i typu rezerwy mocy FCR^G lub FCR^D nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.1.b), to grafiki mocy bilansującej odpowiednio FCR^G lub FCR^D dla danego OREB są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których są spełnione warunki określone w pkt 8.6.11(5.1.b) oraz odpowiednio dla rodzaju JG: 8.6.3(12.7), 8.6.4(6.7), 8.6.5(15.11), 8.6.6(9.7), 8.6.7(6.7), 8.6.8(5.7), 8.6.9(6.7) albo 8.6.10(7.7);

(12.3) Jeżeli dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy innego niż FCR^G lub FCR^D nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.2), to grafiki mocy bilansującej dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy są zmniejszane dla poszczególnych zgłoszeń PP w kolejności malejących wartości stempla czasowego do największych nieujemnych wartości, dla których jest spełniony warunek określony w pkt 8.6.11(5.2).

(13) Zgłoszenie PP w ramach RBN oraz RBB zmienione na danym etapie weryfikacji w związku z niespełnieniem określonego warunku jest przetwarzane w danym etapie weryfikacji (w przypadku konieczności sprawdzenia spełnienia kolejnych warunków w ramach danego etapu weryfikacji) i w następnych etapach weryfikacji z uwzględnieniem zmian dokonanych w tym zgłoszeniu PP.

(14) W przypadku gdy dla JG należącej do grupy JG, dla której w pkt 8.6.11 określono warunki poprawności grup zgłoszeń, nie dostarczono zgłoszenia PP w ramach RBN oraz RBB lub takie zgłoszenie PP zostało odrzucone na wcześniejszym etapie weryfikacji, to na potrzeby weryfikacji danej grupy zgłoszeń PP są wykorzystywane dla danej JG:

(14.1) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBN: dane z zerowego PP dla danej JG, o którym mowa w pkt (19);

(14.2) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB: dane z PPZ dla danej JG, o którym mowa w pkt 10.6;

(15) Jeżeli dla godziny *h* doby *d*-1 chwila zamknięcia bramki na RBB ma miejsce po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej *d*, to zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i dla doby handlowej *d*-1 dostarczone w okresie po zamknięciu bramki na RBB dla godziny *h*-1 i do chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* włącznie jest weryfikowane:

(15.1) W przypadku gdy w danym okresie zostało dostarczone zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej *d*: razem ze zgłoszeniem PP dla danej JG i doby handlowej *d*:

(a) Warunki poprawności zgłoszeń PP dla dób handlowych *d*-1 i *d* są sprawdzane łącznie względem danych z PPZ dla danej JG i dla OREB poprzedzających aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszenia PP dla doby handlowej *d*-1;

(b) Odrzucenie zgłoszenia PP dla doby handlowej *d*-1 lub *d* skutkuje odrzuceniem obu zgłoszeń PP w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

(15.2) W przypadku gdy w danym okresie nie zostało dostarczone zgłoszenie PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej *d*: względem danych z PPZ dla danej JG i doby handlowej *d* oraz danych z PPZ dla OREB poprzedzających aktywny okres zgłoszenia dla zgłoszenia PP dla doby handlowej *d*-1;

Jeżeli zgłoszenie PP dla doby handlowej *d*-1 skutkuje brakiem wykonalności PPZ dla doby handlowej *d*, to zgłoszenie PP dla doby handlowej *d*-1 jest odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia.

(16) W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBN dla doby handlowej *d*, z zastrzeżeniem pkt (20), dla każdej JG jest wyznaczany przyjęty PP w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. Przyjęty PP jest równy:

(16.1) Zgłoszonemu PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP bez zmian;

(16.2) PP zmodyfikowanemu w wyniku weryfikacji zgłoszenia PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP ze zmianami;

(16.3) Zerowemu PP, o którym mowa w pkt (19), w przypadku odrzucenia zgłoszenia PP w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia albo braku zgłoszenia PP.

(17) W wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB dla doby handlowej *d* dla każdej JG, dla której zostało dokonane zgłoszenie PP w ramach RBB, które nie zostało odrzucone, jest wyznaczany przyjęty PP w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. Przyjęty PP jest równy:

(17.1) Zgłoszonemu PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP bez zmian;

(17.2) PP zmodyfikowanemu w wyniku weryfikacji zgłoszenia PP w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP ze zmianami.

(18) PP przyjęty dla danej JG w wyniku weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB nadpisuje ostatni przyjęty PP dla tej JG w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia. W przypadku odrzucenia lub braku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG obowiązuje ostatni przyjęty PP dla danego OREB.

(19) Zerowy PP dla danej JG zawiera dane handlowo-techniczne PP o następujących wartościach:

(19.1) W przypadku każdej JG:

(a) Grafik obciążenia równy 0 MW, z zastrzeżeniem pkt (19.7.a);

(b) Grafik mocy bilansującej równy 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia;

(c) Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 0 dla typu rezerwy mocy FCR^G i FCR^D, jeżeli JG jest kwalifikowana do świadczenia odpowiednio FCR^G i FCR^D;

(19.2) Dodatkowo w przypadku JG_{W1}:

(a) Stan JG równy *R*;

(b) ZWP równy 0;

(19.3) Dodatkowo w przypadku JG_{M1}:

(a) Stan JG równy *R*;

(b) ZWP równy 0;

(c) Niezależna zmiana stanu naładowania równa 0 MWh;

(d) Potencjał dostawy równy 0 MWh;

(e) Potencjał odbioru równy 0 MWh;

(f) ZPDO równy:

(i) 1 dla OREB będącego pierwszym OREB doby handlowej; albo

(ii) 0 dla OREB nie będącego pierwszym OREB doby handlowej;

(19.4) Dodatkowo w przypadku JG_{Z1}:

(a) ZWP równy 0;

(19.5) Dodatkowo w przypadku JG_{W2}, JG_{O}, JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(a) ZUB równy *N*;

(19.6) Dodatkowo w przypadku JG_{M2}:

(a) ZUB równy *N*;

(b) Potencjał dostawy równy 0 MWh;

(c) Potencjał odbioru równy 0 MWh;

(19.7) Dodatkowo w przypadku JG_{A}:

(a) Grafik obciążenia równy:

(i) 0 MW, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{A} w kierunku generacji i moc maksymalna dyspozycyjna JG_{A} w kierunku poboru są nieujemne;

(ii) Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{A} w kierunku generacji, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{A} w kierunku generacji jest ujemna; albo

(iii) Mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{A} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli moc maksymalna dyspozycyjna JG_{A} w kierunku poboru jest ujemna;

(b) ZUB równy *N*;

(c) Grafik obciążenia w lokalizacji jest równy grafikowi obciążenia JG_{A} równomiernie rozdzielonemu na lokalizacje, w których znajdują się

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

(19.8) Dodatkowo w przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE:

(a) Grafik obciążenia magazynu równy 0 MW.

(20) Jeżeli w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB dla doby handlowej *d*-1, przed otwarciem bramki na RBB dla doby handlowej *d*, wystąpi brak wykonalności PP JG pomiędzy dobami handlowymi *d*-1 i *d* oraz nie zostanie ona zapewniona w ramach zgłoszeń PP do chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h*, która jest najwcześniejszą godziną rozpoczynającą się nie wcześniej niż 2 godziny po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej *d* (tj. do godziny 18.05 doby *d*-1 w przypadku otwarcia bramki na RBB dla doby handlowej *d* o godzinie 16.30 doby *d*-1), to PP przyjęty w ramach RBN dla doby handlowej *d* jest równy zerowemu PP.

(21) Jeżeli w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB dla doby handlowej *d*-1, o którym mowa w pkt (20), zachodzi brak wykonalności PP JG pomiędzy dobami handlowymi *d*-1 i *d*, OSP w dokumencie o przyjęciu zgłoszenia PP w ramach RBB informuje OR o niezgodnościach w tym zgłoszeniu PP.

8.7 Zgłaszanie i weryfikacja ofert na energię bilansującą

8.7.1 Zawartość zgłoszeń OEB

(1) Zgłoszenie OEB w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane handlowe OEB dla każdego OREB doby handlowej.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie OEB;

(2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;

(2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;

(2.4) Kody JB, w których są reprezentowane zasoby tworzące JG;

(2.5) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OEB;

(2.6) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.7) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OEB.

(3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określane dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:

(3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowe OEB;

(3.2) Dane handlowe OEB, określane odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4)-(8).

(4) W zgłoszeniu OEB dla JG_{W1}, JG_{W2} i JG_{O} danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:

(4.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(4.2) Oferowana moc minimalna (P^{OfMin}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(4.3) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę (OFC^{G}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół (OFC^{D}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW).

(5) W zgłoszeniu OEB dla JG_{M1} i JG_{M2} danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:

(5.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(5.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(5.3) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji (PG^{OfMin}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(5.4) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru (PL^{OfMin}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(5.5) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji ($OFCG^{G}$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji ($OFCG^{D}$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);

(5.6) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru ($OFCL^{G}$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru ($OFCL^{D}$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW).

(6) W zgłoszeniu OEB dla JG_{Z1} i JG_{Z2} danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:

(6.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(6.2) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę (OFC^{G}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół (OFC^{D}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW).

(7) W zgłoszeniu OEB dla JG_{Z3} danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:

(7.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(7.2) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie (OFP), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę (OFC^{G}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół (OFC^{D}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFP > 0 MW);

(7.3) Dla każdej JB, w której są reprezentowane zasoby tworzące JG:

(a) Kod JB;

(b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna);

(7.4) Dla każdej lokalizacji, w której znajdują się zasoby tworzące JG:

(a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;

(b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na lokalizacje, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna).

(8) W zgłoszeniu OEB dla JG_A danymi handlowymi OEB dla danego OREB są:

(8.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);

(8.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość ujemna albo dodatnia albo zero);

(8.3) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji ($OFCG^G$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji ($OFCG^D$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);

(8.4) Dla każdego z co najwyżej 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowana moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określana w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku poboru ($OFCL^G$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW);

(d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku poboru ($OFCL^D$), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPL > 0 MW);

(8.5) Dla każdej JB, w której są reprezentowane zasoby tworzące JG:

(a) Kod JB;

(b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna);

(8.6) Dla każdej lokalizacji, w której znajdują się zasoby tworzące JG:

(a) Kod węzła odwzorowania określającego lokalizację zasobów;

(b) Współczynnik rozdziału energii bilansującej na lokalizacje, określany w procentach z dokładnością do 1% (wartość nieujemna).

(9) Pasmo o numerze 1 reprezentuje:

(9.1) W przypadku JG_{W1}, JG_{W2} – moc JG_W od wielkości 0 MW do mocy generacji równej mocy tego pasma;

(9.2) W przypadku JG_{Z1}, JG_{Z2} i JG_{Z3} – moc JG_Z od wielkości estymaty do wielkości estymaty pomniejszonej o moc tego pasma;

(9.3) W przypadku JG_O – moc JG_O od wielkości 0 MW do mocy poboru równej mocy tego pasma z przeciwnym znakiem;

(9.4) W przypadku JG_{M1}, JG_{M2} i JG_A:

(a) Dla kierunku generacji – moc JG od wielkości 0 MW do mocy generacji równej mocy tego pasma;

(b) Dla kierunku poboru – moc JG od wielkości 0 MW do mocy poboru równej mocy tego pasma z przeciwnym znakiem.

8.7.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OEB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OEB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OEB dokonanych dla danej JG.

(2) Zasady weryfikacji zgłoszeń OEB różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:

(2.1) Zgłoszenie OEB dla JG_{W1};

(2.2) Zgłoszenie OEB dla JG_{W2};

(2.3) Zgłoszenie OEB dla JG_{M1};

(2.4) Zgłoszenie OEB dla JG_{M2};

(2.5) Zgłoszenie OEB dla JG_O;

(2.6) Zgłoszenie OEB dla JG_{Z1};

(2.7) Zgłoszenie OEB dla JG_{Z2};

(2.8) Zgłoszenie OEB dla JG_{Z3};

(2.9) Zgłoszenie OEB dla JG_A;

(3) Zasady weryfikacji zgłoszeń OEB różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.

(4) W weryfikacji zgłoszenia OEB dla danej JG i doby handlowej *d* są wykorzystywane:

(4.1) Parametry JG określone w umowie przesyłania:

(a) Dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(i) Moc maksymalna kwalifikowana ($P^{MaxKwal}$);

(ii) Moc minimalna kwalifikowana ($P^{MinKwal}$);

(b) Dla JG_{M1} i JG_{M2}:

(i) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku generacji ($PG^{MaxKwal}$);

(ii) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku poboru ($PL^{MaxKwal}$);

(iii) Moc minimalna kwalifikowana w kierunku generacji ($PG^{MinKwal}$);

(iv) Moc minimalna kwalifikowana w kierunku poboru ($PL^{MinKwal}$);

(c) Dla JG_{A}:

(i) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku generacji ($PG^{MaxKwal}$);

(ii) Moc maksymalna kwalifikowana w kierunku poboru ($PL^{MaxKwal}$);

(4.2) Dla JG_{W1} i JG_{W2} utworzonych z MWE cieplnych – wielkości graniczne pasm mocy, dla których są określone współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o których mowa w pkt 14.9.1(7.2);

(4.3) W przypadku weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB – dane handlowe z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG dla poszczególnych OREB doby handlowej *d*.

8.7.3 Warunki poprawności zgłoszeń OEB

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

(2) Kody JB w zgłoszeniu OEB w ramach RBN oraz RBB dla każdej JG muszą być zgodne z kodami JB, w których są reprezentowane zasoby tworzące JG.

(3) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla każdej JG musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(3.1) Wielkości w zgłoszeniu OEB, odpowiednio do rodzaju JG, muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.7.1(4)-(8);

(3.2) Ceny ofertowe poszczególnych pasm OEB:

(a) W przypadku pasm z oferowaną mocą równą 0 MW: nie mogą być określone;

(b) W przypadku pasm z oferowaną mocą większą niż 0 MW: muszą być określone i spełniać następujące warunki;

(i) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny;

(ii) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny; oraz

(iii) Muszą spełniać warunek: cena ofertowa aktywacji w górę dla danego pasma jest większa niż cena ofertowa aktywacji w dół dla tego pasma.

(4) Dolny limit ceny i górny limit ceny są wyznaczane zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. Limity ceny dla doby handlowej *d* są przeliczane z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia *d*-2, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.

(5) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla każdej JG musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(5.1) Wielkości oferowanych mocy minimalnych, w tym oferowanych mocy minimalnych w kierunku generacji lub poboru, dla danego OREB nie mogą być większe od wielkości oferowanych mocy minimalnych dla danego OREB z ostatniej przyjętej OEB – nie dotyczy JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_A oraz JG i OREB, dla których w ostatniej przyjętej OEB oferowana moc maksymalna, w kierunku odpowiednio generacji lub poboru w przypadku JG_M, jest równa 0 MW;

(5.2) Wielkości oferowanych mocy maksymalnych, w tym oferowanych mocy maksymalnych w kierunku generacji lub poboru, dla danego OREB nie mogą być mniejsze od wielkości oferowanych mocy maksymalnych dla danego OREB z ostatniej przyjętej OEB – nie dotyczy JG_A i OREB, dla których w ostatniej przyjętej OEB oferowana moc maksymalna w kierunku generacji i poboru jest równa 0 MW;

(5.3) Dla każdego pasma cena ofertowa aktywacji w górę nie może być mniejsza od cen ofertowych aktywacji w górę, określonych dla pasm ofertowych z ostatniej przyjętej OEB, których moce w całości bądź w części są objęte danym pasmem;

(5.4) Dla każdego pasma cena ofertowa aktywacji w dół nie może być większa od cen ofertowych aktywacji w dół, określonych dla pasm ofertowych z ostatniej przyjętej OEB, których moce w całości bądź w części są objęte danym pasmem.

(6) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{W1} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(6.1) Oferowana moc minimalna (P^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie muszą być równe $P^{MinKwal}$;

(6.2) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe $P^{MaxKwal}$;

(6.3) Dla każdego pasma mocy *p*, o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma *k* OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k*-1 jest mniejsza od granicznej mocy pasma *p*, to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k* nie może być większa od granicznej mocy pasma *p*;

(6.4) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach OEB.

(7) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla JG_{W1} dostarczone po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(7.1) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest większy niż 0 MW;

(7.2) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest równy 0 MW.

(8) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{W2} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(8.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i oferowana moc minimalna (P^{OfMin}) muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxKwal} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} \geq P^{MinKwal}$; albo

(b) $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$;

(8.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie musi być równa P^{OfMin};

(8.3) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa P^{OfMax};

(8.4) Dla każdego pasma mocy *p*, o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma *k* OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k*-1 jest mniejsza od granicznej mocy pasma *p*, to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k* nie może być większa od granicznej mocy pasma *p*;

(8.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach OEB.

(9) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{M1} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(9.1) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji (PG^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji muszą być równe $PG^{MinKwal}$;

(9.2) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru (PL^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru muszą być równe $PL^{MinKwal}$;

(9.3) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji muszą być równe $PG^{MaxKwal}$;

(9.4) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru muszą być równe $PL^{MaxKwal}$;

(9.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:

(a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;

(b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz

(c) Wyższe w pierwszym paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla pierwszego pasma w kierunku poboru – w przypadku gdy $PG^{MaxKwal} > 0$ i $PL^{MaxKwal} > 0$.

(10) Zgłoszenie OEB w ramach RBB dla JG_{M1} dostarczone po chwili zamknięcia bramki na RBB dla godziny *h* musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(10.1) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku generacji musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest większy niż 0 MW;

(10.2) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku poboru musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest mniejszy niż 0 MW;

(10.3) Cena ofertowa aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku generacji musi być równa cenie ofertowej aktywacji w dół pierwszego pasma w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest równy lub mniejszy niż 0 MW;

(10.4) Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku poboru musi być równa cenie ofertowej aktywacji w górę pierwszego pasma w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB, jeżeli w ostatnim programie pracy skorygowanym wysłanym przez OSP przed rozpoczęciem godziny *h* grafik obciążenia dla danego OREB jest równy lub większy niż 0 MW.

(11) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{M2} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(11.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}) i oferowana moc minimalna w kierunku generacji (PG^{OfMin}) muszą spełniać zależność:

(a) $PG^{MaxKwal} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} \geq PG^{MinKwal}$; albo

(b) $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$;

(11.2) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}) i oferowana moc minimalna w kierunku poboru (PL^{OfMin}) muszą spełniać zależność:

(a) $PL^{MaxKwal} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} \geq PL^{MinKwal}$; albo

(b) $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$;

(11.3) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji musi być równa PG^{OfMin};

(11.4) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru musi być równa PL^{OfMin};

(11.5) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji musi być równa PG^{OfMax};

(11.6) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru musi być równa PL^{OfMax};

(11.7) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:

(a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji; oraz

(b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru.

(12) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_O musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(12.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i oferowana moc minimalna (P^{OfMin}) muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxKwal} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} \geq P^{MinKwal}$; albo

(b) $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$;

(12.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie musi być równa P^{OfMin};

(12.3) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa P^{OfMax};

(12.4) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.

(13) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{Z1} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(13.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe różnicy $P^{MaxKwal}$ i $P^{MinKwal}$;

(13.2) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.

(14) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{Z2} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(14.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) nie może być większa niż różnica $P^{MaxKwal}$ i $P^{MinKwal}$;

(14.2) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa P^{OfMax};

(14.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.

(15) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_{Z3} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(15.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) nie może być większa niż różnica $P^{MaxKwal}$ i $P^{MinKwal}$;

(15.2) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach musi być równa P^{OfMax};

(15.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach;

(15.4) Kody węzła odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_{Z3} muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{Z3};

(15.5) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na JB musi być równa:

(a) 100%, jeżeli $P^{OfMax} > 0$; albo

(b) 0%, jeżeli $P^{OfMax} = 0$;

(15.6) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na lokalizacje musi być równa:

(a) 100%, jeżeli $P^{OfMax} > 0$; albo

(b) 0%, jeżeli $P^{OfMax} = 0$.

(16) Zgłoszenie OEB w ramach RBN i RBB dla JG_A musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(16.1) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}) i oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}) muszą spełniać zależność:

(a) $PG^{MaxKwal} \geq PG^{OfMax} \geq -PL^{OfMax} \geq -PL^{MaxKwal}$;

(16.2) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji musi być równa:

(a) 0 MW, jeżeli $PL^{OfMax} \geq 0$;

(b) $-PL^{OfMax}$, jeżeli $PL^{OfMax} < 0$;

(16.3) Oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru musi być równa:

(a) 0 MW, jeżeli $PG^{OfMax} \geq 0$;

(b) $-PG^{OfMax}$, jeżeli $PG^{OfMax} < 0$;

(16.4) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji musi być równa:

(a) PG^{OfMax}, jeżeli $PG^{OfMax} > 0$;

(b) 0 MW, jeżeli $PG^{OfMax} \leq 0$;

(16.5) Suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru musi być równa:

(a) PL^{OfMax}, jeżeli $PL^{OfMax} > 0$;

(b) 0 MW, jeżeli $PL^{OfMax} \leq 0$;

(16.6) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:

(a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;

(b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz

(c) Wyższe w drugim paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla drugiego pasma w kierunku poboru – w przypadku określenia więcej niż jednego pasma zarówno w kierunku generacji i poboru;

(16.7) Kody węzła odwzorowania dla poszczególnych lokalizacji zasobów tworzących daną JG_A muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_A;

(16.8) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na JB musi być równa:

(a) 100%, jeżeli $PG^{OfMax} > 0$ lub $PL^{OfMax} > 0$; albo

(b) 0%, jeżeli $PG^{OfMax} = 0$ i $PL^{OfMax} = 0$;

(16.9) Suma współczynników rozdziału energii bilansującej na lokalizacje musi być równa:

(a) 100%, jeżeli $PG^{OfMax} > 0$ lub $PL^{OfMax} > 0$; albo

(b) 0%, jeżeli $PG^{OfMax} = 0$ i $PL^{OfMax} = 0$.

8.7.4 Zastępcze OEB

(1) Definiowanie zastępczych OEB dotyczy JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1}.

(2) Wartości wielkości zawartych w zastępczych OEB są określane w umowie przesyłania.

(3) Zastępcza OEB dla JG_{W1} musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:

(3.1) Oferowaną moc maksymalną (P^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(3.2) Oferowaną moc minimalną (P^{OfMin}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(3.3) Dla każdego z 10 pasm ofertowych:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowaną moc w paśmie (OFP), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(c) Cenę ofertową aktywacji w górę (OFC^G), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

(d) Cenę ofertową aktywacji w dół (OFC^{D}), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).

(4) Zastępcza OEB dla JG_{W1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:

(4.1) Oferowana moc minimalna (P^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie muszą być równe $P^{MinKwal}$;

(4.2) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe $P^{MaxKwal}$;

(4.3) Dla każdego pasma mocy *p*, o którym mowa w pkt 14.9.1(7.2), i dla każdego pasma *k* OEB – jeżeli suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k*-1 jest mniejsza od granicznej mocy pasma *p,* to suma oferowanych mocy w pasmach od 1 do *k* nie może być większa od granicznej mocy pasma *p*;

(4.4) Ceny ofertowe poszczególnych pasm:

(a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(4.5) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być rosnące w kolejnych pasmach;

(4.6) Dla każdego pasma, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.

(5) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną ($P^{MaxKwal}$) a mocą minimalną kwalifikowaną ($P^{MinKwal}$) JG_{W1} nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach od drugiego do dziesiątego, to zastępcza OEB jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

(6) Zastępcza OEB dla JG_{M1} musi zawierać następujące dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:

(6.1) Oferowaną moc maksymalną w kierunku generacji (PG^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(6.2) Oferowaną moc maksymalną w kierunku poboru (PL^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(6.3) Oferowaną moc minimalną w kierunku generacji (PG^{OfMin}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(6.4) Oferowaną moc minimalną w kierunku poboru (PL^{OfMin}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość nieujemna);

(6.5) Dla każdego z 10 pasm ofertowych w kierunku generacji:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowaną moc w paśmie w kierunku generacji (OFPG), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(c) Cenę ofertową aktywacji w górę w kierunku generacji ($OFCG^{G}$), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

(d) Cenę ofertową aktywacji w dół w kierunku generacji ($OFCG^{D}$), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

(6.6) Dla każdego z 10 pasm ofertowych w kierunku poboru:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowaną moc w paśmie w kierunku poboru (OFPL), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(c) Cenę ofertową aktywacji w górę w kierunku poboru ($OFCL^{G}$), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

(d) Cenę ofertową aktywacji w dół w kierunku poboru ($OFCL^{D}$), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).

(7) Zastępcza OEB dla JG_{M1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:

(7.1) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji (PG^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku generacji muszą być równe $PG^{MinKwal}$;

(7.2) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru (PL^{OfMin}) i oferowana moc w pierwszym paśmie w kierunku poboru muszą być równe $PL^{MinKwal}$;

(7.3) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku generacji muszą być równe $PG^{MaxKwal}$;

(7.4) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach w kierunku poboru muszą być równe $PL^{MaxKwal}$;

(7.5) Ceny ofertowe poszczególnych pasm, których oferowane moce są dodatnie:

(a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(7.6) Ceny ofertowe poszczególnych pasm, których oferowane moce są dodatnie, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być:

(a) Rosnące w kolejnych pasmach w kierunku generacji;

(b) Malejące w kolejnych pasmach w kierunku poboru; oraz

(c) Wyższe w pierwszym paśmie w kierunku generacji od cen określonych dla pierwszego pasma w kierunku poboru – w przypadku gdy $PG^{MaxKwal} > 0$ i $PL^{MaxKwal} > 0$;

(7.7) Dla każdego pasma, którego oferowana moc jest dodatnia, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.

(8) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną w kierunku generacji ($PG^{MaxKwal}$) a mocą minimalną kwalifikowaną w kierunku generacji ($PG^{MinKwal}$) JG_{M1} nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach w kierunku generacji, to zastępcza OEB, w zakresie pasm w kierunku generacji, jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

(9) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną w kierunku poboru ($PL^{MaxKwal}$) a mocą minimalną kwalifikowaną w kierunku poboru ($PL^{MinKwal}$) JG_{M1} nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy w pasmach w kierunku poboru, to zastępcza OEB, w zakresie pasm w kierunku poboru, jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

(10) Zastępcza OEB dla JG_{Z1} musi zawierać następujące dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej:

(10.1) Oferowaną moc maksymalną (P^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(10.2) Dla każdego z 10 pasm ofertowych:

(a) Numer pasma, określany jako kolejna liczba całkowita z przedziału od 1 do 10;

(b) Oferowaną moc w paśmie (OFP), określaną w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartość dodatnia);

(c) Cenę ofertową aktywacji w górę (OFC^{G}), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh);

(d) Cenę ofertową aktywacji w dół (OFC^{D}), określaną w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość różna od 0 zł/MWh).

(11) Zastępcza OEB dla JG_{Z1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB:

(11.1) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}) i suma mocy we wszystkich oferowanych pasmach muszą być równe różnicy $P^{MaxKwal}$ i $P^{MinKwal}$;

(11.2) Ceny ofertowe poszczególnych pasm:

(a) Nie mogą być mniejsze od dolnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(b) Nie mogą być większe od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4);

(11.3) Ceny ofertowe, odrębnie w zakresie cen ofertowych aktywacji w górę i cen ofertowych aktywacji w dół, muszą być malejące w kolejnych pasmach.

(11.4) Dla każdego pasma, cena ofertowa aktywacji w górę musi być większa od ceny ofertowej aktywacji w dół.

(12) Jeżeli różnica pomiędzy mocą maksymalną kwalifikowaną ($P^{MaxKwal}$) a mocą minimalną kwalifikowaną ($P^{MinKwal}$) JG_{Z1} nie pozwala na podanie dodatnich wartości oferowanych mocy dla wszystkich pasm, to zastępcza OEB jest określana w trybie indywidualnych uzgodnień z OSP.

8.7.5 Weryfikacja zgłoszeń OEB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OEB w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz poszczególne iteracje weryfikacji zgłoszeń OEB w ramach RBB polegają na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.7.3(1)-(3), 8.7.3(5) oraz odpowiednio do rodzaju JG:

(1.1) Warunków określonych w pkt 8.7.3(6)-(7) w przypadku JG_{W1};

(1.2) Warunków określonych w pkt 8.7.3(8) w przypadku JG_{W2};

(1.3) Warunków określonych w pkt 8.7.3(9)-(10) w przypadku JG_{M1};

(1.4) Warunków określonych w pkt 8.7.3(11) w przypadku JG_{M2};

(1.5) Warunków określonych w pkt 8.7.3(12) w przypadku JG_{O};

(1.6) Warunków określonych w pkt 8.7.3(13) w przypadku JG_{Z1};

(1.7) Warunków określonych w pkt 8.7.3(14) w przypadku JG_{Z2};

(1.8) Warunków określonych w pkt 8.7.3(15) w przypadku JG_{Z3};

(1.9) Warunków określonych w pkt 8.7.3(16) w przypadku JG_{A}.

(2) W wyniku weryfikacji zgłoszeń OEB są wyznaczane przyjęte OEB dla JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) W ramach RBN, przyjęta OEB jest wyznaczana dla wszystkich JG;

(2.2) W ramach RBB, przyjęta OEB jest wyznaczana jako aktualizacja wcześniej przyjętej OEB wyłącznie dla tych JG, dla których zostało dokonane zgłoszenie OEB w ramach RBB i zostało zweryfikowane przez OSP z wynikiem pozytywnym.

(3) Przyjęta OEB dla danej JG jest wyznaczana w następujący sposób:

(3.1) Jeżeli zgłoszenie OEB spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OEB w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

(3.2) Jeżeli zgłoszenie OEB nie spełnia warunków określonych w pkt 8.7.3(1), 8.7.3(2) i 8.7.3(3.1), to jest ono odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;

(3.3) Jeżeli zgłoszenie OEB spełnia warunki określone w pkt 8.7.3(1), 8.7.3(2) i 8.7.3(3.1), to jest ono:

(a) Przyjmowane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia, dla których są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG; oraz

(b) Odrzucane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia, dla których nie są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.7.3 odpowiednio do rodzaju danej JG;

(3.4) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OEB dla danego OREB albo braku zgłoszenia OEB w ramach RBN, przyjęta OEB dla danego OREB jest wyznaczana:

(a) Dla JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1} – na podstawie zastępczej OEB, tj. moce i ceny ofertowe w kolejnych pasmach są równe mocom i cenom ofertowym z zastępczej OEB.

W przypadku gdy cena ofertowa dla danego pasma z zastępczej OEB nie spełnia warunku dla górnego lub dolnego limitu ceny, o którym mowa odpowiednio w pkt 8.7.4(4.4), 8.7.4(7.5) albo 8.7.4(11.2), wartość ceny ofertowej dla tego pasma jest korygowana w minimalnym niezbędnym zakresie w celu zapewnienia zróżnicowanych wartości cen ofertowych, ich monotoniczności w kolejnych pasmach oraz zgodności z górnym i dolnym limitem ceny;

(b) Dla pozostałych JG – jako zerowa OEB, tj. moc oferowana w przyjętej OEB jest równa 0 MW;

(3.5) W przypadku braku zgłoszenia OEB w ramach RBB, obowiązuje przyjęta OEB w ramach RBN;

(3.6) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OEB w ramach RBB dla danego OREB, przyjęta OEB dla danego OREB jest wyznaczana jako ostatnia przyjęta OEB odpowiednio w ramach RBN albo RBB.

(4) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OEB występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od $1 \cdot 10^{-9}$ zł/MWh do $9999 \cdot 10^{-9}$ zł/MWh, zgodnie z następującymi zasadami:

(4.1) Ceny ofertowe aktywacji w górę i w dół dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane w taki sposób, aby ceny ofertowe aktywacji w górę były większe niż ceny ofertowe aktywacji w dół;

(4.2) Ceny ofertowe aktywacji w górę dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane na podstawie cen CWD dla danych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności rosnących cen CWD, lub stempla czasowego zgłoszenia OEB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego, w przypadku gdy ceny CWD są sobie równe;

(4.3) Ceny ofertowe aktywacji w dół dla danego OREB, które są sobie równe dla danych JG, są zmieniane na podstawie cen CWO dla danych JG i danego OREB

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

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

8.8 Zgłaszanie i weryfikacja ofert technicznych

8.8.1 Zawartość zgłoszeń OT

(1) Zgłoszenie OT dla danej JG_{W1} i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane techniczne OT.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod JG_{W1}, której dotyczy zgłoszenie OT;

(2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG_{W1};

(2.3) Kod DUB, który posiada daną JG_{W1};

(2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OT;

(2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OT.

(3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują dane charakterystyk uruchamiania, podawane dla trzech rodzajów charakterystyk – charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego (*G*), charakterystyki uruchamiania ze stanu ciepłego (*C*), charakterystyki uruchamiania ze stanu zimnego (*Z*):

(3.1) Minimalny czas postoju JG_{W1}, po którym może nastąpić uruchamianie dla każdego ze stanów (TPG, TPC, TPZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość dodatnia);

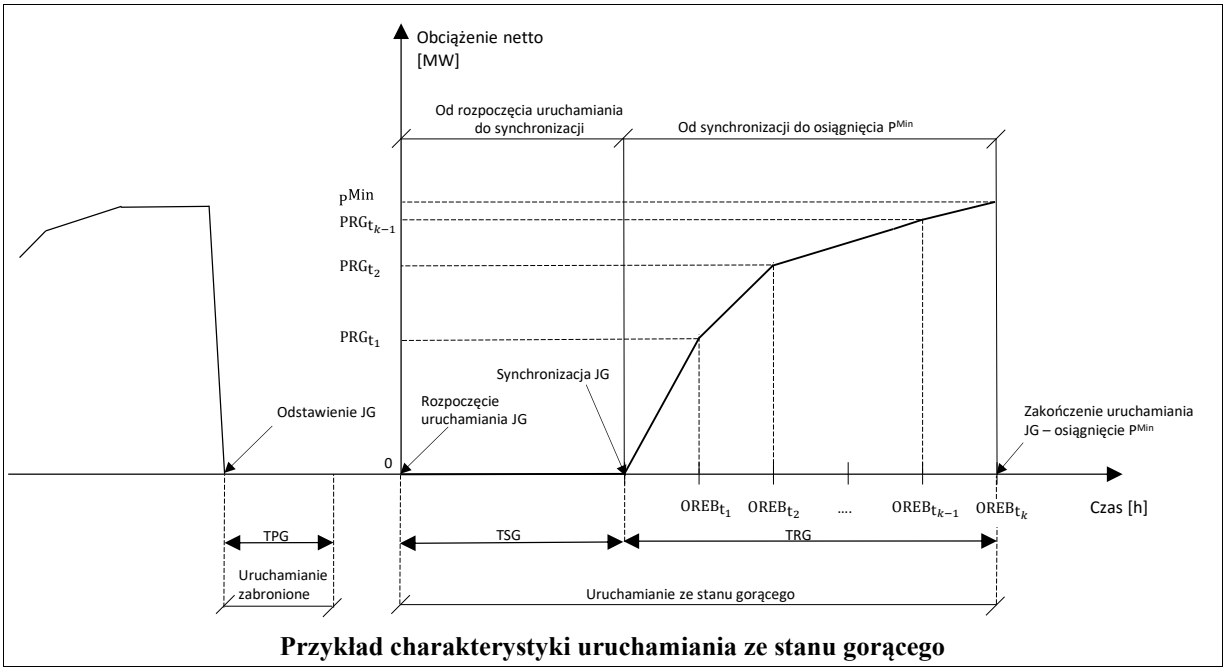
(3.2) Dane charakterystyk uruchamiania, odpowiednio dla każdego ze stanów:

(a) Czas od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji JG_{W1} (TSG, TSC, TSZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość nieujemna);

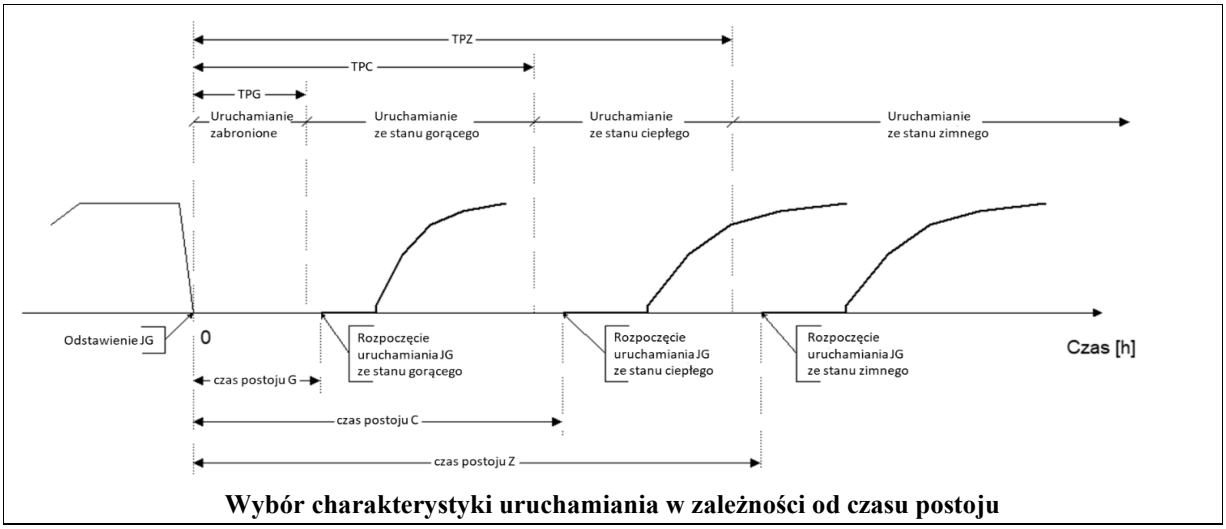
(b) Czas od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG_{W1} (TRG, TRC, TRZ), określany w minutach jako wielokrotność OREB (wartość dodatnia);

(c) Moce osiągane na koniec każdego OREB *t* składającego się na czas od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG_{W1} (PRG_t, PRC_t, PRZ_t), określane w MW z dokładnością do 0,001 MW (wartości dodatnie).

(4) Zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania przedstawiono na rysunku 8.1.



Przykład charakterystyki uruchamiania ze stanu gorącego



Wybór charakterystyki uruchamiania w zależności od czasu postoju

Rysunek 8.1. Ilustracja zależności pomiędzy danymi charakterystyk uruchamiania.

8.8.2 Warunki poprawności zgłoszeń OT

(1) Zgłoszenie OT dla każdej JG_{W1} musi spełniać następujące warunki:

(1.1) Kod JG, kod OR i kod DUB w zgłoszeniu OT muszą być zgodne z postanowieniami umowy przesyłania zawartej z DUB, który posiada daną JG_{W1}, oraz z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG_{W1};

(1.2) Wielkości w zgłoszeniu OT muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.8.1(3);

(1.3) Minimalne czasy postoju JG_{W1}, po których następuje uruchamianie (TPG, TPC, TPZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny rosnący: TPG < TPC < TPZ;

(1.4) Czasy od rozpoczęcia uruchamiania do synchronizacji JG_{W1} (TSG, TSC, TSZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny niemalejący: TSG ≤ TSC ≤ TSZ;

(1.5) Czasy od synchronizacji do osiągnięcia mocy minimalnej JG_{W1} (TRG, TRC, TRZ) muszą tworzyć ciąg monotoniczny niemalejący: TRG ≤ TRC ≤ TRZ;

(1.6) Moce osiągane na koniec poszczególnych OREB składających się na TRG, TRC, TRZ muszą być rosnące dla kolejnych OREB w ramach odpowiednio TRG, TRC, TRZ;

(1.7) Moce osiągane na koniec ostatniego OREB składającego się odpowiednio na TRG, TRC, TRZ muszą być równe mocy minimalnej JG_{W1};

(1.8) Czasy, o których mowa w pkt 8.8.1(3), nie mogą różnić się w wartościach względnych od standardowych wartości tych czasów, określonych w umowie przesyłania, o więcej niż 50%.

8.8.3 Weryfikacja zgłoszeń OT

(1) Weryfikacja zgłoszeń OT, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, polega na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.8.2.

(2) Przyjęta OT dla danej JG_{W1} jest wyznaczana w następujący sposób:

(2.1) Jeżeli zgłoszenie OT spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.8.2, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OT dla danej doby handlowej;

(2.2) Jeżeli zgłoszenie OT nie spełnia warunków określonych w pkt 8.8.2, to jest ono odrzucane i jako przyjęta OT dla danej doby handlowej jest przyjmowana ostatnia przyjęta OT albo OT wyznaczona na podstawie parametrów JG z umowy przesyłania w przypadku braku ostatniej przyjętej OT lub wejścia w życie aktualizacji umowy przesyłania w zakresie OT od danej doby handlowej.

8.9 Zgłaszanie i weryfikacja ofert na moce bilansujące

8.9.1 Zawartość zgłoszeń OMB

(1) Zgłoszenie OMB w ramach RBN oraz RBB dla danej JG i danej doby handlowej zawiera:

(1.1) Dane identyfikacyjne zgłoszenia oraz dane identyfikacyjne doby handlowej;

(1.2) Dane handlowe OMB dla każdego OREB doby handlowej.

(2) Dane powołane w pkt (1.1) obejmują następujące informacje:

(2.1) Kod JG, której dotyczy zgłoszenie OMB;

(2.2) Kod OR, który realizuje funkcje operatorskie dla JG;

(2.3) Kod DUB, który posiada daną JG;

(2.4) Numer telefonu do osoby składającej zgłoszenie, która jest upoważniona przez OR do przekazywania zgłoszeń OMB;

(2.5) Numer porządkowy zgłoszenia;

(2.6) Datę doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie OMB.

(3) Dane powołane w pkt (1.2) obejmują następujące informacje określane dla każdego OREB doby handlowej, której dotyczy zgłoszenie:

(3.1) Numer OREB, którego dotyczą dane handlowe;

(3.2) Dane handlowe OMB, określone odpowiednio do rodzaju JG zgodnie z pkt (4) i (5).

(4) W zgłoszeniu OMB dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_{A} danymi handlowymi OMB dla danego OREB są dla każdego typu rezerwy mocy innego niż RR, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(4.1) Typ rezerwy mocy: FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ albo $mFRRd^{D}$;

(4.2) Oferowana moc maksymalna (P^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(4.3) Oferowana moc minimalna (P^{OfMin}), określana wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D}, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(4.4) Cena ofertowa (OFC), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku $P^{OfMax} > 0$ MW);

(5) W zgłoszeniu OMB dla JG_{M1} i JG_{M2} danymi handlowymi OMB dla danego OREB są dla każdego typu rezerwy mocy innego niż RR, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia w kierunku generacji lub poboru:

(5.1) Typ rezerwy mocy: FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ albo $mFRRd^{D}$;

(5.2) W przypadku gdy JG_{M} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:

(a) Oferowana moc maksymalna w kierunku generacji (PG^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(b) Oferowana moc minimalna w kierunku generacji (PG^{OfMin}), określana wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D}, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(5.3) W przypadku gdy JG_{M} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:

(a) Oferowana moc maksymalna w kierunku poboru (PL^{OfMax}), określana w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(b) Oferowana moc minimalna w kierunku poboru (PL^{OfMin}), określana wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D}, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(5.4) Cena ofertowa (OFC), określana w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość określona i większa od 0 zł/MW-h w przypadku $PG^{OfMax} > 0$ lub $PL^{OfMax} > 0$ MW).

8.9.2 Ogólne zasady weryfikacji zgłoszeń OMB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OMB dotyczy pojedynczych zgłoszeń OMB dokonanych dla danej JG.

(2) Zasady weryfikacji zgłoszeń OMB różnią się w zależności od rodzaju JG, której dotyczy zgłoszenie. Wyróżnia się następujące przypadki:

(2.1) Zgłoszenie OMB dla JG_{W1};

(2.2) Zgłoszenie OMB dla JG_{W2}, zgłoszenie OMB dla JG_{O}, zgłoszenie OMB dla JG_{Z1}, zgłoszenie OMB dla JG_{Z2}, zgłoszenie OMB dla JG_{Z3} i zgłoszenie OMB dla JG_{A};

(2.3) Zgłoszenie OMB dla JG_{M1} i zgłoszenie OMB dla JG_{M2}.

(3) Zasady weryfikacji zgłoszeń OMB różnią się w zależności od tego, czy zostały dokonane w ramach RBN czy RBB.

(4) W weryfikacji zgłoszenia OMB dla danej JG i doby handlowej *d* są wykorzystywane następujące parametry JG dla każdego typu rezerwy mocy określone w umowie przesyłania:

(4.1) Dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_{A}:

(a) Maksymalny zakres rezerwy mocy (P^{MaxZR});

(b) Minimalny zakres rezerwy mocy (P^{MinZR}) – wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D};

(4.2) Dla JG_{M1} i JG_{M2}:

(a) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji (PG^{MaxZR});

(b) Maksymalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru (PL^{MaxZR});

(c) Minimalny zakres rezerwy mocy w kierunku generacji (PG^{MinZR}) – wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D};

(d) Minimalny zakres rezerwy mocy w kierunku poboru (PL^{MinZR}) – wyłącznie w przypadku FCR^{G} i FCR^{D}.

8.9.3 Warunki poprawności zgłoszeń OMB

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

(2) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla każdej JG musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) Wielkości w zgłoszeniu OMB, odpowiednio do rodzaju JG, muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.9.1(4) i 8.9.1(5);

(2.2) Cena ofertowa dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w OMB:

(a) Nie może być określona, jeżeli dla danego typu rezerwy mocy w OMB odpowiednio do rodzaju JG:

(i) $P^{OfMax} = 0$; albo

(ii) $PG^{OfMax} = 0$ i $PL^{OfMax} = 0$;

(b) Musi być określona i nie może być większa niż górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli dla danego typu rezerwy mocy w OMB odpowiednio do rodzaju JG:

(i) $P^{OfMax} > 0$; albo

(ii) $PG^{OfMax} > 0$ lub $PL^{OfMax} > 0$.

(3) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla JG_{W1} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(3.1) W przypadku FCR^G i FCR^D – P^{OfMax} i P^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} = P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$;

(3.2) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – P^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} = P^{OfMax}$.

(4) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla JG_{W2}, JG_O, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_A musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(4.1) W przypadku FCR^G i FCR^D – P^{OfMax} i P^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$; albo

(b) $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$;

(4.2) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – P^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax}$.

(5) Zgłoszenie OMB w ramach RBN i RBB dla JG_{M1} i JG_{M2} musi dodatkowo spełniać następujące warunki dla każdego typu rezerwy mocy zawartego w zgłoszeniu dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(5.1) Jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:

(a) W przypadku FCR^G i FCR^D – PG^{OfMax} i PG^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(i) $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} = PG^{MinZR}$; albo

(ii) $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$;

(b) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – PG^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(i) $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax}$;

(5.2) Jeżeli JG_M jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:

(a) W przypadku FCR^G i FCR^D – PL^{OfMax} i PL^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(i) $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} = PL^{MinZR}$; albo

(ii) $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$;

(b) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – PL^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(i) $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax}$.

8.9.4 Zastępcze OMB

(1) Definiowanie zastępczych OMB dotyczy JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1}, które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego z następujących typów rezerwy mocy: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$.

(2) Wartości wielkości zawartych w zastępczych OMB są określane w umowie przesyłania.

(3) Zastępcza OMB dla JG_{W1} i JG_{Z1} musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(3.1) Typ rezerwy mocy: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ albo $mFRRd^D$;

(3.2) Oferowaną moc maksymalną (P^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(3.3) Oferowaną moc minimalną (P^{OfMin}), określaną wyłącznie w przypadku FCR^G i FCR^D, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(3.4) Cenę ofertową (OFC), określaną w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).

(4) Zastępcza OMB dla JG_{W1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(4.1) W przypadku FCR^G i FCR^D – P^{OfMax} i P^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} = P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$;

(4.2) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – P^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} = P^{OfMax}$;

(4.3) Cena ofertowa (OFC) nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4).

(5) Zastępcza OMB dla JG_{Z1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(5.1) W przypadku FCR^G i FCR^D – P^{OfMax} i P^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax} \geq P^{OfMin} = P^{MinZR}$; albo

(b) $P^{OfMax} = P^{OfMin} = 0$;

(5.2) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – P^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(a) $P^{MaxZR} \geq P^{OfMax}$;

(5.3) Cena ofertowa (OFC):

(a) Nie może być określona, jeżeli $P^{OfMax} = 0$ dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB;

(b) Musi być określona i nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli $P^{OfMax} > 0$ dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB.

(6) Zastępcza OMB dla JG_{M1} musi zawierać dane handlowe zdefiniowane dla każdego OREB jednej doby handlowej, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(6.1) Typ rezerwy mocy: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ albo $mFRRd^D$;

(6.2) W przypadku gdy JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:

(a) Oferowaną moc maksymalną w kierunku generacji (PG^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(b) Oferowaną moc minimalną w kierunku generacji (PG^{OfMin}), określaną wyłącznie w przypadku FCR^G i FCR^D, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(6.3) W przypadku gdy JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:

(a) Oferowaną moc maksymalną w kierunku poboru (PL^{OfMax}), określaną w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(b) Oferowaną moc minimalną w kierunku poboru (PL^{OfMin}), określaną wyłącznie w przypadku FCR^G i FCR^D, w MW z dokładnością do 1 MW (wartość nieujemna);

(6.4) Cenę ofertową (OFC), określaną w zł/MW-h z dokładnością do 0,01 zł/MW-h (wartość dodatnia).

(7) Zastępcza OMB dla JG_{M1} musi spełniać następujące warunki dla każdego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia:

(7.1) Jeżeli JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji:

(a) W przypadku FCR^G i FCR^D – PG^{OfMax} i PG^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(i) $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax} \geq PG^{OfMin} = PG^{MinZR}$; albo

(ii) $PG^{OfMax} = PG^{OfMin} = 0$;

(b) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – PG^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(i) $PG^{MaxZR} \geq PG^{OfMax}$;

(7.2) Jeżeli JG_{M1} jest kwalifikowana do świadczenia danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru:

(a) W przypadku FCR^G i FCR^D – PL^{OfMax} i PL^{OfMin} odpowiednio dla FCR^G i FCR^D muszą spełniać zależność:

(i) $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax} \geq PL^{OfMin} = PL^{MinZR}$; albo

(ii) $PL^{OfMax} = PL^{OfMin} = 0$;

(b) W przypadku $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – PL^{OfMax} odpowiednio dla $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ musi spełniać zależność:

(i) $PL^{MaxZR} \geq PL^{OfMax}$;

(7.3) Cena ofertowa (OFC):

(a) Nie może być określona, jeżeli $PG^{OfMax} = 0$ i $PL^{OfMax} = 0$ dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB;

(b) Musi być określona i nie może być większa od górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), jeżeli $PG^{OfMax} > 0$ lub $PL^{OfMax} > 0$ dla danego typu rezerwy mocy w zastępczej OMB.

8.9.5 Weryfikacja zgłoszeń OMB

(1) Weryfikacja zgłoszeń OMB w ramach RBN, w zakresie wstępnej i ostatecznej weryfikacji, oraz poszczególne iteracje weryfikacji zgłoszeń OMB w ramach RBB polegają na sprawdzeniu zgłoszonych danych pod względem spełnienia warunków określonych w pkt 8.9.3(1)-(2) oraz odpowiednio do rodzaju JG:

(1.1) Warunków określonych w pkt 8.9.3(3) w przypadku JG_{W1};

(1.2) Warunków określonych w pkt 8.9.3(4) w przypadku JG_{W2}, JG_{O}, JG_{Z1} JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_{A};

(1.3) Warunków określonych w pkt 8.9.3(5) w przypadku JG_{M1} i JG_{M2}.

(2) W wyniku weryfikacji zgłoszeń OMB są wyznaczane przyjęte OMB dla JG dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia:

(2.1) W ramach RBN, przyjęta OMB jest wyznaczana dla wszystkich JG, które są kwalifikowane do świadczenia rezerwy mocy typu FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ lub $mFRRd^{D}$;

(2.2) W ramach RBB, przyjęta OMB jest wyznaczana jako aktualizacja wcześniej przyjętej OMB wyłącznie dla tych JG, dla których zostało dokonane zgłoszenie OMB w ramach RBB i zostało zweryfikowane przez OSP z wynikiem pozytywnym.

(3) Przyjęta OMB dla danej JG, jest wyznaczana w następujący sposób:

(3.1) Jeżeli zgłoszenie OMB spełnia wszystkie warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG, to jest ono przyjmowane jako przyjęta OMB w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia i wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy;

(3.2) Jeżeli zgłoszenie OMB nie spełnia warunków określonych w pkt 8.9.3(1) i 8.9.3(2.1), to jest ono odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia i wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy;

(3.3) Jeżeli zgłoszenie OMB spełnia warunki określone w pkt 8.9.3(1) i 8.9.3(2.1), to jest ono:

(a) Przyjmowane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia i typów rezerwy mocy, dla których są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG; oraz

(b) Odrzucane w zakresie OREB aktywnego okresu zgłoszenia i typów rezerwy mocy, dla których nie są spełnione pozostałe warunki określone w pkt 8.9.3 odpowiednio do rodzaju danej JG;

(3.4) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy albo braku zgłoszenia OMB w ramach RBN, przyjęta OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest wyznaczana:

(a) Dla JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1} – na podstawie zastępczej OMB, tj. moce i ceny ofertowe są równe mocom i cenom ofertowym dla danego typu rezerwy mocy z zastępczej OMB.

W przypadku gdy cena ofertowa danego typu rezerwy mocy z zastępczej OMB nie spełnia warunku dla górnego limitu ceny, o którym mowa odpowiednio w pkt 8.9.4(4.3), 8.9.4(5.3.b) albo 8.9.4(7.3.b), wartość ceny ofertowej jest równa wartości górnego limitu ceny;

(b) Dla pozostałych JG – jako zerowa OMB, tj. moc oferowana w przyjętej OMB jest równa 0 MW;

(3.5) W przypadku braku zgłoszenia OMB w ramach RBB, obowiązuje przyjęta OMB w ramach RBN;

(3.6) W przypadku odrzucenia zgłoszenia OMB w ramach RBB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy, przyjęta OMB dla danego OREB i danego typu rezerwy mocy jest wyznaczana jako ostatnia przyjęta OMB, odpowiednio w ramach RBN lub RBB.

(4) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OMB dla typów rezerwy mocy w górę występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od $1 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh do $9999 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh, na podstawie priorytetu rezerwy mocy, a w przypadku tego samego typu rezerwy mocy – średnich cen CWD dla poszczególnych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności rosnących średnich cen CWD lub stempla czasowego zgłoszenia OMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego w przypadku, gdy średnie ceny CWD są sobie równe.

(5) Jeżeli dla dwóch lub więcej JG w ich przyjętych OMB dla typów rezerwy mocy w dół występują te same ceny ofertowe dla danego OREB doby handlowej, niezależnie od typu rezerwy mocy, którego dotyczą, to ceny te na potrzeby realizacji procesów planowania są zmieniane w zakresie od $1 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh do $9999 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh, na podstawie priorytetu rezerwy mocy, a w przypadku tego samego typu rezerwy mocy – średnich cen CWO dla poszczególnych JG i danego OREB wyznaczonych w sposób określony w pkt 14.9, w kolejności malejących średnich cen CWO lub stempla czasowego zgłoszenia OMB, w kolejności od najwcześniejszego stempla czasowego w przypadku, gdy średnie ceny CWO są sobie równe.

(6) Jeżeli podczas różnicowania wartości cen ofertowych, o którym mowa w pkt (4) i (5), nie jest znana wartość cen CWO lub CWD dla danego OREB doby handlowej, to na potrzeby modyfikacji przyjętej OMB, zastosowanie mają ostatnie wyznaczone ceny, odpowiednio CWO lub CWD, dla danego OREB z doby handlowej *d*-1 albo wcześniejszej.

9 ZGŁASZANIE DANYCH W RAMACH WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

9.1 Zgłaszanie danych dotyczących alokacji ZPW

9.1.1 Zasady ogólne

(1) Zgłoszenie przez UWM dokumentu ZGWM jest złożeniem zobowiązania przez tego UWM do realizacji wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekroju handlowym określonych w tym zgłoszeniu.

(2) Dokument ZGWM składany przez UWM dla danej doby handlowej musi zawierać zgłoszenia GWM_Z reprezentujące wszystkie USE_{WM} tego UWM, które mają być realizowane w tej dobie handlowej.

(3) Podstawowym okresem dla zgłoszeń GWM_Z jest godzina. GWM_Z zawiera dane handlowe USE_{WM} dla wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:

(3.1) Doba handlowa trwa 24 godziny, z zastrzeżeniem pkt (3.4);

(3.2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do godziny 1.00 włącznie;

(3.3) Ostatnia godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do 24.00 włącznie;

(3.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy trwa 25 godzin.

(4) Dokumentom ZGWM dotyczącym danej doby handlowej, muszą być nadawane przez OR unikalne numery wersji (numer porządkowy zgłoszenia GWM), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń GWM_Z dla tej doby handlowej. Kolejnym dokumentom ZGWM dotyczącym danej doby handlowej powinny być przyporządkowywane narastające numery porządkowe zgłoszenia GWM. Dostarczony do OSP dokument ZGWM niespełniający powyższego warunku, tj. o numerze porządkowym zgłoszenia GWM równym lub mniejszym od nadanych dokumentom ZGWM dotyczącym tej samej doby handlowej i przyjętym przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach uzgodnień międzyoperatorskich.

(5) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu, niezgodnościach oraz uzgodnieniu ZGWM poprzez wysłanie odpowiedzi w formie następujących dokumentów:

(5.1) Przyjęcie do uzgodnienia ZGWM (PGWM);

(5.2) Nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGWM (OGWM);

(5.3) Informacja o niezgodności ZGWM (IGWM);

(5.4) Uzgodnione grafiki wymiany międzysystemowej (UGWM).

(6) Wymiana danych pomiędzy UWM oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB_{WMP} należącej do danego UWM, jako POB, przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE.

9.1.2 Tryb i harmonogram zgłaszania GWM

(1) OSP przyjmuje dokumenty ZGWM w celu realizacji USE_{WM}. Przekazywane dokumenty ZGWM muszą zawierać grafiki dla poszczególnych przekrojów handlowych. Alokowane ZPW są identyfikowane przez unikalny identyfikator ZPW (CAI).

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

(2) Dla każdej doby handlowej *d*, OSP przyjmuje dokumenty ZGWM, które wynikają z alokacji ZPW w ramach przetargów dobowych.

Przekazywanie dokumentów ZGWM w ramach przetargów dobowych dla doby handlowej *d* rozpoczyna się o godzinie 10.00 doby *d*-2 i trwa do godziny 13.30 doby *d*-2 włącznie. Dodatkowo, w ramach uzgodnień z operatorem zagranicznego systemu przesyłowego, do godziny 14.30 doby *d*-2 jest możliwa realizacja cyklu korekt przekazywania ZGWM dla doby handlowej *d*.

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

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

(4) W procesie przetwarzania dokumentów ZGWM jest przyjmowana do weryfikacji ostatnia przyjęta lub częściowo przyjęta przez OSP wersja ZGWM.

(5) Harmonogram przekazywania dokumentów ZGWM przedstawiono w tabelach 9.1. i 9.2.

Tabela 9.1. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w ramach przetargów dobowych.

Termin/okres	Działania OR	Działania OSP
Godzina 10.00 doby *d*-2.		Rozpoczęcie przyjmowania ZGWM na dobę handlową *d*.
Od godziny 10.00 do godziny 13.30 doby *d*-2.	Przekazywanie ZGWM. Przyjmowanie OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie poprawionych ZGWM.	Przyjmowanie ZGWM. Weryfikacja pod względem formalnym, wysyłanie dokumentów OGWM i PGWM. Weryfikacja pod względem przekroczeń wielkości ZPW, wysyłanie IGWM.
Od godziny 13.30 do godziny 14.30 doby *d*-2 (cykl korekt).		Uzgodnienia z operatorem zagranicznego systemu przesyłowego.
	Przyjmowanie wstępnego albo ostatecznego UGWM, OGWM, PGWM i IGWM, przekazywanie skorygowanych ZGWM.	Przyjmowanie i weryfikacja skorygowanych ZGWM, wysyłanie dokumentów OGWM albo PGWM. Po uzgodnieniu grafików wymiany międzysystemowej pomiędzy OSP wysyłanie wstępnego albo ostatecznego UGWM. W przypadku niezgodności wysyłanie IGWM.
Godzina 14.30 doby *d*-2.		Zakończenie przyjmowania ZGWM na dobę handlową *d*.
Od godziny 14.30 doby *d*-2.	Przyjmowanie UGWM.	Wysyłanie UGWM, jeśli nie były wysłane w ramach cyklu korekty.

Tabela 9.2. Harmonogram przekazywania i korekty dokumentów ZGWM w ramach procesu rezerwowego.

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

(6) W celu realizacji wymiany międzysystemowej, niezależnie od przekazania dokumentów ZGWM, UWM działając jako POB jest zobowiązany zgłosić na RBN dla swojej JB_{WMP} umowy sprzedaży energii odpowiadające USE_{WM}.

9.1.3 Zgłaszanie GWM

(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.

(2) Każdy GWM_Z przekazany w dokumencie ZGWM musi w szczególności zawierać:

(2.1) Dane identyfikacyjne UWM będącego stroną USE_{WM};

(2.2) Dane identyfikacyjne PH danego UWM dla USE_{WM};

(2.3) Dane identyfikacyjne zagranicznych systemów przesyłowych, których operatorzy wspólnie z OSP realizują USE_{WM};

(2.4) Unikalny identyfikator ZPW (CAI);

(2.5) Ilości energii dla każdej godziny objętej wymianą międzysystemową na danym przekroju handlowym w ramach USE_{WM}, określane w MW~~h~~ z dokładnością do 1 MW~~h~~.

(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).

9.1.4 Weryfikacja zgłoszonych GWM

(1) Zgłoszone przez uczestników wymiany międzysystemowej GWM_Z podlegają weryfikacji przez OSP, w wyniku której dla każdego GWM_Z są wyznaczane odpowiadające im GWM_W.

(2) W ramach weryfikacji GWM_Z jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:

(2.1) UWM, będącemu POB, są świadczone usługi przesyłania określone w umowie przesyłania, tj. na podstawie pkt 6.4(3)-(4) nie doszło do wstrzymania lub ograniczenia temu UWM, będącemu POB, świadczenia usług przesyłania określonych w umowie przesyłania;

(2.2) Jedna ze stron transakcji, tj. UWM lub PH, jest właścicielem alokowanych ZPW dotyczących określonego w zgłoszeniu okresu, przekroju handlowego oraz kierunku;

(2.3) Dla każdej godziny UWM albo PH posiada alokowane ZPW umożliwiające realizację wszystkich USE_{WM} zgłoszonych w formie GWM_Z.

(3) Jeżeli zgłoszenie GWM_Z danego UWM nie spełnia wymagań określonych w pkt (2.1) i (2.2), to do uzgodnień międzyoperatorskich jako GWM_W są przyjmowane ilości energii równe zero. O fakcie tym OSP informuje UWM poprzez wysłanie dokumentu IGWM.

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

9.1.5 Uzgadnianie zweryfikowanych GWM z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych

(1) OSP uzgadnia poszczególne GWM_W z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych godzin, niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

(2) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP dla każdego GWM_W wyznacza odpowiadające im GWM_U. GWM_U określają ilości USE_{WM} przyjęte do realizacji w poszczególnych godzinach doby handlowej.

(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 alokowanych ZPW niezbędnych do realizacji tej wymiany,

OSP tworzy GWM_U przyjmując w nich jako uzgodnione ilości energii dla każdej godziny równe ilościom energii zawartym w GWM_W.

(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.

(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 cykli korekt:

Cykl korekt przekazywania ZGWM w ramach przetargów dobowych dla doby handlowej *d* rozpoczyna się bezpośrednio po zakończeniu przyjmowania ZGWM i trwa do godziny 14.30 doby *d*-2 włącznie.

Cykl korekt przekazywania ZGWM w ramach procesu rezerwowego dla doby handlowej *d* rozpoczyna się bezpośrednio po zakończeniu przyjmowania ZGWM i trwa do godziny 15.30 doby *d*-1 włącznie.

(6) Cykle korekt przekazywania ZGWM są realizowane w miarę możliwości technicznych OSP w zakresie przetwarzania ZGWM, lecz nie występują więcej niż 4 iteracje procesu weryfikacji w ramach cyklu korekt.

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

(7) W wyniku dokonywania uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach cykli korekt, o których mowa w pkt (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:

(7.1) Zgłoszonych GWM_W, które zostały już uzgodnione zgodnie z pkt (3);

(7.2) Zgłoszonych GWM_W, które nie są zgodne z grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego;

(7.3) Zgłoszonych GWM_W, dla których nie zostały zgłoszone odpowiadające im grafiki wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

(8) Jeżeli po zakończeniu cyklu korekt i odpowiadających im uzgodnień międzyoperatorskich nadal istnieją niezgodności pomiędzy GWM_W oraz grafikami wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu

przesyłowego, operatorzy systemów przesyłowych przyjmują jako uzgodnione, ilości energii dla poszczególnych godzin w GWM_U wyznaczone jako mniejsza z ilości energii określonych w:

(8.1) GWM_W; oraz

(8.2) Grafiku wymiany międzysystemowej zgłoszonym przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

Jeżeli nie zostało dokonane odpowiadające GWM_W zgłoszenie grafiku wymiany międzysystemowej przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, o którym mowa w pkt (8.2), to jako wartość tego grafiku przyjmuje się ilość energii równą zero.

(9) Jeżeli uzgadniane ilości energii przekraczają alokowane ZPW, to ilości te są zmniejszane proporcjonalnie do wartości nie powodującej przekroczenia alokowanych ZPW. Podczas zmniejszania część ułamkowa godzinowych GWM_U jest zaokrąglana w dół do najbliższej wartości całkowitej.

(10) GWM_U określa fizyczne wielkości dostaw energii realizowane przez UWM oraz PH w ramach USE_{WM}.

(11) Informacje o GWM_U są przesyłane poszczególnym UWM w postaci dokumentu UGWM.

9.2 Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

9.2.1 Zasady ogólne

(1) Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez NEMO ~~albo CCP NEMO~~ jest realizowane ~~poprzez OR danego NEMO albo CCP NEMO, jako POB_{GE} zgodnie z pkt 3.1.1(4.2),~~ w dwóch, następujących po sobie etapach:

(1.1) Dostarczenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – poprzez zgłoszenie dokumentu ZWMC;

(1.2) Dostarczenie grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego – poprzez zgłoszenie dokumentu ZGMC.

(2) Zgłoszenie dokumentu ZWMC oznacza dostarczenie do OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych uzyskanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego.

(3) Zgłoszenia dokumentu ZWMC dokonuje każdy ~~POB_{GE} pełniący funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO (dalej w niniejszym pkt 9.2 określany również jako POB_{GE})~~. OSP do procesu weryfikacji WMC przyjmuje wyłącznie jeden ze zgłoszonych dokumentów ZWMC.

(4) Po zakończeniu etapu zgłoszeń WMC, każdy ~~POB_{GE}~~ NEMO dokonuje zgłoszenia grafików realizowanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC) dotyczących tego ~~POB_{GE}~~ NEMO poprzez dostarczenie do OSP dokumentu ZGMC.

(5) Zgłoszenie dokumentu ZGMC jest niezbędne do realizacji wymiany energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego w ilości i przedziale czasowym określonym w tym zgłoszeniu.

(6) Dokument ZGMC składany przez ~~POB$_{GE}$~~ NEMO dla danej doby handlowej *d* musi być zgodny z wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego dotyczącymi polskiego obszaru rynkowego.

(7) ~~Podstawowym O~~okresem ~~dla~~ zgłaszania danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (OZD^{SDAC}) jest okres 15 minutowy~~godzina~~. Zgłoszenia zawierają dane handlowe dla wszystkich OZD^{SDAC} ~~godzin~~ doby handlowej, przy czym:

(7.1) Doba handlowa ~~trwa~~składa się z 96 OZD^{SDAC}, z zastrzeżeniem pkt (7.4);

(7.2) Pierwsz~~ya~~ OZD^{SDAC} ~~godzina~~ doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 0~~1~~.15~~00~~ włącznie;

(7.3) Ostatni~~a~~ OZD^{SDAC} ~~godzina~~ doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45~~00~~ i trwa do godziny 24.00 włącznie;

(7.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa ~~23 godziny~~ 92 OZD^{SDAC}, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa ~~25 godzin~~ 100 OZD^{SDAC}.

(8) Dokumentom ZWMC i ZGMC dostarczanym w ramach procesu jednolitego łączenia rynków i dotyczącym danej doby handlowej *d*, muszą być nadawane przez OR unikalne numery wersji (numer porządkowy zgłoszenia), określające kolejność chronologiczną dokonywania przez OR zgłoszeń dla tej doby handlowej *d*. Kolejnym zgłoszeniom dotyczącym danej doby handlowej *d* powinny być przyporządkowywane narastające numery porządkowe zgłoszeń. Dostarczony do OSP dokument ZWMC lub ZGMC niespełniający powyższego warunku, tj. o numerze porządkowym zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanych dokumentom dotyczącym tej samej doby handlowej *d* i przyjętym przez OSP wcześniej, nie jest uwzględniany przez OSP w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

(9) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu lub potwierdzeniu ZWMC poprzez wysłanie odpowiedzi do wszystkich ~~POB$_{GE}$~~NEMO, w formie następujących dokumentów:

(9.1) Przyjęcie ZWMC – dokument PWMC;

(9.2) Nieprzyjęcie ZWMC – dokument OWMC;

(9.3) Potwierdzenie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – dokument POWMC.

(10) Każdy ~~z POB$_{GE}$~~ NEMO informuje OSP o akceptacji albo odrzuceniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez wszystkich operatorów systemów przesyłowych biorących udział w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego w formie dokumentu AWMC.

(11) OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC, poprzez wysłanie dokumentu odpowiedzi PAWMC do wszystkich ~~POB$_{GE}$~~NEMO.

(12) OSP informuje o przyjęciu, odrzuceniu oraz wynikach uzgodnień ZGMC poprzez wysłanie odpowiedzi do ~~POB$_{GE}$~~NEMO, w formie następujących dokumentów:

(12.1) Przyjęcie do uzgodnienia ZGMC – dokument PGMC;

(12.2) Nieprzyjęcie do uzgodnienia ZGMC – dokument OGMC;

(12.3) Informacja o niezgodności ZGMC – dokument IGMC;

(12.4) Uzgodnienie wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego – dokument UGMC.

(13) Wymiana danych pomiędzy ~~POB_{GE}—~~NEMO oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB_{GE} należącej do NEMO, jako POB_{GE}, albo poprzez odrębnego OR wskazanego przez NEMO w umowie MNA OA, przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE.

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

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

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

9.2.3 Zgłaszanie WMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

(1) Dokument ZWMC dla każde~~go~~ OZD^{SDAC} ~~godziny~~ doby handlowej *d* musi zawierać:

(1.1) Pozycję polskiego obszaru rynkowego rozumianą jako saldo polskiego obszaru rynkowego wyznaczone wyłącznie w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

(1.2) Pozycję dla każdego ~~POB_{GE}-~~NEMO rozumianą jako różnicę pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego ~~POB_{GE}–~~NEMO w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczoną dla podstawowego okresu handlowego;

(1.3) Przepływy handlowe dla wszystkich przekrojów handlowych KSE, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

(1.4) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy poszczególnymi ~~POB_{GE}—~~NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy ~~POB_{GE}-~~NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

(2) Dla danych przekazanych w dokumencie ZWMC wymagane jest określenie:

(2.1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego;

(2.2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego;

(2.3) Danych jednoznacznie identyfikujących NEMO działających w polskim obszarze rynkowymPOBGE, NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz danych identyfikujących te obszary rynkowe.

(3) Ilości energii dla poszczególnych OZDSDAC godzin przekazane w dokumencie ZWMC są określane w MWh, jako średnia moc w OZDSDAC, z dokładnością do 0,1 MWh.

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

(1) OSP dokonuje weryfikacji danych zawartych w zgłoszeniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

(2) W ramach weryfikacji jest sprawdzane czy spełnione są następujące wymagania:

(2.1) Poprawność danych identyfikacyjnych użytych w zgłoszeniu;

(2.2) Suma przepływów handlowych zgłoszonych dla danego POBGE–NEMO jest równa pozycji tego POBGENEMO;

(2.3) Suma pozycji wszystkich POBGE–NEMO jest równa zgłoszonej pozycji polskiego obszaru rynkowego;

(2.4) Przepływy handlowe na wszystkich przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego sumują się do zgłoszonej w ZWMC pozycji polskiego obszaru rynkowego oraz nie przekraczają udostępnionych zdolności wymiany międzysystemowej na tych przekrojach;

(2.5) Pozycja polskiego obszaru rynkowego w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego nie przekracza ograniczeń alokacji;

(2.6) Przepływ dla danego przekroju handlowego odpowiada sumie przepływów handlowych dla tego przekroju zgłoszonych pomiędzy NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowymPOBGE a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora zagranicznego systemu przesyłowego.

(3) Jeżeli zgłoszenie ZWMC nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt (2), OSP odrzuca zgłoszenie ZWMC, o czym informuje POBGE–NEMO poprzez wysłanie dokumentu OWMC.

(4) Jeżeli zgłoszenie ZWMC spełnia wymagania określone w pkt (2), OSP potwierdza poprawność dokumentu ZWMC poprzez wysłanie do POBGE-NEMO dokumentu PWMC.

(5) OSP przesyła do każdego POBGE–NEMO dokument POWMC zawierający przyjęte wyniki jednolitego łączenia rynków dnia następnego. Przyjęte WMC służą do weryfikacji zgłoszonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

(6) POBGE–NEMO po otrzymaniu od podmiotu pełniącego funkcję operatora jednolitego łączenia rynków dnia następnego informacji o zaakceptowaniu albo odrzuceniu wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego przekazuje informację do OSP. Przekazanie

powyższej informacji dla doby handlowej *d* realizowane jest w dobie *d*-1 poprzez wysłanie do OSP dokumentu AWMC.

(7) OSP informuje o otrzymaniu dokumentu AWMC poprzez wysłanie do ~~POB$_{GE}$~~ NEMO dokumentu odpowiedzi PAWMC.

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

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

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

(2) W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego niezależnie od przekazania dokumentów ZGMC każdy NEMO działający w polskim obszarze rynkowym jako POB$_{GE}$ ~~działając jako URB~~ jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej JB$_{GE}$ USE odpowiadające pozycji POB$_{GE}$.

9.2.6 Zgłaszanie GMC w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

(1) Dokument ZGMC danego NEMO~~POB$_{GE}$~~ dla każde~~go~~ OZD^{SDAC} doby handlowej *d* musi zawierać:

(1.1) Przepływy handlowe: (i) pomiędzy danym NEMO~~POB$_{GE}$~~ a pozostałymi NEMO~~POB$_{GE}$~~ działającymi w polskim obszarze rynkowym, oraz (ii) pomiędzy danym NEMO~~POB$_{GE}$~~ działającym w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych w odniesieniu do przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

(1.2) Pozycję NEMO~~POB$_{GE}$~~ rozumianą jako różnicę pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego NEMO~~POB$_{GE}$~~ w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczoną dla podstawowego okresu handlowego.

(2) Dla danych przekazanych w dokumencie ZGMC wymagane jest określenie:

(2.1) Danych identyfikacyjnych polskiego obszaru rynkowego;

(2.2) Danych identyfikacyjnych przekroju handlowego;

(2.3) Danych jednoznacznie identyfikujących NEMO działającego w polskim obszarze rynkowym~~POB$_{GE}$~~, NEMO z obszarów rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych oraz danych identyfikujących te obszary rynkowe.

(3) Ilości energii dla poszczególnych ~~godzin~~ OZD[SDAC] przekazane w dokumencie ZGMC są określane w MW, jako średnia moc w OZD[SDAC], z dokładnością do 0,1 MW~~h~~.

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

(1) Zgłoszone przez NEMO~~POB$_{GE}$~~ dla doby handlowej *d* GMC_Z podlegają weryfikacji przez OSP. W wyniku weryfikacji dla GMC_Z wyznaczane są odpowiadające im GMC_W.

(2) W ramach weryfikacji GMC_Z sprawdzana jest:

(2.1) Poprawność danych identyfikacyjnych;

(2.2) Zgodność zgłoszonych danych z odpowiadającymi im przyjętymi wynikami jednolitego łączenia rynków dnia następnego przekazanymi NEMO~~POB$_{GE}$~~ dokumentem POWMC.

(3) Jeżeli zgłoszenie GMC_Z danego NEMO~~POB$_{GE}$~~ nie spełnia wszystkich wymagań określonych w pkt (2), OSP odrzuca zgłoszenie GMC_Z, o czym informuje NEMO~~POB$_{GE}$~~ poprzez wysłanie dokumentu OGMC.

(4) Jeżeli zgłoszenie GMC_Z dostarczone przez NEMO~~POB$_{GE}$~~ spełnia wymagania określone w pkt (2), OSP przyjmuje to zgłoszenie i tworzy GMC_W przyjmując w nich ~~godzinowe~~ ilości energii równe ilościom energii zawartym w GMC_Z. O fakcie tym OSP informuje NEMO~~POB$_{GE}$~~ poprzez wysłanie dokumentu PGMC. Do uzgodnień międzyoperatorskich, w zakresie przekrojów handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego, są przyjmowane przepływy handlowe przyjęte w GMC_W.

(5) W przypadku braku poprawnego zgłoszenia zgodnie z pkt (2), OSP tworzy GMC_W przyjmując w nich ~~godzinowe~~ ilości energii równe ilościom energii zawartym w POWMC. O tym fakcie OSP informuje NEMO~~POB$_{GE}$~~ poprzez wysłanie po zakończeniu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych wstępnego dokumentu UGMC zawierającego informacje o przyjętych GMC_U.

(6) Dokumenty ZGMC dostarczone do OSP po odesłaniu dokumentu PGMC nie podlegają uwzględnieniu w procesie uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Oznacza to, że takie dokumenty ZGMC są odrzucane przez OSP, o czym NEMO~~POB$_{GE}$~~ jest informowany dokumentem OGMC.

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

(1) OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych. Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych OZD[SDAC] ~~godzin~~, dla każdego przekroju handlowego.

(2) Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami, zależnych od zakresu

danych dostępnych poszczególnym operatorom. Uzgadnianie międzyoperatorskie GMC_W odbywa się dla: (i) przepływów handlowych pomiędzy NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym~~POB$_{GE}$~~ a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych albo (ii) przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.

(3) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP wyznacza dla każdego OZD^{SDAC} uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia następnego (GMC_U) odpowiadające GMC_W. GMC_U określają (i) pozycje NEMO oraz (ii) ilości energii dla przyjętych do realizacji przepływów handlowych: pomiędzy danym NEMO a pozostałymi NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym oraz pomiędzy danym NEMO działającym w polskim obszarze rynkowym a NEMO działającymi w obszarach rynkowych operatorów zagranicznych systemów przesyłowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego.~~dla GMC_W wyznacza odpowiadające im GMC_U. GMC_U określają ilości energii dla przyjętych do realizacji przepływów handlowych w poszczególnych godzinach doby handlowej.~~

~~(3)~~(4) Pozycja NEMO jest wyznaczana 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 NEMO w ramach polskiego obszaru rynkowego. Pozycja NEMO jest wyznaczana dla OZD^{SDAC} na podstawie przyjętych wyników jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

~~(4)~~(5) W przypadku zgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC_W a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, tj. ich zgodności w zakresie kierunku oraz ilości dostaw energii, OSP tworzy GMC_U przyjmując w nich jako uzgodnione ilości energii dla poszczególnych ~~godzin~~OZD^{SDAC} równe ilościom energii zawartym w GMC_W. Tworzenie GMC_U i przyjęcie uzgodnionych ilości energii realizowane jest niezależnie dla każdego przekroju handlowego.

~~(5)~~(6) W przypadku stwierdzenia niezgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMC_W a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach poprzez wysłanie do NEMO~~POB$_{GE}$~~ dokumentu odpowiedzi IGMC. OSP przesyła do NEMO~~POB$_{GE}$~~ dokument wstępny UGMC zawierający informacje o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych oraz wynikających z nich pozycjach NEMO~~POB$_{GE}$~~.

~~(6)~~(7) W przypadku gdy po zamknięciu okresu zgłoszeń ZGMC dla przekrojów handlowych objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia następnego występują różnice w wartościach przepływów handlowych otrzymanych przez OSP oraz operatora zagranicznego systemu przesyłowego, to OSP w celu fizycznej realizacji dostaw energii elektrycznej na przekroju handlowym przyjmuje GMC_U poprzez dostosowanie przepływów handlowych pomiędzy NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym~~POB$_{GE}$~~ a NEMO działającymi w obszarze rynkowym operatora zagranicznego systemu przesyłowego do wielkości wynikających z uzgodnień międzyoperatorskich.

~~(7)~~(8) Jeżeli dostosowanie GMC_U, o którym mowa w pkt (6), zostało uznane przez OSP za niezasadne, tj. wielkości GMC_Z przekazane przez NEMO~~POB~~$_{GE}$ i następnie wyznaczone wielkości GMC_W były wielkościami poprawnymi, to OSP dokonuje korekty pozycji każdego pełniącego funkcję NEMO~~POB~~$_{GE}$ zgodnie z procedurą korygowania rozliczeń na RB.

~~(8)~~(9) OSP informuje NEMO~~POB~~$_{GE}$ o przyjętych do realizacji GMC_U za pomocą dokumentu ostatecznego UGMC.

~~(9)~~(10) Odesłanie ostatecznego UGMC oznacza zakończenie procesu uzgodnień zweryfikowanych GMC z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego na dobę handlową *d*.

9.2.9 Zgłaszanie GCE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

(1) Każdy NEMO~~POB~~$_{GE}$ przekazuje do OSP informację zawierającą dla każdego OZD^{SDAC} ~~podstawowego okresu handlowego~~:

(1.1) Cenę polskiego obszaru rynkowego będącą wynikiem procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego;

(1.2) Ceny w obszarach rynkowych uczestniczących w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego.

(2) Informacja, o której mowa w pkt (1), dotycząca doby handlowej *d* jest przekazywana za pomocą dokumentu GCE lub w inny sposób uzgodniony pomiędzy OSP a NEMO~~POB~~$_{GE}$.

(3) Ceny dostarczone w dokumencie GCE są określane w EUR/MWh z dokładnością do 0,01 EUR/MWh.

9.2.10 Zgłaszanie GWE w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego

(1) Każdy NEMO~~POB~~$_{GE}$ przekazuje do OSP informację zawierającą wielkości wolumenu obrotu dla każdego OZD^{SDAC} ~~podstawowego okresu handlowego~~.

(2) Informacja, o której mowa w pkt (1), dotycząca doby handlowej *d* jest przekazywana za pomocą dokumentu GWE lub w inny sposób uzgodniony pomiędzy OSP a NEMO~~POB~~$_{GE}$.

(3) Wolumen obrotu przekazywany w dokumencie GWE każdy NEMO~~POB~~$_{GE}$ dla każdego podstawowego okresu handlowego doby handlowej *d* wyznacza jako większą z wartości wolumenu transakcji sprzedaży i zakupu zawartych w wyniku skojarzenia przez danego NEMO~~POB~~$_{GE}$ ofert kupna i sprzedaży zgłoszonych w ramach bramki, o której mowa w art. 47 rozporządzenia 2015/1222.

(4) Wielkości wolumenu obrotu dla poszczególnych OZD^{SDAC} przekazane~~dostarczone~~ w dokumencie GWE są określane w MW~~h~~, jako średnia moc w OZD^{SDAC}, z dokładnością do 0,1 MW~~h~~.

9.3 Zgłaszanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

9.3.1 Zasady ogólne

(1) Przyjmowanie danych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest realizowane przez OSP i dotyczy wyników z tego procesu.

(2) Zgłaszanie danych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego przez NEMO ~~albo CCP NEMO~~ jest realizowane ~~poprzez OR danego NEMO albo CCP NEMO, jako POB_{GE} zgodnie z pkt 3.1.1(4.2),~~ przez zgłoszenie dokumentu ZWMCB.

(3) Przyjmowanie danych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oznacza:

(3.1) Pozyskanie przez OSP z platformy SIDC wyników alokacji zdolności przesyłowych uzyskanych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego polskiego obszaru rynkowego;

(3.2) Przyjęcie przez OSP danych jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego określonych w pkt (2);

(3.3) Pozyskanie przez OSP z platformy SIDC zagregowanych wyników alokacji zdolności przesyłowych uzyskanych w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego polskiego obszaru rynkowego;

(3.4) Weryfikację przez OSP wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego oraz utworzenie na ich podstawie grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCB);

(3.5) Uzgodnienie grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych mających bezpośrednie połączenia z systemem elektroenergetycznym Polski.

(4) OSP informuje o przyjęciu wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego po zakończeniu uzgadniania grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego poprzez wysłanie dokumentu uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (UGMCB), zgodnie z pkt (5).

(5) Informacja o przyjęciu wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest przekazywana przez OSP do NEMO ~~albo CCP NEMO działającego jako POB_{GE} pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO (dalej w niniejszym pkt 9.3 określany również jako POB_{GE}) zgodnie z pkt 3.1.1(4.2)~~.

(6) Okresem zgłaszania danych w ramach procesu ~~W procesie przyjmowania wyników~~ jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (OZD^{SIDC}) ~~handlu aukcyjnego oraz wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego dla procesu europejskiego podstawowym okresem handlowym~~ jest okres 15 minutowy~~godzina~~. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich OZD^{SIDC} ~~godzin~~ doby handlowej, przy czym:

(6.1) Doba handlowa ~~trwa~~składa się z 96 OZD^{SIDC}, ~~24 godziny,~~ z zastrzeżeniem pkt (6.4);

(6.2) Pierwsz~~ya godzina~~ OZD^{SIDC} doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 0~~1~~.15~~00~~ włącznie;

(6.3) Ostatnia ~~24 godzina~~ OZD^{SIDC} doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45~~00~~ i trwa do godziny 24.00 włącznie;

(6.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa ~~23 godziny~~ 92 OZD^{SIDC} a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa ~~25 godzin~~ 100 OZD^{SIDC}.

(7) Wymiana danych pomiędzy NEMO oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB_{GE} należącej do NEMO, jako POB_{GE}, albo poprzez odrębnego OR wskazanego przez NEMO w umowie MNA OA, przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE. ~~.~~

~~(8) W procesie przyjmowania wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego dla procesu krajowego podstawowym okresem handlowym jest 15 minut, co odpowiada ORN. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich okresów 15 minutowych doby handlowej, przy czym:~~

~~(8.1) Doba handlowa składa się z 96 okresów 15 minutowych, z zastrzeżeniem pkt (7.4);~~

~~(8.2) Pierwszy okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 0.15 włącznie;~~

~~(8.3) Ostatni okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 i trwa do godziny 24.00 włącznie;~~

~~(8.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 92 okresy 15 minutowe, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 100 okresów 15 minutowych.~~

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

(1) Dla każdej doby handlowej *d* pozyskanie przez OSP wyników alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego polskiego obszaru rynkowego rozpoczyna się po godzinie 15.00 doby *d*-1 i trwa do godziny 23.00 doby *d*.

(2) Przyjęcie wyników alokacji w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego dotyczące OZD^{SIDC} *t* ~~godziny *h*~~ doby handlowej jest realizowane przez OSP niezwłocznie po rozpoczęciu OZD^{SIDC} *t*-4.~~godziny *h* 1.~~

(3) Przyjmowanie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu ciągłego jest realizowane iteracyjnie. Iteracje są wykonywane przez OSP dla każdego OZD^{SIDC} ~~podstawowego okresu handlowego jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego~~ w miarę możliwości technicznych.

(4) Dla każdej doby handlowej *d* OSP przyjmuje dokumenty ZWMCB w dobie *d*-1 i w dobie *d* w celu realizacji dostaw energii elektrycznej w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego.

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

(5) Na czas trwania planowanych prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, alokacja zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest zawieszana przez OSP na platformie SIDC. W przypadku awarii systemów informatycznych OSP, wykorzystywanych do obsługi procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, alokacja i tym samym przyjmowanie wyników alokacji dla połączeń granicznych polskiego obszaru rynkowego w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego nie jest realizowane do momentu usunięcia awarii.

(6) W celu realizacji dostaw energii w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, niezależnie od odebrania przez OSP wyników alokacji, każdy POB_{GE} pełniący funkcję NEMO jest zobowiązany zgłosić na RB dla swojej JB_{GE} USE odpowiadające pozycji POB_{GE} wynikającej z procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

9.3.3 Pozyskiwanie i weryfikacja wyników procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego

(1) OSP pozyskuje wyniki alokacji zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego bezpośrednio z platformy SIDC oraz, w przypadku jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego, również ze zgłoszeń danych, o których mowa w pkt 9.3.1(2).

(2) Pozyskanie wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego jest niezbędne do zrealizowania wymiany międzysystemowej w ilości, przedziale czasowym oraz na przekrojach handlowych określonych w tych wynikach.

(3) OSP dokonuje weryfikacji pozyskanych wyników. W ramach weryfikacji OSP sprawdza czy:

(3.1) Przepływy na przekrojach handlowych, dla których udostępnianie zdolności przesyłowych odbywa się w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego, nie przekraczają zdolności oferowanych oraz nie przekraczają ograniczeń alokacji;

(3.2) Podmioty, takie jak spedytor lub~~,~~ NEMO ~~lub CCP NEMO~~, występujące w wynikach dla polskiego obszaru rynkowego zostały zdefiniowane i wskazane w MNA OA do uczestnictwa w procesie jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla polskiego obszaru rynkowego;

(3.3) W przypadku jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego handlu aukcyjnego, zachowana jest zgodność wyników pozyskanych ze źródeł wskazanych w pkt (1).

(4) W przypadku negatywnego wyniku weryfikacji, tj. niespełnienia któregokolwiek z warunków określonych w pkt (3.1) i (3.2), OSP ma prawo wstrzymać alokację zdolności przesyłowych w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego na platformie SIDC do momentu potwierdzenia rozwiązania zaistniałych problemów.

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

(1) OSP uzgadnia przepływy handlowe dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

Uzgodnienia są dokonywane dla poszczególnych ~~godzin~~OZD[SIDC] doby handlowej, dla każdego przekroju handlowego na podstawie utworzonych grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCB) w procesie przyjmowania i weryfikacji wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

(2) Uzgadnianie przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych jest realizowane według zasad ustalonych z tymi operatorami. Uzgadnianie międzyoperatorskie odbywa się dla:

(2.1) Przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych; albo

(2.2) Przepływów handlowych dotyczących danego przekroju handlowego.

(3) W wyniku uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych OSP wyznacza dla każdego OZD[SIDC] uzgodnione grafiki jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (GMCBU) w postaci ~~godzinowych~~ pozycji ~~POB$_{GE}$~~ NEMO oraz przepływów handlowych dla połączeń objętych mechanizmem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

(4) Pozycja NEMO~~POB$_{GE}$~~ jest wyznaczana jako suma:

(4.1) Różnicy pomiędzy ilościami energii elektrycznej odpowiadającymi transakcjom zakupu i sprzedaży zawartym w obszarze RB w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego przez uczestników rynku korzystających z usług obrotu energią elektryczną oferowanych przez danego~~y~~ NEMO~~POB$_{GE}$~~ w ramach polskiego obszaru rynkowego, wyznaczona dla ~~podstawowego okresu handlowego~~OZD[SIDC] na podstawie przyjętych wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego; oraz

(4.2) Pozycji wskazanego zgodnie z pkt 3.8.2(~~9~~8) spedytora wynikającej z uzgodnionych grafików GMCBU.

(5) Informacje, o których mowa w pkt (3), OSP przekazuje do ~~OR danego~~ NEMO ~~POB$_{GE}$~~ za pomocą WIRE lub udostępnia za pomocą PREU w dokumencie UGMCB.

(6) Przyjęcie wyników alokacji dotyczące ~~godzin~~ OZD[SIDC] począwszy od ~~godziny *h*~~ OZD[SIDC] *t* doby handlowej *d* jest realizowane przez OSP niezwłocznie po rozpoczęciu OZD[SIDC] *t*-4 ~~rozpoczęciu godziny *h* 1~~.

(7) Wyniki p~~P~~rzyjęte po rozpoczęciu OZD[SIDC] *t*-4 ~~w godzinie *h* 1 wyniki~~ OSP przysyła do ~~OR~~ NEMO~~POB$_{GE}$~~ w dokumencie UGMCB wstępnym.

(8) UGMCB wstępny, dotyczący ~~godziny *h*~~ OZD[SIDC] *t* doby handlowej *d*, jest odsyłany zgodnie z harmonogramem przyjmowania danych i po zakończeniu uzgodnień dla ~~godziny *h*~~OZD[SIDC] *t* na wszystkich przekrojach handlowych objętych procesem jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

(9) UGMCB wstępny, dotyczący OZD[SIDC] *t* ~~godziny *h*~~ doby handlowej *d*, zawiera dane dla tego~~j~~ ~~godziny~~ OZD[SIDC] oraz dane z już uzgodnionymi wielkościami dla pozostałych OZD[SIDC] ~~godzin~~ doby handlowej *d*.

(10) W dobie *d*+1 OSP wspólnie z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych realizuje uzgodnienia przepływów handlowych pomiędzy spedytorami działającymi

w polskim obszarze rynkowym a spedytorami działającymi w obszarach rynkowych odpowiednich operatorów zagranicznych systemów przesyłowych. Działania w dobie *d*+1 dotyczą wyłącznie przekrojów handlowych, dla których uzgodnienia w dobie *d* zostały zrealizowane zgodnie z pkt (2.2).

(11) UGMCB ostateczny jest odsyłany po zakończeniu procesu uzgodnień z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych, realizowanego w dobie *d*+1.

10 BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

10.1 Zasady ogólne

(1) OSP w ramach procesu dobowego planowania koordynacyjnego wykorzystania zasobów KSE, o którym mowa w IRiESP, pozyskuje usługi bilansujące w celu pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE, przy uwzględnieniu występujących ograniczeń systemowych.

(2) Usługi bilansujące w zakresie mocy bilansujących OSP pozyskuje w ramach:

(2.1) Rynku mocy bilansujących (RMB); oraz

(2.2) Zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG).

(3) Usługi bilansujące w zakresie energii bilansującej OSP pozyskuje w ramach:

(3.1) ZPG; oraz

(3.2) Platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (platforma RR), o której mowa w art. 19 rozporządzenia 2017/2195.

(4) Zasady funkcjonowania RMB, ZPG oraz udziału w platformie RR zapewniają równe traktowanie DUB, w tym zgłaszanych przez nich na RB danych handlowo-technicznych: OPMB, OZPG (OEB, OT, OMB) i PP.

(5) OSP prowadząc ruch sieciowy, o którym mowa w IRiESP, uwzględnia wyniki procesu kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie (platforma IN), o której mowa w art. 22 rozporządzenia 2017/2195.

10.2 Rynek mocy bilansujących

(1) RMB stanowi mechanizm nabywania mocy bilansujących przez OSP w trybie podstawowym, mający na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących, zgodnie z pkt 7.

(2) Moce bilansujące w ramach RMB są nabywane niezależnie dla poszczególnych $ONMB^{P}$, na podstawie przyjętych OPMB, zgłaszanych dla DUB, bez informacji, które JG należące do DUB będą świadczyły moce bilansujące.

(3) Proces nabywania mocy bilansujących w ramach RMB jest prowadzony jednocześnie dla wszystkich $ONMB^{P}$ składających się na daną dobę handlową.

(4) RMB dla doby handlowej *d* jest prowadzony w dobie *d*-1, zgodnie z następującą procedurą:

(4.1) OSP do godz. 7.30 doby *d*-1 publikuje informacje o wielkościach mocy bilansujących do nabycia w ramach RMB dla poszczególnych $ONMB^{P}$:

(a) ZMB^{FCRG} – zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR^{G};

(b) ZMB^{FCRD} – zapotrzebowanie na moc bilansującą FCR^{D};

(c) ZMB^{aFRRG} – zapotrzebowanie na moc bilansującą $aFRR^{G}$;

(d) ZMB^{aFRRD} – zapotrzebowanie na moc bilansującą $aFRR^{D}$;

(e) ZMB^{FRRG} – zapotrzebowanie na moce bilansujące $aFRR^{G}$ i $mFRRd^{G}$ ponad ZMB^{aFRRG};

(f) ZMB^{FRRD} – zapotrzebowanie na moce bilansujące $aFRR^{D}$ i $mFRRd^{D}$ ponad ZMB^{aFRRD};

(g) ZMB^{RRG} – zapotrzebowanie na moc bilansującą RR^{G};

(h) ZMB^{RRD} – zapotrzebowanie na moc bilansującą RR^{D};

(4.2) OR dokonują zgłoszeń OPMB w okresie otwarcia bramki na RMB dla doby handlowej *d*, zdefiniowanym w pkt 8.3.1(1), biorąc pod uwagę ograniczenia w świadczeniu usług bilansujących, o których mowa w pkt 8.6.2(11);

(4.3) OSP na podstawie przyjętych OPMB, dla poszczególnych $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*, dokonuje wyboru oferowanych mocy bilansujących w celu pokrycia, przy najniższych kosztach, zapotrzebowań na moce bilansujące, o których mowa w pkt (4.1);

(4.4) OSP do godz. 10.00 doby *d*-1 przekazuje OR, którzy zgłosili OPMB przyjęte na RMB, wyniki RMB. Wyniki RMB są przekazywane za pomocą WIRE lub udostępniane za pomocą PREU dokumentem informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie podstawowym (INMBP). INMBP zawiera wielkości mocy bilansujących poszczególnych typów rezerwy mocy nabytych od danego DUB w ramach RMB, dla poszczególnych $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*.

(5) Zapotrzebowanie na moc bilansującą danego typu rezerwy mocy może być pokryte z oferowanych rezerw mocy tego samego typu, z zastrzeżeniem przypadku, o którym mowa w pkt (6).

(6) W przypadku, gdy dla danego $ONMB^{P}$ w przyjętej OPMB dla danego oferowanego typu rezerwy mocy: FCR^{G}, $aFRR^{G}$, $mFRRd^{G}$ albo FCR^{D}, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{D}$ podana została opcjonalna cena ofertowa pozyskania mocy jako RR, to zaoferowana moc może być nabyta jako moc bilansująca RR, jeżeli nie została wykorzystana do pokrycia właściwego dla tego typu rezerwy mocy zapotrzebowania na moc bilansującą dla danego $ONMB^{P}$.

(7) Oferowane moce bilansujące z przyjętych OPMB, dla poszczególnych $ONMB^{P}$, w wyniku RMB mogą: nie zostać nabyte, zostać nabyte częściowo z dokładnością do 1 MW albo zostać nabyte w całości.

(8) W przypadku wydłużenia okresu otwarcia bramki na RMB, o którym mowa w pkt 8.3.1(9), lub wydłużenia procesu wyboru oferowanych mocy bilansujących, OSP informuje o zmianie godziny przekazania wyników, o której mowa w pkt (4.4), poprzez wysłanie komunikatu do OR z nowym terminem przekazania wyników RMB. Komunikat jest wysyłany przez WIRE oraz za pomocą poczty elektronicznej (e-mail). Informacja przekazywana za pomocą poczty elektronicznej jest przesyłana na określone w umowie zawartej z OSP adresy poczty elektronicznej osób upoważnionych przez OR do kontaktu z OSP (reprezentantów OR).

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

10.3 Zintegrowany proces grafikowania

(1) ZPG, w zależności od rodzaju JG i horyzontu planowania, dokonuje doboru do pracy i rozdziału obciążeń JG albo wyłącznie rozdziału obciążeń JG, oraz wyboru oferowanych mocy bilansujących JG i ich wykorzystania, w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne dla JG, w celu pokrycia, przy najniższych kosztach, zapotrzebowania na moc w obszarze RB wraz z zapewnieniem wymaganych rezerw mocy, przy uwzględnieniu ograniczeń w pracy JG oraz w pracy sieci.

(2) Punktami odniesienia w planowaniu pracy JG w ramach danej iteracji ZPG są grafiki obciążenia i grafiki mocy bilansujących JG z PPZ, o których mowa w pkt 10.6.

(3) ZPG stanowi mechanizm nabywania mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd przez OSP w trybie uzupełniającym dla poszczególnych $ONMB^U$ odpowiadających OREB, mający na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących, ze względu na:

(3.1) Brak pokrycia zapotrzebowania na moce bilansujące w ramach RMB;

(3.2) Konieczność odtworzenia mocy bilansujących, tj. nabycia dodatkowych mocy bilansujących z powodu niedostępności wcześniej nabytych mocy bilansujących albo ich wykorzystania w przypadku mFRRd;

(3.3) Zmianę zapotrzebowania na moce bilansujące.

(4) Moce bilansujące RR, w przypadkach o których mowa w pkt (3.1)-(3.3), są odtwarzane w ramach ZPG zgodnie z bieżącymi potrzebami KSE, ale nie jako nabyte moce bilansujące RR.

(5) ZPG jest procesem iteracyjnym. W procesie planowania pracy KSE iteracje ZPG są realizowane równolegle z rozdzielczością planowania równą OREB (OREB = 15 minut) oraz z rozdzielczością planowania równą OPCR (OPCR = 5 minut).

(6) Pierwsza iteracja ZPG dla doby handlowej *d* z rozdzielczością planowania równą OREB:

(6.1) Jest realizowana do godz. 16.30 doby *d*-1;

(6.2) Horyzontem planowania obejmuje całą dobę handlową *d*;

(6.3) Jest realizowana na podstawie zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych dla JG na RBN dla doby handlowej *d*; oraz

(6.4) Uwzględnia aktualny wynik ZPG dla końca doby handlowej *d*-1.

(7) Na podstawie wyników pierwszej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla doby handlowej *d* OSP przygotowuje plan koordynacyjny dobowy (PKD) dla doby handlowej *d*.

(8) Druga iteracja ZPG dla doby handlowej *d* z rozdzielczością planowania równą OREB:

(8.1) Jest realizowana po godzinie 18.05 doby *d*-1;

(8.2) Horyzont planowania obejmuje pozostały okres doby handlowej *d*-1 i całą dobę handlową *d*;

(8.3) Jest realizowana na podstawie zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych dla JG na RBN i ewentualnie zaktualizowanych oraz przyjętych w ramach RBB odpowiednio dla OREB dób handlowych *d*-1 i *d* objętych horyzontem planowania;

(8.4) Uwzględnia aktualny wynik ZPG dla doby handlowej *d*-1.

(9) Kolejne iteracje ZPG dla doby handlowej *d*, z rozdzielczością planowania równą OREB, są planowo realizowane co godzinę, po zamknięciu bramki na RBB dla godziny *h,* z horyzontem planowania od godziny *h* do końca doby handlowej *d*, przy uwzględnieniu aktualizacji zgłoszeń danych handlowo-technicznych przyjętych w ramach bramki RBB dla godziny *h* lub bramki RBB dla godzin wcześniejszych oraz przy uwzględnieniu aktualnego wyniku ZPG dla godzin poprzedzających horyzont planowania.

(10) Na podstawie wyników drugiej oraz kolejnych iteracji ZPG dla doby handlowej *d,* z rozdzielczością planowania równą OREB, OSP przygotowuje pierwszą oraz kolejne wersje bieżącego planu koordynacyjnego dobowego dnia bieżącego (BPKD-DB) dla doby handlowej *d* i doby handlowej *d*-1, jeśli jest objęta horyzontem planowania ZPG.

(11) Iteracje ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR są prowadzone co najmniej raz na 15 minut, dotyczą wyłącznie rozdziału obciążeń JG z horyzontem planowania bliskim czasu rzeczywistego, przy uwzględnieniu aktualnego wyniku ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB i wyniku poprzedniej iteracji ZPG z rozdzielczością równą OPCR dla OPCR poprzedzających horyzont planowania.

(12) Wynik iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR stanowi podstawę do przygotowania bieżącego planu koordynacyjnego dobowego czasu rzeczywistego (BPKD-CR), który jest udostępniany najpóźniej na 2,5 minuty przed rozpoczęciem pierwszego OPCR, którego dotyczy.

(13) Horyzont planowania ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR jest zmienny i nie dłuższy niż 2 godziny.

(14) W zależności od bieżących potrzeb związanych z sytuacją w KSE lub procesem optymalizacji w ramach ZPG, OSP może pominąć określone iteracje ZPG lub zainicjować wykonanie dodatkowych iteracji ZPG, w tym iteracji ZPG z krótszym horyzontem planowania.

(15) Podstawowymi danymi wejściowymi ZPG są:

(15.1) Przyjęte OEB, OT i OMB dla JG;

(15.2) Ceny CDO wyznaczone zgodnie z pkt 14.2.4, z zastrzeżeniem, że ceny CDO w ZPG z doborem JG do pracy nie uwzględniają korekt, o których mowa w pkt 14.2.4(3)-(6);

(15.3) PPZ JG;

(15.4) Parametry techniczne JG oraz parametry MEE i ESP związanych z JG_M;

(15.5) Dyspozycyjność JG oraz dyspozycyjność układów regulacji JG;

(15.6) Ograniczenia w świadczeniu usług bilansujących ze względu na warunki pracy sieci oraz ograniczenia dotyczące rozproszenia geograficznego mocy bilansujących;

(15.7) Prognozowane zapotrzebowanie na moc w KSE i wymagane rezerwy mocy zgodnie z bieżącymi potrzebami w KSE, w tym wymagane wielkości mocy bilansujących;

(15.8) Planowana generacja zasobów nieświadczących usług bilansujących, tj. zasobów, które nie wchodzą w skład JG;

(15.9) Prognozowana generacja JG_Z;

(15.10) Planowane saldo wymiany międzysystemowej;

(15.11) Aktualny wynik ZPG z poprzednich iteracji.

(16) ZPG zapewnia spełnienie następujących typów ograniczeń systemowych:

(16.1) Ograniczenia wynikające z konieczności pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE oraz zapewnienia wymaganych rezerw mocy w KSE;

(16.2) Ograniczenia wynikające z wymagań ze strony JG bądź grupy JG określone w umowie przesyłania z DUB (ograniczenia elektrowniane);

Ograniczenia elektrowniane w zakresie minimalnej liczby JG_{W1} w pracy w danej grupie JG_{W1} są uwzględniane w ZPG w zakresie w jakim zostały odwzorowane w PPZ dla tych JG_{W1};

(16.3) Ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).

(17) Dane wyjściowe ZPG podstawowo zawierają następujące dane dla poszczególnych JG:

(17.1) PPS JG;

(17.2) Wielkości mocy bilansujących nabytych na JG w ramach trybu uzupełniającego;

(17.3) Wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d);

(17.4) Korekta grafiku obciążenia związana z nabytymi mocami bilansującymi, o której mowa w pkt 10.6.1(2.4).

(18) Wielkości, o których mowa w pkt (17.1), dla danej JG są przekazywane za pomocą SOWE lub LFC, w zależności od rodzaju JG, zgodnie z wymaganiem w zakresie systemów jakie musi posiadać DUB dla JG, określonym w załączniku nr 2 do WDB.

(19) Wielkości, o których mowa w pkt (17.2)-(17.4), dla danej JG są przekazywane OR za pomocą WIRE lub udostępniane za pomocą PREU dokumentem informacja o nabytych mocach bilansujących w trybie uzupełniającym (INMBU).

(20) Wyniki ZPG podlegają rozliczeniu na RB w okresach równych OREB.

(21) ZPG z rozdzielczością równą OREB jest realizowany z wykorzystaniem:

(21.1) Algorytmu doboru jednostek grafikowych do świadczenia usług bilansujących (ADJ);

(21.2) Algorytmu nabywania mocy bilansujących (ANM).

(22) ZPG z rozdzielczością równą OPCR jest realizowany z wykorzystaniem algorytmu rozdziału obciążeń (ARO).

(23) Szczegółowe zasady działania algorytmów, o których mowa w pkt (21) i (22), zawiera załącznik nr 1 do WDB.

(24) ZPG w ramach pozyskiwania energii bilansującej obejmuje wykorzystanie mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd i RR, przy czym zasady regulacji częstotliwości KSE w ramach wykorzystania FCR, aFRR i mFRRd określa IRiESP.

(25) W przypadku gdy OSP wprowadzi operatywną korektę PPS danej JG_{M1}, w stosunku do PPS tej JG_{M1} wyznaczonego przy wykorzystaniu algorytmów ZPG, o których mowa w pkt (21) i (22), skutkującą dla kolejnych OREB brakiem wykonalności PPS tej JG_{M1} lub innych JG_{M1}, które wraz z daną JG_{M1} tworzą ESP, to praca tych JG_{M1} jest prowadzona przez OSP poza algorytmami ZPG.

10.4 Platforma RR

(1) OSP uczestniczy w wymianie energii bilansującej z rezerw zastępczych na platformie RR na zasadach i zgodnie z harmonogramem wymiany danych określonymi w ramach wdrażania RR.

(2) Na potrzeby wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych na platformie RR, OSP przekazuje następujące dane:

(2.1) Zagregowaną ofertę na energię bilansującą z rezerw zastępczych ($ZOEB^{RR}$), wyznaczaną zgodnie z pkt (4)-(12);

(2.2) Zapotrzebowanie na energię bilansującą do pokrycia na platformie RR (ZEB^{RR}), wyznaczane zgodnie z pkt (13)-(14);

(2.3) Zdolności przesyłowe wymiany międzysystemowej, wyznaczane zgodnie z art. 37 rozporządzenia 2017/2195 oraz opcjonalnie zakres dla pożądanego przepływu, o którym mowa w art. 3 ust. 1 lit. b ram wdrażania RR.

(3) OSP informację dotyczącą aktywacji OEB danej JG w wyniku aktywacji $ZOEB^{RR}$ na platformie RR:

(3.1) Przekazuje OR za pomocą WIRE lub udostępnia za pomocą PREU dokumentem informacja o aktywowanej energii bilansującej na platformie RR (IAEBRR);

(3.2) Uwzględnia w planie BPKD-CR, w tym w PPS danej JG.

(4) OSP wyznacza $ZOEB^{RR}$ dla okresów rozliczeniowych na platformie RR odpowiadających OREB.

(5) OSP wyznacza $ZOEB^{RR}$ w wyniku przekształcenia przyjętych OEB dla poszczególnych JG, zgodnie z art. 27 rozporządzenia 2017/2195, przy uwzględnieniu maksymalnych zakresów RR poszczególnych JG, określonych zgodnie z procesem kwalifikacji, o którym mowa w załączniku nr 2 do WDB, i zawartych w umowie przesyłania z DUB.

(6) Zasady przekształcania OEB w $ZOEB^{RR}$ zapewniają równe traktowanie DUB oraz umożliwiają maksymalną dopuszczalną wymianę energii bilansującej z RR na platformie RR przy zachowaniu neutralności finansowej OSP i bezpieczeństwa pracy KSE.

(7) Przekształceniu podlegają moce z przyjętych OEB, które spełniają następujące warunki:

(7.1) Są dostępne ze względu na zakres oferowanej mocy dyspozycyjnej JG względem grafiku obciążenia JG;

(7.2) Są dostępne ze względu na nabyte moce bilansujące FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ i $mFRRd^{D}$;

(7.3) Są dostępne ze względu na maksymalny zakres rezerwy RR;

(7.4) Są dostępne ze względu na wartość ZWP albo ZUB odpowiednio do rodzaju JG;

(7.5) Są dostępne ze względu na uwarunkowania techniczne JG, w szczególności w przypadku JG_{W1} i JG_{M1} uwzględniany jest stan danej JG;

(7.6) Są dostępne ze względu na warunki pracy sieci;

(7.7) Mogą być aktywowane w ramach ZPG przy uwzględnieniu, że wymiana energii bilansującej aktywowanej na platformie RR pomiędzy operatorami systemów przesyłowych elektroenergetycznych jest realizowana zgodnie z czasem rampowania w obszarze synchronicznym określonym na podstawie art. 136 rozporządzenia 2017/1485;

(7.8) W przypadku JG_{M1} i JG_{M2} – są dostępne ze względu na potencjał dostawy lub potencjał odbioru;

(7.9) W przypadku JG_{Z} – są dostępne ze względu na prognozę generacji JG;

(7.10) Cena ofertowa mocy, określona w pkt (11) i wyrażona w EUR/MWh zgodnie z pkt (12), jest zgodna z limitami cen obowiązującymi na platformie RR.

(8) $ZOEB^{RR}$ dla danego OREB składa się z następujących części:

(8.1) Przyrostowej – pasma mocy odpowiadające dostawie energii bilansującej z JG w ramach platformy RR, z uwzględnieniem planowanych punktów pracy JG w planie BPKD-CR w OPCR poprzedzających dany OREB oraz planowanych punktów pracy w OPCR następujących po danym OREB;

(8.2) Redukcyjnej – pasma mocy odpowiadające odbiorowi energii bilansującej przez JG w ramach platformy RR, z uwzględnieniem planowanych punktów pracy JG w planie BPKD-CR w OPCR poprzedzających dany OREB oraz planowanych punktów pracy w OPCR następujących po danym OREB.

(9) Z pasm mocy, o których mowa w pkt (8), są usuwane:

(9.1) Moce o najwyższej cenie ofertowej w części przyrostowej $ZOEB^{RR}$, w ilości wymaganej do skompensowania wymuszonej energii bilansującej w dół ze względu na ograniczenia systemowe;

(9.2) Moce o najniższej cenie ofertowej w części redukcyjnej $ZOEB^{RR}$, w ilości wymaganej do skompensowania wymuszonej energii bilansującej w górę ze względu na ograniczenia systemowe.

(10) Wielkości pasm mocy, o których mowa w pkt (8), po uwzględnieniu postanowień pkt (9), są zaokrąglane w dół zgodnie z dokładnością stosowaną na platformie RR.

(11) Cena danego pasma mocy $ZOEB^{RR}$ jest sumą:

(11.1) W przypadku części przyrostowej $ZOEB^{RR}$:

(a) Ceny aktywacji w górę odpowiedniego pasma OEB w planie BPKD-CR aktualnym w chwili wyznaczania $ZOEB^{RR}$;

(b) Prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej, wyznaczonej dla prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej z uwzględnieniem całkowitego wykorzystania danego pasma $ZOEB^{RR}$ oraz pasm przyrostowych $ZOEB^{RR}$ o niższych cenach;

(11.2) W przypadku części redukcyjnej $ZOEB^{RR}$:

(a) Ceny aktywacji w dół odpowiedniego pasma OEB w planie BPKD-CR aktualnym w chwili wyznaczania $ZOEB^{RR}$;

(b) Prognozowanej wartości ceny rezerwy operacyjnej, wyznaczonej dla prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej z uwzględnieniem całkowitego wykorzystania danego pasma $ZOEB^{RR}$ oraz pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ o wyższych cenach.

(12) Cena ofertowa mocy w $ZOEB^{RR}$ dotyczącej OREB doby handlowej *d* jest określana w EUR/MWh z dokładnością do 0,01 EUR/MWh i jest przeliczana z zł/MWh na EUR/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia *d*-1, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.

(13) OSP wyznacza ZEB^{RR} na podstawie zapotrzebowania na energię bilansującą w planie BPKD-CR, przy uwzględnieniu ograniczeń w możliwości pokrycia tego zapotrzebowania poprzez platformę RR ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości procesu planowania w ramach ZPG oraz technicznej wykonalności planu BPKD-CR.

(14) Ograniczenia, o których mowa w pkt (13), obejmują:

(14.1) Brak możliwości zmiany stanu JG – w przypadku JG_{W1} i JG_{M1};

(14.2) Ograniczenia w zakresie możliwości zmiany obciążenia JG biorąc pod uwagę ograniczenia techniczne JG, a także nominowane zakresy rezerwy mocy dla FCR^{G}, FCR^{D}, $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ i $mFRRd^{D}$ oraz planowane obciążenia JG.

10.5 Platforma IN

(1) OSP uczestniczy w procesie kompensowania niezbilansowań na platformie IN na zasadach określonych w ramach wdrażania IN.

(2) Proces kompensowania niezbilansowań ogranicza aktywację aFRR poprzez wymianę w czasie rzeczywistym energii niezbilansowania pomiędzy obszarami LFC, których niezbilansowanie ma przeciwny znak oraz dostępne są międzyobszarowe zdolności przesyłowe.

(3) Wynik procesu kompensowania niezbilansowań na platformie IN, zgodnie z pkt (2), wpływa na ilość energii bilansującej aktywowanej z aFRR, co w konsekwencji wpływa na całkowitą ilość aktywowanej energii bilansującej oraz cenę rozliczeniową tej energii na RB.

10.6 Programy pracy JG w planowaniu pracy KSE

10.6.1 Rodzaje PP i ich zawartość

(1) Na potrzeby planowania pracy KSE dla danej JG i doby handlowej są wyznaczane:

- (1.1) Program pracy deklarowany (PPD);
- (1.2) Program pracy zweryfikowany (PPZ);
- (1.3) Program pracy skorygowany (PPS).

(2) PPD i PPZ dla JG i doby handlowej zawiera dla każdego OREB i OPCR:

- (2.1) Grafik obciążenia;
- (2.2) Odpowiednio do rodzaju JG:
  - (a) Stan JG lub ZWP; albo
  - (b) ZUB;
- (2.3) Dla każdego typu rezerwy mocy, w zakresie którego dana JG jest kwalifikowana do świadczenia, z zastrzeżeniem, że w przypadku danych dotyczących OPCR program pracy nie zawiera danych dla RR^G i RR^D:
  - (a) Grafik mocy bilansującej;
  - (b) Nabytą moc bilansującą, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy;
  - (c) Nabytą moc bilansującą, w zakresie której JG została zwolniona przez OSP ze świadczenia tej mocy;
  - (d) Nabytą moc bilansującą, która stała się niedostępna i została odtworzona na innych JG;
- (2.4) Korektę grafiku obciążenia związaną z nabytymi mocami bilansującymi (KGO), określoną jako:
  - (a) Zmiana grafiku obciążenia (ΔGO^{KGO});

(b) Grafik obciążenia po korekcie (GO^{KGO});

(c) Stan JG po korekcie (S^{KGO}) – wyłącznie w przypadku JG_{W1} i JG_{M1}.

(3) PPD i PPZ dla JG_M oraz JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE, i doby handlowej zawiera dodatkowo, w stosunku do danych, o których mowa w pkt (2), dla każdego OREB:

(3.1) W przypadku JG_{M1}:

(a) Niezależną zmianę stanu naładowania;

(b) Potencjał dostawy;

(c) Potencjał odbioru;

(d) ZPDO;

(3.2) W przypadku JG_{M2}:

(a) Potencjał dostawy;

(b) Potencjał odbioru;

(3.3) W przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE:

(a) Grafik obciążenia magazynu.

(4) PPS dla JG i doby handlowej zawiera dla każdego OREB i OPCR:

(4.1) Grafik obciążenia;

(4.2) Odpowiednio do rodzaju JG:

(a) Stan JG lub ZWP; albo

(b) ZUB;

(4.3) Nominowany zakres rezerwy mocy JG dla każdego typu rezerwy mocy innego niż RR^G i RR^D, w zakresie którego JG jest kwalifikowana do świadczenia.

10.6.2 Wyznaczanie i aktualizacja PPD

(1) PPD dla danej JG i doby handlowej jest wyznaczany po zakończeniu weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBN dla danej doby handlowej w następujący sposób:

(1.1) Dla każdego OREB danej doby handlowej:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.3.a) i 10.6.1(3), są przyjmowane w PPD w wartościach jak w PP przyjętym w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) oraz 10.6.1(2.4.a), są równe 0 MW;

(c) GO^{KGO} jest równy grafikowi obciążenia z PP przyjętego w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;

(d) W przypadku JG_{W1} i JG_{M1}: S^{KGO} jest równy stanowi JG z PP przyjętego w ramach RBN dla danej JG i danego OREB;

(1.2) Dla każdego OPCR danej doby handlowej:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.3) i 10.6.1(2.4.c), odpowiadają wielkościom tych danych wyznaczonym zgodnie z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.4.a)-(2.4.b), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych wyznaczonych zgodnie z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR i poprzedniego OREB z uwzględnieniem ich liniowej zmiany, przy czym dodatkowo dla JG_{W1} i JG_{M1}:

(i) Grafik obciążenia jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego stan JG jest równy *R*;

(ii) GO^{KGO} jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego S^{KGO} jest równy *R*;

(iii) ΔGO^{KGO} jest równa grafikowi obciążenia z przeciwnym znakiem dla każdego OPCR danego OREB, dla którego S^{KGO} jest równy *R*.

(2) PPD dla danej JG i doby handlowej *d* jest aktualizowany w następujących przypadkach i zakresie, według następujących zasad:

(2.1) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej *d*:

(a) Dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP:

(i) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(3), są przyjmowane w PPD w wartościach jak w przyjętym PP;

(ii) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (i), zgodnie z zasadami określonymi w pkt (3)-(6);

(b) Dla każdego OPCR aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.4), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (a) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);

(2.2) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej *d*-1, o którym mowa w pkt 8.6.12(15.2):

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1) i 10.6.1(2.2), dla OREB i OPCR doby handlowej *d* są przyjmowane w PPD w wartościach jak w PPZ;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB doby handlowej *d* są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (a), w sposób analogiczny jak w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB z aktywnym okresem zgłoszenia obejmującym całą dobę handlową *d* zgodnie z zasadami określonymi w pkt (3)-(6);

(c) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OPCR doby handlowej *d* są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (b) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);

(2.3) W przypadku gdy w wyniku wyznaczenia przyjętej OEB w ramach RBN dla danej JG i doby handlowej *d*+1, jeżeli daną JG jest JG_{W2}, JG_{M2}, JG_{O}, JG_{Z2}, JG_{Z3} albo JG_{A}, dla ostatniego OREB doby handlowej *d* nie są spełnione odpowiednio do rodzaju JG warunki określone w pkt 8.6.4(2.5.c.i), 8.6.6(2.9.c.ii), 8.6.6(2.10.c.ii), 8.6.7(2.5.c.i), 8.6.9(2.4.c.i) albo 8.6.10(2.7.c.i)- (2.7.c.ii), to:

(a) Dla tego OREB i OPCR należących do tego OREB ZUB przyjmuje wartość *N*;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB doby handlowej *d* są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPD, o których mowa w pkt (a), w sposób analogiczny jak w przypadku przyjęcia zgłoszenia PP w ramach RBB zgodnie z zasadami określonymi w pkt (4);

(c) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OPCR doby handlowej *d* są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (b) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);

(2.4) W przypadku pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG:

(a) Dla każdego OREB doby handlowej *d*:

(i) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) i 10.6.1(2.4), są aktualizowane na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości są przekazywane OR dokumentem INMBU, o którym mowa w pkt 10.3(19);

(ii) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a) dla danego typu rezerwy mocy, są równe sumie grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PP przyjętego w ramach RBN i wielkości mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie uzupełniającym na danej JG dla danego OREB pomniejszonej o wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d), zaktualizowane zgodnie z pkt (i);

(b) Dla każdego OPCR doby handlowej *d* dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3) i 10.6.1(2.4), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (a) zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2).

(3) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG_{W1} i doby handlowej, PPD dla tej JG_{W1} i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w następujący sposób:

(3.1) S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{W1} dla każdego OREB, dla którego:

(a) $\Delta GO^{KGO} = 0$ MW i stan JG_{W1} uległ zmianie w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP;

(b) $\Delta GO^{KGO} > 0$ MW i grafik obciążenia jest:

(i) Większy niż GO^{KGO}; albo

(ii) Mniejszy niż $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$;

albo

(c) $\Delta GO^{KGO} < 0$ MW i grafik obciążenia jest:

(i) Mniejszy niż GO^{KGO} ; albo

(ii) Większy niż $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$;

(3.2) Jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i S^{KGO} zaktualizowanymi zgodnie z pkt (3.1) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.3(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{W1};

(3.3) W przypadku JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i S^{KGO} tych JG_{W1} zaktualizowanymi zgodnie z pkt (3.1)-(3.2) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.3(2) i 8.6.11(1) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dla każdej z tych JG_{W1} S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{W1};

(3.4) ΔGO^{KGO} jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 10.6.3(7) z uwzględnieniem S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (3.1)-(3.3);

(3.5) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (3.4).

(4) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG_{W2}, JG_{M2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} lub JG_{A} oraz doby handlowej, PPD dla tej JG i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w sposób następujący:

(4.1) ΔGO^{KGO} jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju JG w pkt 10.6.3(8) i 10.6.3(10)-(14);

(4.2) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (4.1).

(5) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG_{M1} i doby handlowej, PPD dla tej JG_{M1} i doby handlowej jest aktualizowany w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), dla OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP w sposób następujący:

(5.1) S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{M1} dla każdego OREB, dla którego:

(a) $\Delta GO^{KGO} = 0$ MW i stan JG_{M1} dla danego OREB uległ zmianie w wyniku przyjęcia zgłoszenia PP;

(b) $\Delta GO^{KGO} > 0$ MW i grafik obciążenia jest:

(i) Większy niż GO^{KGO}; albo

(ii) Mniejszy niż $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$;

albo

(c) $\Delta GO^{KGO} < 0$ MW i grafik obciążenia jest:

(i) Mniejszy niż GO^{KGO} ; albo

(ii) Większy niż $GO^{KGO} - \Delta GO^{KGO}$;

(5.2) Jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i S^{KGO} zaktualizowanymi zgodnie z pkt (5.1) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.5(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{M1};

(5.3) W przypadku JG_{M1} reprezentujących MWE danej ESP, jeżeli nie istnieją grafiki obciążenia, które wraz z ZWP i S^{KGO} tych JG_{M1} zaktualizowanymi zgodnie z pkt (5.1)-(5.2) spełniałyby warunki określone w pkt 8.6.5(2) i 8.6.11(2) dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP, to dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia przyjętego zgłoszenia PP dla każdej z tych JG_{M1} S^{KGO} przyjmuje wartość stanu JG_{M1};

(5.4) ΔGO^{KGO} jest aktualizowana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 10.6.3(9) z uwzględnieniem S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (5.1)-(5.3);

(5.5) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (5.4).

(6) W przypadku zmiany przyjętego PP w wyniku zgłoszenia PP w ramach RBB dla danej JG i doby handlowej *d*-1, o którym mowa w pkt 8.6.12(15), PPD dla danej JG i doby handlowej *d* są aktualizowane w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4), po aktualizacji PPD dla danej JG i doby handlowej *d*-1 i z uwzględnieniem zaktualizowanego PPD dla danej JG i doby handlowej *d*-1, zgodnie z pkt (2).

10.6.3 Wyznaczanie i aktualizacja PPZ

(1) PPZ dla danej JG jest wyznaczany na podstawie PPD dla tej JG oraz zmiany dyspozycyjności JG, która ze względu na czas jej wystąpienia nie jest uwzględniona w przyjętym PP tej JG i w konsekwencji nie jest uwzględniona w PPD tej JG.

(2) PPZ dla danego OREB i OPCR jest aktualizowany w przypadku zmiany PPD oraz w przypadku zmiany dyspozycyjności JG.

(3) PPZ dla JG uwzględnia zmianę dyspozycyjności JG zgłoszoną:

(3.1) Na potrzeby ZPG z rozdzielczością OREB – najpóźniej w chwili zamknięcia bramki na RBB dla pierwszej godziny horyzontu planowania danej iteracji ZPG obejmującej OREB, dla którego zostało dokonane zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG;

(3.2) Na potrzeby ZPG z rozdzielczością OPCR – po chwili zamknięcia bramki na RBB, o której mowa w pkt (3.1), najpóźniej na 10 minut przed rozpoczęciem OPCR, dla którego zostało dokonane zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG;

(4) Zmiany dyspozycyjności JG, o których mowa w pkt (3), zgłoszone później niż zostało to wskazane w pkt (3.1) i (3.2), zostaną uwzględnione w kolejnych iteracjach ZPG, przed rozpoczęciem których nastąpiło zgłoszenie zmiany dyspozycyjności JG w zakresie OREB i OPCR objętych horyzontem planowania;

W przypadku uruchomienia dodatkowej iteracji ZPG zmiana dyspozycyjności JG zostanie uwzględniona, jeżeli dotyczy okresu objętego horyzontem planowania tej iteracji ZPG.

(5) W przypadku zmiany PPD, PPZ jest aktualizowany w następującym zakresie i według następujących zasad:

(5.1) Jeżeli zmiana PPD nie wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2), 10.6.1(2.4) i 10.6.1(3), w zakresie w jakim zostały one zmienione w PPD, są przyjmowane w PPZ w wartościach jak w PPD;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a), są początkowo w PPZ przyjmowane w wartościach jak w PPD, a następnie są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPZ, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju JG w pkt (7)-(14);

(5.2) Jeżeli zmiana PPD wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.b)-(2.3.d) i 10.6.1(2.4), są przyjmowane w PPZ w wartościach jak w PPD;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.3.a), są początkowo w PPZ przyjmowane w wartościach jak w PPD, a następnie są aktualizowane z uwzględnieniem zmian w PPZ, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami określonymi odpowiednio do rodzaju JG w pkt (7)-(14).

(6) W przypadku zmiany dyspozycyjności, PPZ jest aktualizowany w zakresie i według zasad odpowiednio do rodzaju JG określonych w pkt (7)-(14), z uwzględnieniem warunków poprawności zgłoszeń PP opisanych w pkt 8.6.3-8.6.11. Warunki te określone dla OREB są odpowiednio stosowane dla OPCR przy aktualizacji danych PPZ.

(7) PPZ dla JG_{W1} odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

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

(a) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} wynikająca ze zgłoszenia niedyspozycyjności jest równa 0 MW oraz stan JG_{W1} jest różny od *R*; lub

(b) Zgłoszono ubytek ujemny oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW i ZWP = 1;

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

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

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

(a) Stan JG_{W1} i ZWP nie ulegają zmianie;

(b) Grafik obciążenia:

(i) Nie ulega zmianie, jeżeli stan JG_{W1} jest różny od P;

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

- Warunki określone w pkt 8.6.3(2.2.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{W1} jest równy P i ZWP = 0;
- Warunki określone w pkt 8.6.3(2.3.b)-(2.3.d) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{W1} jest równy P i ZWP = 1;
- Warunki określone w pkt 8.6.3(2.4) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{W1} jest równy P i ZWP = 2;

(c) S^{KGO} ulega zmianie wyłącznie w następującym przypadku: jeżeli dla danego OREB lub OPCR moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W1} wynikająca ze zgłoszenia niedyspozycyjności jest równa 0 MW oraz S^{KGO} jest różny od R, to dla danego OREB lub OPCR oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których wyznaczono PPZ, przyjmuje się S^{KGO} równy stanowi JG_{W1};

(d) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{W1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów JG_{W1} równych S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_{W1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

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

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;

(e) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{W1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów JG_{W1} równych S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_{W1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;

(f) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);

(g) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.1), w stosunku do wartości ZWP

zaktualizowanych zgodnie z pkt (7.1), wartości stanów JG_{W1} równych wartościom S^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (7.1) lub pkt (c) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (f).

(8) PPZ dla JG_{W2} odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(8.1) Dla danego OREB lub OPCR, dla którego moc maksymalna dyspozycyjna JG_{W2} jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest większy niż 0 MW, oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR bieżącej i następnej doby handlowej, dla których jest wyznaczony PPZ, przyjmuje się dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.1), 10.6.1(2.2) i 10.6.1(2.3.a) jak w zerowym PP oraz dane, o których mowa w pkt 10.6.1(2.4.a) i 10.6.1(2.4.b), równe 0 MW;

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

(a) Grafik obciążenia:

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

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

(b) ZUB przyjmuje wartość:

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

(ii) *N*, w przeciwnym przypadku;

(c) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{W2} przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_{W2}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

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

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(d) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{W2} przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_{W2}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);

(f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.2), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (8.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (8.1) lub pkt (e).

(9) PPZ dla JG_{M1} odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

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

(a) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji jest równa 0 MW oraz stan JG_{M1} jest równy P^G albo U^G;

(b) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz stan JG_{M1} jest równy P^P albo U^P;

(c) Zgłoszono ubytek ujemny w kierunku generacji oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW, stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP = 1; lub

(d) Zgłoszono ubytek ujemny w kierunku poboru oraz grafik obciążenia jest równy 0 MW, stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP = 1;

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

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

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

(a) Wartości stanu JG_{M1} i ZWP nie ulegają zmianie;

(b) Grafik obciążenia:

(i) Nie ulega zmianie, jeżeli stan JG_{M1} jest równy R;

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

- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP = 0;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP = 0;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.3.b)-(2.3.e) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP = 1;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.3.b), 8.6.5(2.3.c), 8.6.5(2.3.f) i 8.6.5(2.3.g) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP = 1;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.4.a) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^G i ZWP = 2;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.4.b) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli stan JG_{M1} jest równy P^P i ZWP = 2;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.d), jeżeli stan JG_{M1} jest równy U^G;
- Warunki określone w pkt 8.6.5(2.2.e), jeżeli stan JG_{M1} jest równy U^P;

(c) S^{KGO} ulega zmianie wyłącznie w następującym przypadku: jeżeli dla danego OREB lub OPCR: (i) moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku generacji jest równa 0 MW oraz S^{KGO} jest równy P^G albo U^G, albo (ii) moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz S^{KGO} jest równy P^P albo U^P, to dla danego OREB lub OPCR oraz wszystkich następujących po nim OREB lub OPCR, przyjmuje się S^{KGO} równy stanowi JG_{M1};

(d) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{M1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów JG_{M1} równych S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej JG_{M1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

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

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;

(e) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{M1} bez zmiany jej stanu przy uwzględnieniu ZWP i stanów JG_{M1} równych S^{KGO} zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1) oraz pkt (c), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej JG_{M1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) dla danego OREB lub OPCR;

(f) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);

(g) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.3), w stosunku do wartości ZWP zaktualizowanych zgodnie z pkt (9.1), wartości stanów JG_{M1} równych wartościom S^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (9.1) lub pkt (c) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (9.1) lub pkt (f).

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

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

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

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

(b) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_{M2} w kierunku poboru jest równa 0 MW oraz grafik obciążenia jest mniejszy niż 0 MW;

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

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

(a) Grafik obciążenia:

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

(ii) Przyjmuje dodatnią wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.6(2.2) i 8.6.6(2.4), jeżeli jego dotychczasowa wartość była większa niż 0 MW;

(iii) Przyjmuje ujemną wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.6(2.3) i 8.6.6(2.5), jeżeli jego dotychczasowa wartość była mniejsza niż 0 MW;

(b) ZUB przyjmuje wartość:

(i) D^G, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa D^G i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (10.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.6(2.9.a)-(2.9.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(ii) D^P, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa D^P i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (10.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.6(2.10.a)-(2.10.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(iii) *N*, w przeciwnym przypadku;

(c) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{M2} przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej JG_{M2}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

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

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(d) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_{M2} przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji, oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej JG_{M2}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);

(f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.4), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (10.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (10.1) lub pkt (e).

(11) PPZ dla JG_O odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

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

(11.2) Dla OREB lub OPCR, innych niż te, o których mowa w pkt (11.1):

(a) Grafik obciążenia:

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

(ii) Przyjmuje ujemną wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.7(2.2)-(2.3), w przeciwnym przypadku;

(b) ZUB przyjmuje wartość:

(i) *D*, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa *D* i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (11.1) i pkt (a) spełniają warunki określone w pkt 8.6.7(2.5.a)-(2.5.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(ii) *N*, w przeciwnym przypadku;

(c) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(i) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_O przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy minimalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_O, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

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

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(d) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(i) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_O przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) oraz pkt (a) i (b), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_O, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

- Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz
- Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(ii) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) dla danego OREB lub OPCR;

(e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);

(f) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.5), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (11.1) lub pkt (b) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (11.1) lub pkt (e).

(12) PPZ dla JG_{Z1} odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(12.1) Wartość ZWP nie ulega zmianie;

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

(a) Warunki określone w pkt 8.6.8(2.2) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli $ZWP = 0$;

(b) Warunki określone w pkt 8.6.8(2.3.b)-(2.3.d) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB, jeżeli $ZWP = 1$;

(12.3) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(a) Maksymalnej wartości redukcji generacji danej JG_{Z1} dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_{Z1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i nieujemnej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Większa z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla danego OREB lub OPCR;

(12.4) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(a) Minimalnej wartości redukcji generacji danej JG_{Z1} dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu uwarunkowań technicznych danej JG_{Z1}, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla danego OREB lub OPCR;

(12.5) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (12.3) lub (12.4);

(12.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.6), w stosunku do wartości ZWP oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (12.5).

(13) PPZ dla JG_{Z2} lub JG_{Z3} odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(13.1) Grafik obciążenia przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.9(2.2);

(13.2) ZUB przyjmuje wartość:

(a) *D*, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa *D* i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (13.1) spełniają warunki określone w pkt 8.6.9(2.4.a)-(2.4.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(b) *N*, w przeciwnym przypadku;

(13.3) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(a) Maksymalnej wartości redukcji generacji danej JG_Z dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.1) i (13.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych i uwarunkowań technicznych danej JG_Z, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) i nieujemnej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Większa z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla danego OREB lub OPCR;

(13.4) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(a) Minimalnej wartości redukcji generacji danej JG_Z dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.1) i (13.2) i uwarunkowań technicznych danej JG_Z, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (12.2) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) dla danego OREB lub OPCR;

(13.5) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (13.1) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (13.3) lub (13.4);

(13.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.7), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (13.2) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (13.5).

(14) PPZ dla JG_A odpowiednio dla danego OREB lub OPCR w przypadkach, o których mowa w pkt (5.1.b), (5.2.b) i (6), jest aktualizowany następująco:

(14.1) Grafik obciążenia przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiku obciążenia, która spełnia warunki określone w pkt 8.6.10(2.3)-(2.4);

(14.2) ZUB przyjmuje wartość:

(a) *D*, jeżeli jego dotychczasowa wartość była równa *D* i grafiki obciążenia zaktualizowane zgodnie z pkt (14.1) spełniają warunki określone w pkt 8.6.10(2.7.a)-(2.7.c) w zakresie dotyczącym zgłoszenia PP w ramach RBB;

(b) *N*, w przeciwnym przypadku;

(14.3) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest nieujemna, jest równa różnicy:

(a) Maksymalnej wartości BPP dla danego OREB lub OPCR możliwej do osiągnięcia przez daną JG_A przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.1) i (14.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku generacji i uwarunkowań technicznych danej JG_A, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być większy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i nieujemnej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Większa z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla danego OREB lub OPCR;

(14.4) ΔGO^{KGO}, w przypadku gdy ΔGO^{KGO} z PPD jest ujemna, jest równa różnicy:

(a) Minimalnej wartości BPP dla danego OREB możliwej do osiągnięcia przez daną JG_A przy uwzględnieniu grafików obciążenia i ZUB, zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.1) i (14.2), oferowanych mocy maksymalnych dyspozycyjnych w kierunku poboru i uwarunkowań technicznych danej JG_A, a także przy założeniu, że BPP dla każdego OREB lub OPCR, dla którego wyznaczono PPZ, nie może być mniejszy niż:

(i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i niedodatniej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR; oraz

(ii) Mniejsza z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;

oraz

(b) Grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla danego OREB lub OPCR;

(14.5) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (14.3) lub (14.4);

(14.6) Grafiki mocy bilansujących są aktualizowane zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.6.12(9.8), w stosunku do wartości ZUB zaktualizowanych zgodnie z pkt (14.2) oraz grafików obciążenia równych GO^{KGO} zaktualizowanym zgodnie z pkt (14.5).

10.6.4 Wyznaczanie i aktualizacja PPS

(1) PPS dla danej JG i doby handlowej jest wyznaczany po uzyskaniu wyników pierwszej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla danej doby handlowej w następujący sposób:

(1.1) Dla każdego OREB danej doby handlowej dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są wyznaczane na podstawie wyników ZPG i ich wartości są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego PKD dla danej doby handlowej;

(1.2) Dla każdego OPCR danej doby handlowej:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4.1), są wyznaczane na podstawie wielkości tych danych z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR i poprzedniego OREB z uwzględnieniem ich liniowej zmiany, przy czym dla JG_{W1} i JG_{M1} grafik obciążenia jest równy 0 MW dla każdego OPCR danego OREB, dla którego stan JG jest równy *R*;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4.2) i 10.6.1(4.3), odpowiadają wielkościom tych danych z pkt (1.1) dla OREB zawierającego dany OPCR.

(2) PPS dla danej JG i doby handlowej jest aktualizowany w następujących przypadkach i zakresie, według następujących zasad:

(2.1) W przypadku uzyskania wyników kolejnej iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB dla danej doby handlowej:

(a) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OREB danej doby handlowej objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego BPKD-DB;

(b) Dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OPCR danej doby handlowej objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie danych, o których mowa w pkt (a), zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt (1.2);

(2.2) W przypadku uzyskania wyników iteracji ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR dla danej doby handlowej: dane, o których mowa w pkt 10.6.1(4), są aktualizowane w zakresie OPCR objętych horyzontem planowania danej iteracji ZPG na podstawie wyników ZPG i ich nowe wartości w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(4.1), są przekazywane DUB w ramach planu koordynacyjnego BPKD-CR.

11 PRZETWARZANIE DANYCH POMIAROWYCH I WYZNACZANIE ENERGII RZECZYWISTEJ

11.1 Wymagania techniczne

(1) Wymagania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych, wykorzystywanych do rozliczeń dotyczących bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi określa operator systemu, właściwy dla sieci, w której zlokalizowane jest miejsce dostarczania energii elektrycznej (MD), z uwzględnieniem zasad wynikających z przepisów prawa powszechnie obowiązującego, w szczególności z rozporządzenia pomiarowego. OSP określa te wymagania w IRiESP.

(2) Układy pomiarowo-rozliczeniowe wykorzystywane do rozliczeń usług bilansujących, niezależnie od postanowień pkt (1), muszą być wyposażone w licznik zdalnego odczytu rejestrujący dane pomiarowe w okresach zgodnych z OREB i umożliwiający pozyskiwanie danych pomiarowych w trybie dobowym do systemu zdalnego odczytu właściwego operatora systemu, z uwzględnieniem, że:

(2.1) Dla MWE lub MEE układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane w PPE, które dotyczą MD związanych z torami wyprowadzenia mocy danego MWE lub MEE oraz MD, w których energia elektryczna jest pobierana na potrzeby jej magazynowania;

(2.2) Dla SO układy pomiarowo-rozliczeniowe muszą być zainstalowane w PPE, które stanowią kompletny układ zasilania SO, tzn. obejmują wszystkie jego MD.

(3) Wymagania techniczne dla systemów pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych do wymiany danych pomiędzy OSP a podmiotami realizującymi funkcję udostępniania oraz pozyskiwania danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych określa OSP w IRiESP.

11.2 Zasady ogólne

(1) Przedmiotem procesów przetwarzania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych jest energia rzeczywista (ER) dla JB i JG.

(2) ER wynika z:

(2.1) Realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{M1}, JG_{M2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3}, JG_{A}, JB_{Z}, JB_{OS};

(2.2) Ilości energii elektrycznej w uzgodnionych grafikach wymiany międzysystemowej (GWM_{U}) danego POB, który jest równocześnie uczestnikiem wymiany międzysystemowej – dla JB_{WMP};

(2.3) Ilości energii elektrycznej odpowiadającej pozycji danego POB_{GE} wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków tego POB_{GE} – dla JB_{GE};

(2.4) Ilości energii elektrycznej w GWM_{U} wszystkich JB_{WMP}, ilości energii elektrycznej wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków wszystkich JB_{GE} i realizacji fizycznych dostaw energii elektrycznej – dla JB_{WMO}.

(3) W przypadku ER wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB:

(3.1) ER w MD jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowych z FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej;

(3.2) ER w MB jest wyznaczana przez OSP na podstawie ER w MD oraz algorytmów wyznaczania ER;

(3.3) ER dla JG lub JB jest wyznaczana przez OSP na podstawie ER w MB oraz algorytmów agregacji;

(3.4) Algorytmy wyznaczania energii elektrycznej i algorytmy agregacji, o których mowa w pkt (3.1)-(3.3), są określane w umowach przesyłania zawartych pomiędzy POB i OSP oraz DUB i OSP.

(4) Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o której mowa w pkt (3), są realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz URB.

(5) Fizyczne pomiary energii elektrycznej, o której mowa w pkt (3), są określone dla FRP. Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe są nazywane FRP podstawowymi (FRPP). Fizyczne pomiary energii elektrycznej realizowane przez układy pomiarowo-rozliczeniowe rezerwowe są nazywane FRP rezerwowymi (FRPR).

(6) W przypadku ER wynikającej z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB:

(6.1) ER dla JB lub JG jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji;

(6.2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez OSDp na podstawie danych odpowiadających ilości energii elektrycznej pobranej i oddanej w PPE lub PPW oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MB;

(6.3) Algorytmy agregacji, o których mowa w pkt (6.1), są określane w umowach przesyłania zawartych pomiędzy URB i OSP;

(6.4) Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt (6.2) są określane w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PPE lub PPW składające się na MB).

(7) Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FRP jest uzależniony od położenia MB:

(7.1) Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB, innych niż reprezentujące dostawy energii elektrycznej JWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej oraz dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB, o których mowa w pkt 3.2(3.2)-(3.3), sposób pozyskiwania danych pomiarowych jest określony w IRiESP;

(7.2) Dla MB znajdujących się:

(a) W podstawowym obszarze RB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej JWCD przyłączonych do sieci dystrybucyjnej; oraz

(b) W rozszerzonym obszarze RB, innych niż wskazane w pkt (7.1);

pozyskiwanie danych pomiarowych przez OSP jest realizowane dla FRPP i FRPR poprzez WIRE operatorów rynku wskazanych przez URB, do których należą FRP;

(7.3) Dla MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB, dane pomiarowo-rozliczeniowe są pozyskiwane w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej przez wszystkie zasoby URD reprezentowane w tym MB. Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są pozyskiwane przez OSP poprzez WIRE OSDp albo operatora rynku JB_{OS} należącej do tego OSDp jako POB_{OSD}.

(8) W przypadku, o którym mowa w pkt (7.2) dane pomiarowe dla FRPP oraz FRPR muszą być przekazywane do OSP przez różnych OR.

(9) Na RB obowiązują jednolite standardy identyfikowania FRP i $_{FD}$MB oraz jednolite schematy gromadzenia i przetwarzania danych w systemach komputerowych, w tym formaty i typy danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

(9.1) FRP są identyfikowane przez kod FRP. Zasady kodowania FRP określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej;

(9.2) $_{FD}$MB są identyfikowane przez kod $_{FD}$MB. Zasady kodowania $_{FD}$MB określa OSP i publikuje na swojej stronie internetowej;

(9.3) Kody FRP i $_{FD}$MB obowiązujące OSP, OSD, OR, POB i DUB są określone w umowach przesyłania;

(9.4) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe o przepływach energii elektrycznej są pozyskiwane i rejestrowane dla okresów zgodnych z OREB i ORN z dokładnością do 0,001 MWh;

(9.5) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są przetwarzane z maksymalną możliwą dokładnością wynikającą z właściwości systemów informatycznych;

(9.6) Wyniki obliczeń są rejestrowane dla okresów zgodnych z OREB i ORN z dokładnością do 0,001 MWh, a ewentualne zaokrąglenia są dokonywane zgodnie z ogólnymi zasadami zaokrągleń;

(9.7) Dane pomiarowe i pomiarowo-rozliczeniowe są rejestrowane wraz ze statusem danej pomiarowej. Określane są następujące statusy danych pomiarowych na RB:

(a) Status 0 oznacza daną poprawną;

(b) Status 1 oznacza daną niepoprawną;

(9.8) Jako poprawną daną pomiarową lub pomiarowo-rozliczeniową traktuje się daną, która określa prawidłową wartość zarejestrowanej wielkości fizycznej. Z zastrzeżeniem pkt (9.9), jako daną niepoprawną traktuje się pozostałe dane;

(9.9) W przypadku gdy w procesie wyznaczania ER nie jest możliwe określenie wartości odpowiedniej danej, OSP nadaje jej status 2 (brak danej).

(10) Systemem informatycznym OSP dedykowanym do wyznaczania ER jest system pomiarowo-rozliczeniowy OSP (SPR).

(11) Opis funkcjonalny SPR w zakresie powiązań z systemem zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, lokalnymi systemami pomiarowo-rozliczeniowymi (LSPR) i systemami OSDp zamieszczony jest w IRiESP.

(12) Wymiana danych pomiarowych pomiędzy LSPR a SPR oraz danych pomiarowo-rozliczeniowych pomiędzy systemem OSDp a SPR jest realizowana poprzez WIRE.

(13) Zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z LSPR oraz danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemu OSDp jest określony w umowach przesyłania.

(14) Przetwarzanie danych pomiarowych i danych pomiarowo-rozliczeniowych na RB jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:

(14.1) Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby handlowej *d* są wyznaczane przez OSP w dobie *d*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyznaczonych wielkości ER;

(14.2) Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby handlowej *d* są wyznaczane przez OSP w dobie *d*+4 jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń;

(14.3) Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby handlowej *d* są wyznaczane przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących;

(15) Dane pomiarowe z FRP i dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB pozyskiwane do SPR każdorazowo nadpisują dane pozyskane uprzednio.

11.3 Konfigurowanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

11.3.1 Procedura konfigurowania danych pomiarowych

(1) Każdy FRP zdefiniowany w SPR jest identyfikowany przez kod FRP.

(2) Kody FRP zdefiniowane w SPR oraz w LSPR są wymieniane pomiędzy OSP a OR z wykorzystaniem WIRE.

(3) Proces wymiany kodów FRP odbywa się w razie konieczności zmiany lub wprowadzenia nowych kodów FRP. Kody FRP są udostępniane i pozyskiwane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

(4) Pozyskanie przez OSP kodów FRP polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w LSPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów FRP przesłanej przez OR. Lista kodów FRP podlega zatwierdzeniu przez OSP.

(5) Udostępnienie przez OSP kodów FRP z SPR polega na wysłaniu listy kodów FRP w odpowiedzi na zapytanie otrzymane od OR.

11.3.2 Procedura konfigurowania danych pomiarowo-rozliczeniowych

(1) Każde $_{FD}$MB zdefiniowane w SPR jest identyfikowane przez kod $_{FD}$MB.

(2) Kody $_{FD}$MB zdefiniowane w SPR są wymieniane pomiędzy OSP a OSDp z wykorzystaniem WIRE.

(3) Proces wymiany kodów $_{FD}$MB odbywa się w razie konieczności aktualizacji lub wprowadzenia nowych kodów $_{FD}$MB. Kody $_{FD}$MB są udostępniane przez OSP w godzinach od 8.00 do 14.00.

(4) Pozyskanie przez OSDp kodów $_{FD}$MB polega na wysłaniu zapytania o kody zgromadzone w SPR i odebraniu odpowiedniej listy kodów $_{FD}$MB przesłanej przez OSP.

11.4 Pozyskiwanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

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

(1) Dla każdego FRP zlokalizowanego w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB w SPR jest określany sposób pozyskania danych pomiarowych zmierzonych w tym punkcie.

(2) Dane pomiarowe z FRP zlokalizowanych w podstawowym albo rozszerzonym obszarze RB są pozyskiwane przez OSP dla FRPP i FRPR.

(3) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie *d*+1:

(3.1) Proces pozyskania danych pomiarowych z LSPR do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR i realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00;

(3.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR w trybie automatycznym jest realizowany w godzinach od 6.00 do 8.00;

(3.3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych jest realizowana faza sprawdzenia kompletności danych pozyskanych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP. Procesowi sprawdzania podlegają dane pomiarowe dla każdego FRP dla każdego okresu zgodnego z OREB i ORN doby handlowej *d*;

(3.4) Dla każdego FRP pozyskanego z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP, dla którego dane pomiarowe są niekompletne, proces

pozyskania jest powtarzany w trybie ręcznym. Ręczny tryb pozyskiwania danych do SPR jest realizowany w godzinach od 8.00 do 10.00;

(3.5) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.

(4) Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od *d*+2 do *d*+4:

(4.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *d*+2 i *d*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00.w dobie *d*+4;

(4.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie *d*+3;

(4.3) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.

(5) Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego. Korekta ER dotycząca poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* jest wykonywana w miesiącach *m*+2 oraz *m*+4:

(5.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OR na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;

(5.2) Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do SPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;

(5.3) Po zakończeniu procesu pozyskania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FRP.

(6) Pozyskanie danych do SPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OR jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB innych niż MB_{PEO}

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

(2) Dane pochodzące z PPE lub PPW zlokalizowanych w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym albo rozszerzonym obszarem RB są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej w poszczególnych $_{FD}$MB.

(3) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie *d*+1.

(3.1) Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 10.00;

(3.2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

(4) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od *d*+2 do *d*+4.

(4.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *d*+2 i *d*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dobie *d*+4;

(4.2) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

(5) Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(5.1) Proces pozyskania danych do SPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego;

(5.2) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB.

(6) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB w trybie korekty wyznaczania ER są pozyskiwane dla poszczególnych dób handlowych w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Długość okresu korygowania wynosi 15 miesięcy. Dane dla poszczególnych dób handlowych miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie korekty w miesiącach *m*+2, *m*+4, *m*+8 oraz *m*+15.

(7) Pozyskanie danych do SPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych błędów lub braków danych pomiarowo-rozliczeniowych. OSDp jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej.

11.4.3 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB typu MB_{PEO}

(1) Dane dla PPE reprezentujących dostawy energii elektrycznej prosumentów energii odnawialnej i prosumentów zbiorowych energii odnawialnej przyłączonych do sieci OSDp są pozyskiwane przez OSP w podziale na ilość energii elektrycznej pobranej i oddanej w poszczególnych MB_{PEO}:

(1.1) Jako ilość energii elektrycznej oddanej należy rozumieć energię elektryczną wprowadzoną do sieci OSDp po sumarycznym zbilansowaniu, o którym mowa w art. 4 ust. 2b ustawy o odnawialnych źródłach energii, którego wynik oznaczony w tym przepisie jako $Eb_{(t)}$ jest ujemny, zachowując zgodność przekazanych danych z danymi przekazanymi sprzedawcom;

(1.2) Jako ilość energii elektrycznej pobranej należy wskazać zero ze statusem danej poprawnej.

(2) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla doby handlowej *d* są pozyskiwane w trybie wstępnym od doby *d*+1 do doby *d*+4.

Proces pozyskania danych pomiarowo-rozliczeniowych z systemów OSDp do SPR jest inicjowany przez OSDp i realizowany w godzinach od 0.00 do 10.00 w dobie *d*+1, w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach *d*+2 i *d*+3 oraz w godzinach od 0.00 do 8.00. w dobie *d*+4.

(3) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla poszczególnych dób miesiąca *m* są pozyskiwane w trybie podstawowym od 5. do 10. dnia miesiąca *m*+1:

(3.1) Proces pozyskania danych do SPR jest inicjowany przez OSP poprzez wysłanie każdego dnia, w okresie od 5. do 9. dnia miesiąca *m*+1, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca *m*. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej;

(3.2) Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB_{PEO}.

(4) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB_{PEO} dla poszczególnych dób miesiąca *m* mogą zostać skorygowane w miesiącach *m*+2, *m*+4 i *m*+12:

(4.1) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+2 i *m*+4 w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSDp na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia miesiąca *m*+2 i *m*+4;

(4.2) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+12 jest inicjowany przez OSP, poprzez wysłanie 5. dnia miesiąca *m*+12, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla każdej doby miesiąca *m*. W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej;

(4.3) Proces pozyskania skorygowanych danych w miesiącu *m*+12 jest inicjowany przez OSP, poprzez wysłanie w okresie od 6. do 9. dnia miesiąca *m*+12, zapytań o dane pomiarowo-rozliczeniowe dla poszczególnych dób miesiąca *m* wskazanych przez OSDp we wniosku przekazanym do OSP pocztą elektroniczną (e-mail), na adres poczty elektronicznej: *dane.pe@pse.pl*, na podstawie zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych.

W odpowiedzi na wysłane zapytanie, OSDp przekazuje wymagane dane w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnej;

(4.4) Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB_{PEO}.

(5) Dane pomiarowo-rozliczeniowe przekazywane dla MB_{PEO} dotyczą dostaw energii elektrycznej w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 30 czerwca 2025 r.

11.5 Wyznaczanie energii rzeczywistej

11.5.1 Procedura wyznaczania ER dla MD, MB

(1) Dla każdego MD, rozumianego jako zbiór FRP oraz algorytm wyznaczania energii elektrycznej na podstawie pomiarów w tych FRP, oraz MB jest wyznaczana ER dla każdego okresu zgodnego z OREB i ORN.

(2) Przy wyznaczaniu ER dla MD i MB są wykorzystywane algorytmy wyznaczania energii elektrycznej oraz procedury substytucji danych pomiarowych dla FRP i substytucji danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB.

(3) ER jest wyznaczana:

(3.1) Dla każdego MB wchodzącego w skład JG dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(3.2) Dla każdego MB wchodzącego w skład JB dla każdego ORN doby handlowej *d*.

(4) ER jest wyznaczana z dokładnością do 0,001 MWh.

11.5.2 Procedura wyznaczania ER dla JG

(1) Sposób wyznaczania ER określony w pkt (2) dotyczy wszystkich rodzajów JG.

(2) ER dla JG jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB, reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów tworzących JG:

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZMB_j} ER_{ijt} \tag{11.1}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JG *j* dla OREB *t* [MWh]

ER_{ijt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB *i*, które wchodzi w skład JG *j*, dla OREB *t* [MWh]

ZMB_j – Zbiór MB tworzących JG *j*

11.5.3 Procedura wyznaczania ER dla JB

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

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZMB_j} ER_{ijt} \tag{11.2}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_Z *j* dla ORN *t* [MWh]

ER_{ijt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB *i*, które wchodzi w skład JB_Z *j*, dla ORN *t* [MWh]

ZMB_j – Zbiór MB tworzących JB_Z *j*

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

$$ER_{jt} = SGWMu_{jt} \cdot \Delta t \tag{11.3}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{WMP} *j* dla ORN *t* [MWh]

$SGWMu_{jt}$ – Sumaryczny GWM_U uczestnika wymiany międzysystemowej będącego POB, który posiada JB_{WMP} *j*, dla ORN *t* [MW]

Δt – Czas trwania ORN [h]

(3) ER dla JB_{GE} jest równa:

(3.1) W przypadku JB_{GE}, którą posiada POB_{GE} pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO – pozycji POB_{GE} wynikającej z uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków tego POB_{GE}:

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

(3.2) W przypadku pozostałych JB_{GE}:

$$ER_{jt} = 0 \tag{11.5}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{GE} *j* dla ORN *t* [MWh]

$GMCu_{jt}^{I}$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku importu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} *j*, dla ORN *t* [MW]

$GMCu_{jt}^{E}$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku eksportu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} *j*, dla ORN *t* [MW]

$GMCBu_{jt}^{I}$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku importu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} *j*, dla ORN *t* [MW]

$GMCBu_{jt}^{E}$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku eksportu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} *j*, dla ORN *t* [MW]

Δt – Czas trwania ORN [h]

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

(4.1) Sumą pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB tworzących JB_{WMO}; oraz

(4.2) Sumą:

(a) Energii rzeczywistej wyznaczonej dla wszystkich JB_{WMP} oraz JB_{GE}; i

(b) Salda wymiany energii elektrycznej wynikającej z aktywacji energii bilansującej na platformie RR;

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

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{WMO} *j* dla ORN *t* [MWh]

ER_{ijt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla MB *i*, które wchodzi w skład JB_{WMO} *j*, dla ORN *t* [MWh]

ER_{it} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{WMP} albo JB_{GE} *i* dla ORN *t* [MWh]

WEB_t^{PRR} – Saldo wymiany energii elektrycznej wynikające z aktywacji energii bilansującej na platformie RR, dla OREB odpowiadającego ORN *t* [MWh]

ZMB_j – Zbiór MB tworzących JB_{WMO} *j*

ZJB – Zbiór wszystkich JB_{WMP} i JB_{GE}

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

$$ER_{jt} = \sum_{i \in ZJB \setminus \{j\}} ER_{it} \tag{11.7}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{OS} *j*, którą posiada POB_{OSP}, dla ORN *t* [MWh]

ER_{it} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB *i* innej niż JB_{OS} *j* dla ORN *t* [MWh]

ZJB – Zbiór wszystkich JB

(6) ER dla JB_{OS}, którą posiada POB_{OSD}, jest wyznaczana na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP, danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB, z uwzględnieniem następujących składowych:

(6.1) Ilości energii elektrycznej wymienianej przez tego POB_{OSD} z siecią OSP, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w podstawowym obszarze RB;

(6.2) Ilości energii elektrycznej wymienianej przez tego POB_{OSD} z sieciami innych POB_{OSD}, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB zlokalizowanych w rozszerzonym obszarze RB, oraz ilości energii elektrycznej wyznaczanej przez odpowiednich OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_{OSD}) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez tych OSDp;

(6.3) Ilości dostaw energii elektrycznej POB działających w obszarze rozszerzonym RB i zlokalizowanych na obszarze sieci OSDp/OSDn tego POB_{OSD}, wyznaczanej przez OSP na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP oraz algorytmów wyznaczania energii elektrycznej dla MD i algorytmów agregacji dla MB;

(6.4) Ilości dostaw energii elektrycznej do URD zlokalizowanych w obszarze sieci OSDp/OSDn tego POB_{OSD}, wyznaczanej przez OSDp dla poszczególnych $_{FD}$MB (MB_O i MB_W) na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych określonych dla tych MB przez OSDp;

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

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

(1) Proces wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB jest realizowany dla doby handlowej *d* w trybie wstępnym wyznaczania ER w dobie *d*+1 w godzinach od 10.00 do 12.00:

(1.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB, JG oraz JB dla każdego OREB lub ORN doby handlowej *d*;

(1.2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB, JG oraz JB są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD, MB, JG oraz JB.

(2) Proces wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB jest realizowany dla doby handlowej *d* w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobie *d*+4 w godzinach od 8.00 do 10.00:

(2.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB, JG oraz JB dla każdego OREB lub ORN doby handlowej *d*;

(2.2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB, JG oraz JB są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD, MB, JG oraz JB;

(2.3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

(3) Proces wyznaczania ER dla MD, MB, JG oraz JB jest realizowany dla doby handlowej *d* w trybie korygowania ER od 1. do 10. dnia każdego miesiąca kalendarzowego:

(3.1) Proces obliczeniowy jest wykonywany dla każdego MD, MB, JG oraz JB dla każdego OREB lub ORN doby handlowej *d* w przypadku pozyskania przez OSP zmodyfikowanych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych;

(3.2) Po wyznaczeniu ER dla MD, MB, JG oraz JB są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych w MD, MB, JG oraz JB;

(3.3) Dodatkowo, w celu weryfikacji poprawności wyznaczonych danych pomiarowo-rozliczeniowych, są wykonywane bilanse obszarowe KSE.

(4) W przypadku braku danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych niezbędnych do wyznaczenia ER dla danego MD, MB, JG oraz JB, wielkość ER jest wyznaczana przy wykorzystaniu procedur substytucji danych rozliczeniowych obowiązujących dla MD, MB, JG oraz JB.

11.6 Substytucja danych pomiarowych, pomiarowo-rozliczeniowych i energii rzeczywistej

11.6.1 Zasady ogólne

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

(2) W przypadkach wystąpienia zdarzeń awaryjnych jest realizowana substytucja danych dla każdego etapu ich przetwarzania.

(3) Substytucja danych odbywa się według następującej procedury:

(3.1) W pierwszej kolejności jest dokonywana substytucja danych pomiarowych dla FRP;

(3.2) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych na poziomie FRP, jest dokonywana substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD oraz MB;

(3.3) Jeżeli nie jest możliwe zastąpienie danych dla MD oraz MB, jest dokonywana substytucja ER dla JG lub JB.

11.6.2 Substytucja danych pomiarowych FRP

(1) W przypadkach gdy:

(1.1) Brak jest poprawnych danych pomiarowych o przepływach energii elektrycznej w FRP pochodzących z FRPP;

(1.2) Lokalizacja FRPR pokrywa się z lokalizacją FRPP;

to energia elektryczna w FRP jest wyznaczana na podstawie FRPR:

$$E_{it}^{FRP} = E_{it}^{FRPR} \tag{11.8}$$

gdzie:

E_{it}^{FRP} – Ilość energii elektrycznej dla OREB lub ORN *t* w FRP *i* [MWh]

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

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

11.6.3 Substytucja danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MD i MB

(1) W przypadku gdy:

(1.1) ER w MD jest wyznaczana na podstawie pomiarów w FRP oraz podstawowego algorytmu wyznaczania energii elektrycznej (AWEP) lub rezerwowego algorytmu wyznaczania energii elektrycznej (AWER); oraz

(1.2) Nie jest możliwe wykonanie substytucji danych pomiarowych dla FRP uwzględnionych w AWEP;

to ER dla MD jest wyznaczana na podstawie AWER oraz pomiarów w FRP uwzględnianych w AWER:

$$ER_{it} = ER_{it}^{AWER} \tag{11.9}$$

gdzie:

ER_{it} – Energia rzeczywista wyznaczona dla MD *i* dla OREB lub ORN *t* [MWh]

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

(2) Dla MB zlokalizowanych w obszarze rozszerzonym RB, które dotyczą linii 110 kV stanowiących połączenia pomiędzy sieciami OSDp oraz miejsc w sieci na poziomie SN i nN, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej na potrzeby związane z wykonywaną działalnością gospodarczą odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przez OSP lub OSDp, w przypadku braku danych pomiarowych dla FRP, na podstawie których jest wyznaczana ER, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii elektrycznej.

(3) Dla MB reprezentujących dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, w przypadku braku danych odpowiadających ilości energii elektrycznej pobranej lub oddanej we wszystkich PPE wchodzących w skład danego MB, jest podstawiana zerowa ilość dostaw energii elektrycznej z wyłączeniem $_{AFD}$MB, gdzie stosuje się substytucję ER dla JG.

11.6.4 Substytucja ER dla JG

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

$$ER_{jt} = ES_{jt} \tag{11.10}$$

gdzie:

ER_{jt} – Energia rzeczywista JG *j* dla OREB *t* [MWh]

ES_{jt} – Energia skorygowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

11.6.5 Substytucja ER dla JB

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

(1.1) Dla JB_Z i JB_{OS}:

$$ER_{jt} = PB_{jt} \tag{11.11}$$

gdzie:

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

PB_{jt} – Pozycja bilansowa JB *j* dla ORN *t* [MWh]

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

$$ER_{jt} = 0 \tag{11.12}$$

gdzie:

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

11.7 Udostępnianie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych

11.7.1 Procedura udostępniania danych pomiarowych

(1) Procesowi udostępniania podlegają dane pomiarowe dla FRP zgromadzone w SPR i pozyskiwane z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP.

(2) Dane pomiarowe z FRP zgromadzone w SPR są udostępniane poprzez WIRE.

(3) Dane pomiarowe z FRP zdefiniowanych w SPR mogą być udostępniane OR w zakresie JG lub JB, dla których realizują funkcje operatorskie. Udostępnieniu podlegają dane pomiarowe pochodzące z FRP, w oparciu o które wyznaczana jest ER dla danej JG lub JB.

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

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

11.7.2 Procedura udostępniania danych pomiarowo-rozliczeniowych

(1) Raport hierarchiczny energii rzeczywistej (RHER) jest udostępniany w zakresie każdej JG i JB, dla której wyznacza się wielkości ER na podstawie pomiarów przepływów energii elektrycznej w FRP lub danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}$MB:

(1.1) W trybie wstępnym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, podlegającej procesowi rozliczeń ER, w dobie *d*+1 po godzinie 16.00;

(1.2) W trybie podstawowym wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, dla której wystąpiła zmiana ER, lub pozyskano dane pomiarowe dla FRP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB, w dobie *d*+4;

(1.3) W trybie korekty wyznaczania ER, OSP udostępnia RHER dla każdej JG i JB, dla której wystąpiła zmiana ER, lub pozyskano dane pomiarowe dla FRP lub dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}$MB, w dobach od 11. do 20. każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Każdy RHER zawiera datę i czas utworzenia raportu, datę doby handlowej oraz identyfikator JG albo JB, której dotyczy.

(3) W ramach raportu RHER są udostępniane następujące dane:

(3.1) Dane dotyczące JG albo JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) ER;

(b) Status poprawności wyznaczonej ER;

(c) Status substytucji danych dla JG lub JB;

(3.2) Dane dotyczące poszczególnych MB innych niż $_{FD}$MB wchodzących w skład JG lub JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) Kod MB;

(b) ER;

(c) Status poprawności wyznaczonej ER;

(d) Status substytucji danych dla MB;

(3.3) Dane dotyczące poszczególnych MD wchodzących w skład MB dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) Kod MD;

(b) ER;

(c) Status poprawności wyznaczonej ER;

(d) Status substytucji danych dla MD;

(3.4) Wynik substytucji danych dla FRP wchodzących w skład kolejnych MD dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) Kod wyniku w rozliczeniowym rejestrze pomiarowym (RRP);

(b) ER;

(c) Status poprawności wyznaczonej ER;

(d) Status substytucji danych dla FRP;

(3.5) Dane dotyczące poszczególnych FRP wchodzących w skład kolejnych RRP dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) Kod FRP;

(b) Kolejność uwzględniania w procedurze substytucji danych dla FRP;

(c) ER;

(d) Status poprawności wyznaczonej ER;

(3.6) Dane dotyczące poszczególnych $_{FD}$MB wchodzących w skład JG lub JB odpowiednio dla każdego OREB albo ORN doby handlowej *d*:

(a) Kod $_{FD}$MB;

(b) ER dla $_{FD}$MB;

(c) Status poprawności wyznaczonej ER dla $_{FD}$MB;

(d) Status substytucji danych dla $_{FD}$MB.

12 WYCENA REZERWY OPERACYJNEJ

12.1 Zasady ogólne

(1) Wycena rezerwy operacyjnej jest dokonywana dla każdego OREB każdej doby handlowej.

(2) OSP dokonuje wyznaczenia ceny rezerwy operacyjnej (COR), na podstawie:

(2.1) Wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG;

(2.2) Minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej wymaganej dla zachowania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego;

(2.3) Prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (ang. loss of load probability, LOLP);

(2.4) Ceny minimalnej i maksymalnej rezerwy operacyjnej oraz górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej;

(2.5) Ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO wyznaczonej zgodnie z pkt 13.2(3).

(3) Minimalna wielkość rezerwy operacyjnej dla danego OREB, o której mowa w pkt (2.2), jest równa wymaganej wielkości mocy bilansującej FCR^G dla tego OREB.

12.2 Rezerwa operacyjna JG

(1) Rezerwa operacyjna (RO) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana na podstawie danych z PPS w następujący sposób:

(1.1) Dla JG_{W1}:

(a) Jeżeli ZWP = 1 dla danego OREB:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.1}$$

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

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

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

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

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

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

(1.2) Dla JG_{W2}:

(a) Jeżeli ZUB = *N*:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.4}$$

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.3) Dla JG_{M1}:

(a) Jeżeli ZWP = 1:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.6}$$

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

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

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

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

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

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

(d) Jeżeli ZWP ≠ 1 i stan JG jest równy U^P albo P^P:

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

(1.4) Dla JG_{M2}:

(a) Jeżeli ZUB = *N*:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.10}$$

(b) Jeżeli ZUB = D^G:

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

(c) Jeżeli ZUB = D^P:

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

(1.5) Dla JG_O:

(a) Jeżeli ZUB = *N*:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.13}$$

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.6) Dla JG_{Z1}:

(a) Jeżeli ZWP = 1:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.15}$$

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.7) Dla JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(a) Jeżeli ZUB = *N*:

$$RO_{jt} = 0 \tag{12.17}$$

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.8) Dla JG_A:

(a) Jeżeli ZUB = *N*:

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

(b) W pozostałych przypadkach:

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

gdzie:

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

$\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}}$ – Średnia dyspozycyjność operacyjna JG *j* dla OPCR *τ* [MW]

E_{jt}^{EstWS} – Energia odpowiadająca estymacie dla JG *j* z uwzględnieniem warunków pracy sieci dla OREB *t*, równa ER_{jt} w przypadku braku estymaty [MWh]

P_{jt}^{GOM} – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG_Z *j* dla OREB *t*, równy 0 w przypadku JG_Z, w skład której nie wchodzi MEE [MW]

$P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ* [MW]

$P_{j\tau}^{OfMinDysp}$ – Oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ*, wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB *t*-1 i OREB *t* [MW]

$\overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}}$ – Średnia oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ* [MW]

$P_{j\tau}^{OfMaxDysp}$ – Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ*, wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB *t*-1 i OREB *t* [MW]

$PG_{j\tau}^{OfMinDysp}$ – Oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku generacji dla OPCR *τ*, wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB *t*-1 i OREB *t* [MW]

$\overline{PG_{j\tau}^{OfMinDysp}}$ Średnia oferowana moc minimalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku generacji dla OPCR *τ* [MW]

$PL_{j\tau}^{OfMaxDysp}$ – Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku poboru dla OPCR *τ*, wyznaczona przy założeniu liniowej zmiany wartości pomiędzy OREB *t*-1 i OREB *t* [MW]

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

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

(2.1) W przypadku JG_{W1} albo JG_{M1}, dla której ZWP = 0 dla danego OPCR oraz moc dostępna dla OSP poprzez BPP w ramach rezerwy operacyjnej JG (P^{MaxBPP}) dla danego OPCR jest równa 0 MW:

$$\overline{P_{j\tau}^{DyspRO}} = NZR_{j\tau} \tag{12.21}$$

(2.2) W pozostałych przypadkach:

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

gdzie:

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

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

(3.1) Dla JG_{W1}, dla której czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest dłuższy niż 30 min:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZWP = 1 lub stan JG jest równy *R*, U^G, U^C, U^Z lub U^D, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JG_{W1} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{W1}; oraz

(v) Warunków pracy sieci;

(3.2) Dla JG_{W1}, dla której czas od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest nie dłuższy niż 30 min:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZWP = 1 lub stan JG_{W1} jest równy *R* i moc maksymalna dyspozycyjna JG jest równa 0 MW lub stan JG_{W1} jest równy *R* z powodu warunków pracy sieci, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JG_{W1} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{W1}; oraz

(v) Warunków pracy sieci;

(3.3) JG_{W2}:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZUB = *N*, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JG_{W2} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{W2}; oraz

(v) Warunków pracy sieci;

(3.4) JG_{M1}:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZWP = 1 lub stan JG_{M1} jest równy *R* i moc maksymalna dyspozycyjna JG w kierunku generacji jest równa 0 MW lub stan JG_{M1} jest równy *R* z powodu warunków pracy sieci lub stan JG_{M1} jest

równy *R* i dla OREB *t* obejmującego dany OPCR, OREB *t*-2, *t*-1 lub *t*+1 nominowany zakres $mFRRd^D$ jest większy niż 0 MW, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dla danego OPCR ZWP ≠ 1, stan JG_{M1} jest równy *R* i dla innej JG_{M1} związanej z daną ESP:

(i) Dla danego OPCR stan JG jest równy U^P, P^P; lub

(ii) Dla OREB *t* obejmującego dany OPCR, OREB *t*-2, *t*-1 lub *t*+1 stan JG jest równy U^P, P^P, *R* i nominowany zakres $mFRRd^D$ jest większy niż 0 MW;

to P^{MaxBPP} jest równa 0 MW;

(c) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których stan JG_{M1} jest równy *R*, U^G albo P^G i dla tych OPCR nie zachodzi przypadek z pkt (a) lub (b), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość nieujemna), która może być osiągnięta przez JG_{M1} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{M1};

(v) Stanu magazynu OSP, o którym mowa w pkt 8.6.1(8); oraz

(vi) Warunków pracy sieci;

(d) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których stan JG_{M1} jest równy U^P albo P^P i dla tych OPCR nie zachodzi przypadek z pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez JG_{M1} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG w kierunku poboru uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{M1};

(v) Stanu magazynu OSP, o którym mowa w pkt 8.6.1(8); oraz

(vi) Warunków pracy sieci;

(3.5) JG_{M2}:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZUB = *N*, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR , dla których ZUB = D^G, to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość nieujemna), która może być osiągnięta przez JG_{M2} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{M2};

(v) Potencjału dostawy, o którym mowa w pkt 8.6.1(11); oraz

(vi) Warunków pracy sieci;

(c) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR, dla których ZUB = D^P, to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez JG_{M2} z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG w kierunku poboru uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_{M2};

(v) Potencjału dostawy, o którym mowa w pkt 8.6.1(11); oraz

(vi) Warunków pracy sieci;

(3.6) JG_O:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZUB = *N*, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP (wartość niedodatnia), która może być osiągnięta przez JG_O z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_O; oraz

(v) Warunków pracy sieci;

(3.7) Dla JG_A:

(a) Jeżeli dla danego OPCR ZUB = *N*, to P^{MaxBPP} jest równa grafikowi obciążenia z PPS dla danego OPCR;

(b) Jeżeli dany OPCR należy do okresu składającego się z OPCR innych niż wskazane w pkt (a), to P^{MaxBPP} dla danego OPCR jest wyznaczana jako maksymalna wartość BPP, która może być osiągnięta przez JG_A z uwzględnieniem:

(i) Grafiku obciążenia z PPS dla OPCR poprzedzającego dany okres i OPCR następującego po tym okresie;

(ii) Nominowanych zakresów FCR^G, $aFRR^G$ i $mFRRd^G$ z PPS;

(iii) Oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG w kierunku generacji uwzględnionej w PPS dla OPCR należących do danego okresu, wyznaczanej w sposób analogiczny jak w pkt 8.6.2(5.5);

(iv) Uwarunkowań technicznych danej JG_A; oraz

(v) Warunków pracy sieci.

12.3 Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych

(1) LOLP opisuje zależność prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych od wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG. LOLP jest wyznaczany przy założeniu pełnej dyspozycyjności zasobów sieciowych.

(2) LOLP nie uwzględnia środków zaradczych, z których OSP może skorzystać w celu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych.

(3) OSP wyznacza LOLP kwartalnie, dla poszczególnych zbiorów OREB o jednolitej niepewności zbilansowania (OJNZ), jako funkcję kawałkami liniową, opisaną stałą liczbą parametrów dla danego kwartału kalendarzowego i OJNZ, stanowiącą przybliżenie empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa spadku rezerwy operacyjnej poniżej wielkości minimalnej w wyniku wystąpień źródeł niepewności zbilansowania (ZNZ).

(4) Empiryczne rozkłady prawdopodobieństwa, o których mowa w pkt (3), są wyznaczane na podstawie danych historycznych, w rozbiciu na OJNZ.

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

(5.1) Dla $RO_t < b_0$:

$$LOLP_q^o(RO_t) = 1 \tag{12.23}$$

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

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

(5.3) Dla $RO_t \geq b_9$:

$$LOLP_q^o(RO_t) = 0 \tag{12.25}$$

gdzie:

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

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

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

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

P_i^o – Prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych dla OJNZ *o* właściwego dla OREB *t*, dla rezerwy operacyjnej równej wartości b_i, gdzie $P_0^o = 1$ oraz $P_9^o = 0$

b_i – Granica przedziału *i* wielkości rezerwy operacyjnej [MW]

Dla poszczególnych przedziałów wielkości rezerwy operacyjnej zmianę wielkości $LOLP_q^o$ przybliża się liniowo. Liczba granic przedziałów wynosi 9 oraz wartości b_i są stałe dla wszystkich krzywych LOLP, niezależnie od OJNZ, i wynoszą:

$b_0 = RO^{Min}$ [MW]

$b_1 = RO^{Min} + 10$ [MW]

$b_2 = RO^{Min} + 20$ [MW]

$b_3 = RO^{Min} + 50$ [MW]

$b_4 = RO^{Min} + 100$ [MW]

$b_5 = RO^{Min} + 200$ [MW]

$b_6 = RO^{Min} + 500$ [MW]

$b_7 = RO^{Min} + 1000$ [MW]

$b_8 = RO^{Min} + 2000$ [MW]

$b_9 = RO^{Min} + 5000$ [MW]

RO^{Min} – Minimalna wielkość rezerwy operacyjnej, wyznaczona zgodnie z pkt 12.1(3) [MW]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

(6) Parametry LOLP dla danego kwartału kalendarzowego wraz z OJNZ są wyznaczane do 15. dnia drugiego miesiąca poprzedzającego dany kwartał kalendarzowy, na podstawie danych historycznych za okres 12 pełnych kwartałów kalendarzowych, z wyłączeniem okresów niereprezentatywnych, o których mowa w pkt (7).

(7) Dany okres jest oznaczany jako okres niereprezentatywny w następujących przypadkach, pod warunkiem, że przypadki te miały wpływ na ocenianą powykonawczo dostępność rezerwy operacyjnej dla OSP oraz nie jest możliwe skorygowanie ich wpływu w danych historycznych:

(7.1) Wystąpiły incydenty poziomu 1 lub 2, zgodnie z obowiązującą skalą klasyfikacji incydentów;

(7.2) Wykorzystane zostały środki zaradcze w postaci działań pozarynkowych, w szczególności takie jak: stopnie zasilania, zawieszenie działań rynkowych;

(7.3) Miała miejsce ingerencja regulacyjna wpływająca znacząco na działanie rynku bilansującego;

(7.4) Wprowadzony został stan klęski żywiołowej lub stan wyjątkowy lub stan wojenny;

(7.5) Wystąpiło inne nadzwyczajne wydarzenie o zasięgu ogólnokrajowym lub regionalnym, w tym materializacja krajowego lub regionalnego kryzysu elektroenergetycznego, w wyniku którego dane historyczne nie reprezentują dostępności rezerwy operacyjnej dla OSP wynikającej z uwarunkowań pracy KSE.

12.4 Cena minimalna i maksymalna rezerwy operacyjnej oraz górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej

(1) Cena minimalna rezerwy operacyjnej dla niezerowego LOLP (COR^{Min}) wynosi 10 zł/MW-h.

(2) Cena maksymalna rezerwy operacyjnej (COR^{Max}) wynosi 5 000 zł/MW-h.

(3) Ceny COR^{Min} i COR^{Max} począwszy od 2025 roku podlegają indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego, publikowanym na stronie internetowej OSP niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP.

(4) Cena rezerwy operacyjnej dla OREB danej doby handlowej nie może być wyższa niż górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej ($CORD^{Max}$).

(5) $CORD^{Max}$ ogranicza wzrost przeciętnej kwartalnej ceny rezerwy operacyjnej i dla kolejnych dób handlowych *d* danego kwartału kalendarzowego jest wyznaczany przy następujących założeniach:

(5.1) Liczba OREB w dobie handlowej *d*, dla których wartość rezerwy operacyjnej obniży się poniżej minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej ($RO_t < RO^{Min}$), wyniesie nie więcej niż N^{Max}, gdzie $N^{Max} = 16$;

(5.2) COR dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej *d*-1 do ostatniej doby handlowej danego kwartału kalendarzowego włącznie, z wyłączeniem N^{Max} OREB w dobie handlowej *d*, dla których może nastąpić niedobór rezerwy operacyjnej ($RO_t < RO^{Min}$), jest przyjęta na poziomie ograniczonej średniej wartości COR dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, zdefiniowanej w pkt (9);

(5.3) Średnia wartość COR dla danego kwartału kalendarzowego obejmującego dobę handlową *d* nie powinna wzrosnąć ani zmniejszyć się procentowo o więcej niż α^{Max}, względem ograniczonej średniej wartości COR z poprzedniego kwartału kalendarzowego, gdzie $\alpha^{Max} = 10\%$, z zastrzeżeniem pkt (7).

(6) $CORD^{Max}$ dla doby handlowej *d* jest wyznaczany z dokładnością do 0,01 zł/MW-h w następujący sposób:

$$CORD_d^{Max} = \max\left(COR^{Min}; \min(CORW_d^{Max}, COR^{Max})\right) \quad (12.26)$$

gdzie:

$CORD_d^{Max}$ – Górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej dla doby handlowej *d* [zł/MW-h]

COR^{Min} – Cena minimalna rezerwy operacyjnej [zł/MW-h]

COR^{Max} – Cena maksymalna rezerwy operacyjnej [zł/MW-h]

$CORW_d^{Max}$ – Maksymalna cena COR dla doby handlowej *d*, dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5) [zł/MW-h]

(7) $CORD^{Max}$, ze względu na ograniczenie na minimalną wartość ceny rezerwy operacyjnej dla OREB z niezerowym prawdopodobieństwem niepokrycia zapotrzebowania odbiorców końcowych, nie gwarantuje nieprzekroczenia średniej kwartalnej ceny COR o próg procentowy α^{Max} w stosunku do ograniczonej średniej kwartalnej ceny COR dla poprzedniego kwartału kalendarzowego.

(8) Maksymalna cena COR dla doby handlowej *d*, dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5), jest wyznaczana na podstawie danych dostępnych w dobie *d*-1, w następujący sposób:

$$CORW_d^{Max} = \frac{PSCOR_q^{Max} - \left(SCOR_{d_0}^{d-2} + PSCOR_{d-1}^{d_q}\right)}{N^{Max}} \quad (12.27)$$

gdzie:

$CORW_d^{Max}$ – Maksymalna cena COR dla doby handlowej *d*, dla której spełnione są założenia, o których mowa w pkt (5) [zł/MW-h]

$PSCOR_q^{Max}$ – Maksymalna planowana suma cen COR w kwartale kalendarzowym *q* obejmującym dobę handlową *d*, zgodnie z pkt (5.3), wyznaczana w następujący sposób [zł/MW-h]:

$$PSCOR_q^{Max} = N_{d_0}^{d_q} \cdot (1 + \alpha^{Max}) \cdot \overline{COR}_{q-1}^{*}$$

$SCOR_{d_0}^{d-2}$ – Rzeczywista suma cen COR dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej d_0 do *d*-2 włącznie, przy czym przyjmuje wartość równą 0 w przypadku *d*-2 < d_0 [zł/MW-h]

$PSCOR_{d-1}^{d_q}$ – Planowana suma cen COR, zgodnie z pkt (5.2), dla OREB zawierających się w okresie od doby handlowej d-1 do d_q włącznie, z wyłączeniem N^{Max} OREB w dobie handlowej d, wyznaczana w następujący sposób [zł/MW-h]:

$$PSCOR_{d-1}^{d_q} = \left(N_{d-1}^{d_q} - N^{Max}\right) \cdot \overline{COR}_{q-1}^{*}$$

przy czym $N_{d-1}^{d_q}$ przyjmuje wartość $N_{d_0}^{d_q}$ w przypadku $d = d_0$

$\overline{COR}_{q-1}^{*}$ – Ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego q-1 wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kwartale kalendarzowym q [zł/MW-h]

N^{Max} – Zakładana maksymalna liczba OREB w dobie handlowej, dla których wielkość rezerwy operacyjnej obniży się poniżej minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej, określona w pkt (5.1)

$N_d^{d_q}$ – Liczba OREB zawierających się w okresie od doby handlowej d do d_q włącznie

d_0 – Pierwsza doba handlowa kwartału kalendarzowego q

d_q – Ostatnia doba handlowa kwartału kalendarzowego q

α^{Max} – Współczynnik ograniczający maksymalną zmianę wartości średniej COR dla kwartału kalendarzowego, określony w pkt (5.3)

(9) Ograniczona średnia wartość COR dla danego kwartału kalendarzowego wykorzystywana do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej w kolejnym kwartale kalendarzowym jest wyznaczana w następujący sposób:

$$\overline{COR}_q^{*} = \max\left(\overline{COR}_{q-1}^{*} \cdot (1 - \alpha^{Max}); \min\left(\overline{COR}_q; \overline{COR}_{q-1}^{*} \cdot (1 + \alpha^{Max})\right)\right) \qquad (12.28)$$

gdzie:

$\overline{COR}_q^{*}$ – Ograniczona średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego q wyznaczona przy uwzględnieniu warunku, o którym mowa w pkt (5.3)

$\overline{COR}_q$ – Średnia wartość COR dla kwartału kalendarzowego q, przy czym gdy wyznaczana ograniczona średnia wartość COR wykorzystana jest do wyznaczenia górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej dla pierwszej doby handlowej kwartału kalendarzowego q+1, to średnia ta nie uwzględnia wartości COR dla OREB ostatniej doby handlowej kwartału kalendarzowego q

α^{Max} – Współczynnik ograniczający maksymalną zmianę wartości średniej COR dla kwartału kalendarzowego, określony w pkt (5.3)

12.5 Cena rezerwy operacyjnej

(1) COR dla danego OREB jest wyznaczana z dokładnością do 0,01 zł/MW-h, w następujący sposób:

(1.1) Dla $LOLP_q^o(RO_t) = 0$:

$$COR_t = 0 \tag{12.29}$$

(1.2) Dla $LOLP_q^o(RO_t) > 0$:

$$COR_t = \min\left(GLC - CKOEB_t; \max\left(COR^{Min}; CORD_d^{Max} \cdot LOLP_q^o(RO_t)\right)\right) \tag{12.30}$$

gdzie:

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB *t* [zł/MW-h]

GLC – Górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]

$CKOEB_t$ – Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO wyznaczona dla OREB *t*, zgodnie z pkt 13.2(3) [zł/MWh]

COR^{Min} – Cena minimalna rezerwy operacyjnej dla $LOLP_q^o(RO_t) > 0$ [zł/MW-h]

$CORD_d^{Max}$ – Górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej dla doby handlowej *d* zawierającej OREB *t* [zł/MW-h]

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

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

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

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

ZJG – Zbiór wszystkich JG

12.6 Źródła niepewności zbilansowania

(1) ZNZ stanowią zamknięty zbiór zdarzeń i okoliczności, których wystąpienie może spowodować zmianę wielkości rezerwy operacyjnej dostępnej dla OSP, przy założeniu pełnej dyspozycyjności zasobów sieciowych.

(2) ZNZ obejmują:

(2.1) Błąd prognozy zapotrzebowania na moc KSE;

(2.2) Błąd prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;

(2.3) Błąd prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;

(2.4) Odchylenie pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą sumaryczną generacją mocy MWE i MEE nieuczestniczących aktywnie w RB, innych niż MWE farm wiatrowych i fotowoltaicznych;

(2.5) Zmiana dostępnej dla OSP mocy JG;

(2.6) Odchylenie pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą wielkością wymiany międzysystemowej.

12.7 Zbiór OREB o jednolitej niepewności zbilansowania

(1) OJNZ określa zbiór OREB, cechujący się zbliżonym rozkładem prawdopodobieństwa wystąpień ZNZ, wymienionych w pkt 12.6(2).

(2) OSP wyznacza OJNZ na podstawie historycznych wystąpień zdarzeń i okoliczności zdefiniowanych jako ZNZ.

(3) Podział OREB na OJNZ wyznacza się na podstawie następujących charakterystyk:

(3.1) Sezonowej:

(a) Sezon zimowy (grudzień, styczeń, luty);

(b) Sezon przejściowy (marzec, kwiecień, październik, listopad);

(c) Sezon letni (maj, czerwiec, lipiec, sierpień, wrzesień);

(3.2) Typu dnia:

(a) Dzień roboczy po dniu roboczym;

(b) Dzień roboczy po dniu wolnym;

(c) Dzień wolny;

(3.3) Pory dnia, przypadającej w godzinach zależnych od sezonu i typu dnia, z zastrzeżeniem, że nowa doba handlowa zaczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 oraz podane przedziały są lewostronnie otwarte i prawostronnie domknięte:

(a) Sezon zimowy:

(i) Dni robocze po dniach roboczych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-14.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-4.00 i 21.00-0.00;

(ii) Dni robocze po dniach wolnych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-14.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-4.00 i 21.00-0.00;

(iii) Dni wolne:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-9.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 9.00-14.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 14.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;

(b) Sezon przejściowy:

(i) Dni robocze po dniach roboczych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-16.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;

(ii) Dni robocze po dniach wolnych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 4.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-16.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-22.00;
- Dolina nocna: 0.00-4.00 i 22.00-0.00;

(iii) Dni wolne:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-8.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 8.00-16.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 16.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;

(c) Sezon letni:

(i) Dni robocze po dniach roboczych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-17.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-21.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 21.00-0.00;

(ii) Dni robocze po dniach wolnych:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-7.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 7.00-17.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-22.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 22.00-0.00;

(iii) Dni wolne:

- Okres wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną: 5.00-8.00;
- Szczyt 1 zapotrzebowania na energię elektryczną: 8.00-17.00;
- Szczyt 2 zapotrzebowania na energię elektryczną: 17.00-22.00;
- Dolina nocna: 0.00-5.00 i 22.00-0.00.

13 WYZNACZANIE CEN MOCY I ENERGII BILANSUJĄCEJ

13.1 Ceny mocy bilansujących

(1) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym (CMBP), tj. w ramach RMB, jest wyznaczana dla każdego $ONMB^{P}$ i typu rezerwy mocy, dla których została nabyta moc bilansująca. CMBP dla danego $ONMB^{P}$ i typu rezerwy mocy jest równa najwyższej cenie ofertowej nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy w trybie podstawowym dla danego $ONMB^{P}$.

(2) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym (CMBU), tj. w ramach ZPG, jest wyznaczana dla $ONMB^{U}$ równych OREB i typów rezerwy mocy, dla których miało miejsce nabycie mocy bilansującej w trybie uzupełniającym. CMBU dla danego OREB i typu rezerwy mocy jest równa najwyższej cenie ofertowej nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy w ramach wszystkich iteracji ZPG dla danego OREB.

(3) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona (CMBNO), dla danego typu rezerwy mocy, dla danego OREB jest równa CMBU wyznaczonej dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB.

(4) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona (CMBNN), dla danego typu rezerwy mocy, dla danego OREB, jest równa:

(4.1) W przypadku FCR^{G}, $aFRR^{G}$, $mFRRd^{G}$ – większej z CMBP, CMBU odpowiednich dla danego typu rezerwy mocy i COR;

(4.2) W przypadku FCR^{D}, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{D}$ – większej z CMBP i CMBU odpowiednich dla danego typu rezerwy mocy;

(4.3) W przypadku RR^{G} – większej z CMBP dla RR^{G} i COR;

(4.4) W przypadku RR^{D} – CMBP dla RR^{D};

wyznaczonych dla danego OREB lub $ONMB^{P}$ obejmującego dany OREB.

13.2 Ceny energii bilansującej

(1) Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB^{RR}) dla danego OREB jest wyznaczana na platformie RR zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. CEB^{RR} jest określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh i jest przeliczana z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego przyjętego do wyznaczenia $ZOEB^{RR}$.

(2) Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB^{PP}) dla danego OREB, jest stosowana do rozliczeń energii bilansującej aktywowanej w ramach ZPG innej niż aktywowana na platformie RR i jest równa sumie:

(2.1) Ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB);

(2.2) Ceny rezerwy operacyjnej (COR).

(3) Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO dla danego OREB w zależności od zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną poza platformą RR (ZEB^{PP}), jest równa:

(3.1) Najwyższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia ZEB^{PP} w planie BPKD/BO, określonej zgodnie z pkt 14.2.4, jeżeli $ZEB^{PP} > 0$;

(3.2) Najniższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia ZEB^{PP} w planie BPKD/BO, jeżeli $ZEB^{PP} < 0$;

(3.3) Cenie unikniętej aktywacji energii bilansującej (CUA), o której mowa w pkt 13.3(6), jeżeli $ZEB^{PP} = 0$.

(4) Plan BPKD/BO jest wyznaczany dla poszczególnych OREB doby handlowej, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami ofertowymi JG, mocy odpowiadającej wielkości ZEB^{PP}.

(5) Przy tworzeniu planu BPKD/BO, dla $ZEB^{PP} > 0$ są uwzględniane:

(5.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR w górę (dostawa na RB);

(5.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz:

(a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz

(b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);

(5.3) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w wyniku aktywacji na platformie RR w dół, które były dostępne ze względu na warunki pracy sieci i uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);

(5.4) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę, o najniższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3), które:

(a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz

(b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (7.1), (7.2), (7.6) i (7.7);

o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy ZEB^{PP} i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3);

(5.5) Pasmo mocy o najwyższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.4), jest równa 0 MW.

(6) Przy tworzeniu planu BPKD/BO, dla $ZEB^{PP} < 0$ są uwzględniane:

(6.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR w dół (odbiór z RB);

(6.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz:

(a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz

(b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);

(6.3) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w wyniku aktywacji na platformie RR w górę, które były dostępne ze względu na warunki pracy sieci i uwarunkowania pracy JG określone w pkt (7);

(6.4) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół, o najwyższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3), które:

(a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz

(b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (7.1), (7.2), (7.6) i (7.7);

o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy wartością bezwzględną ZEB^{PP} i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3);

(6.5) Pasmo mocy o najniższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.4), jest równa 0 MW.

(7) Uwarunkowania pracy JG uwzględniane przy tworzeniu planu BPKD/BO obejmują:

(7.1) Wartość ZWP albo ZUB z PPS odpowiednio do rodzaju JG;

(7.2) Dyspozycyjność JG uwzględnioną w PPS;

(7.3) Zakres mocy JG wymagany do świadczenia nominowanych mocy bilansujących FCR, aFRR i mFRRd;

(7.4) Maksymalny gradient naboru i redukcji obciążenia bazowego JG;

(7.5) Brak zmiany stanu JG – w przypadku JG_{W1} i JG_{M1};

(7.6) Potencjał dostawy i potencjał odbioru – w przypadku JG_{M1} i JG_{M2};

(7.7) Estymatę JG – w przypadku JG_Z.

(8) ZEB^{PP} jest równe sumie ilości energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (EB^{PP}) wszystkich JG z uwzględnieniem energii wynikającej z następujących działań OSP:

(8.1) Międzyoperatorska wymiana energii elektrycznej w ramach pomocy awaryjnej oraz redysponowania i zakupów przeciwnych;

(8.2) Pozarynkowe redysponowanie zasobów.

(9) Plan BPKD/BO jest tworzony na podstawie danych przyjętych do tworzenia ostatniej wersji planu BPKD-DB i BPKD-CR z uwzględnieniem ograniczeń systemowych (BPKD/OS) oraz danych przyjętych do wyznaczenia zapotrzebowania ZEB^{PP} pokrywanego w tym planie.

13.3 Cena energii niezbilansowania

(1) Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana na podstawie stanu zakontraktowania KSE dla danego ORN, średniej ważonej ceny energii bilansującej oraz ceny SDAC dla tego ORN, w następujący sposób:

$$CEN_t = \begin{cases} \min(\overline{CEB}_t; CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t > 0 \text{ i } CSDAC_t \neq 0 \\ \min(\overline{CEB}_t;\ \text{-0,01}) & \text{jeżeli } SK_t > 0 \text{ i } CSDAC_t = 0 \\ \overline{CEB}_t & \text{jeżeli } SK_t = 0 \\ \max(\overline{CEB}_t; CSDAC_t) & \text{jeżeli } SK_t < 0 \text{ i } CSDAC_t \neq 0 \\ \max(\overline{CEB}_t;\ 0{,}01) & \text{jeżeli } SK_t < 0 \text{ i } CSDAC_t = 0 \end{cases} \quad (13.1)$$

gdzie:

CEN_t – Cena energii niezbilansowania dla ORN *t* [zł/MWh]

$\overline{CEB}_t$ – Średnia ważona cena energii bilansującej dla ORN *t* [zł/MWh]

$CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN *t* [zł/MWh]

SK_t – Stan zakontraktowania KSE dla ORN *t* [MWh]

(2) Cena SDAC dla danego ORN doby handlowej *d* jest równa, z zastrzeżeniem pkt (3), jednolitej cenie rozliczeniowej, o której mowa w art. 39 ust. 2 lit. a rozporządzenia 2015/1222, wyznaczonej w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego i podstawowego okresu handlowego doby handlowej *d* zawierającego dany ORN, przeliczonej z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego dla doby *d*-1, a jeżeli kurs dla tej doby nie został opublikowany, to z ostatniej doby poprzedzającej dobę *d*-1, dla której ten kurs został opublikowany.

(3) W przypadku gdy nie jest dostępna dla OSP jednolita cena rozliczeniowa, o której mowa w art. 39 ust. 2 lit. a rozporządzenia 2015/1222, dla polskiego obszaru rynkowego dla podstawowego okresu handlowego doby handlowej *d* zawierającego dany ORN, to cena SDAC dla tego ORN jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych, o których mowa w pkt 9.2.9 i 9.2.10, przekazanych OSP przez ~~POB_{CE} pełniących funkcję~~ NEMO ~~albo CCP NEMO~~, w następujący sposób:

(3.1) Jeżeli dla podstawowego okresu handlowego doby handlowej *d* zawierającego dany ORN co najmniej jeden NEMO ~~POB_{CE}~~ przekazał OSP dane, o których mowa w pkt 9.2.9 i niezerowe dane, o których mowa w pkt 9.2.10, to:

$$CSDAC_t = \frac{\sum_{i \in ZN} E_{it}^S \cdot C_{it}}{\sum_{i \in ZN} E_{it}^S} \quad (13.2)$$

gdzie:

$CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN *t* [zł/MWh]

E_{it}^S – Ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach aukcji rynku dnia następnego w polskim obszarze rynkowym ~~w podstawowym okresie handlowym~~dla OZD^{SDAC} doby handlowej *d* ~~zawierającym~~odpowiadającego ORN *t* w wyniku skojarzenia przez

i-tego NEMO~~POB$_{GE}$~~ ofert kupna i sprzedaży zgłoszonych w ramach bramki, o której mowa w art. 47 rozporządzenia 2015/1222 [MWh]

C_{it} – Cena rozliczeniowa E_{it}^{S}, przeliczona z EUR/MWh na zł/MWh według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego dla doby *d*-1, a jeżeli kurs dla tej doby nie został opublikowany, to z ostatniej doby poprzedzającej dobę *d*-1, dla której ten kurs został opublikowany [zł/MWh]

ZN – Zbiór NEMO działających w polskim obszarze rynkowym~~POB$_{GE}$ pełniących funkcję NEMO albo CCP NEMO~~

(3.2) W przeciwnym przypadku, cena SDAC dla danego ORN jest równa cenie SDAC dla ORN doby handlowej *d*-1 o tym samym numerze, z uwzględnieniem zmiany czasu w przypadku gdy zmiana czasu ma miejsce w dobie *d*-1 lub *d*.

(4) Stan zakontraktowania KSE (SK) dla danego ORN jest równy sumie energii niezbilansowania wszystkich JB dla tego ORN skorygowanej o wielkości, o których mowa w pkt 13.2(8.1) i 13.2(8.2).

(5) Średnia ważona cena energii bilansującej dla danego ORN jest wyznaczana według następujących zasad:

(5.1) Jeżeli $SK_t > 0$ oraz:

(a) Jest spełniony następujący warunek:

$$\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR}) \neq 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = \frac{\min(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \min(0; PZEB_t^{RR}) \cdot CEB_t^{RR}}{\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR})} \quad (13.3)$$

(b) Jest spełniony następujący warunek:

$$\min(0; ZEB_t^{PP}) + \min(0; PZEB_t^{RR}) = 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = CUA_t + COR_t \quad (13.4)$$

(5.2) Jeżeli $SK_t < 0$ oraz:

(a) Jest spełniony następujący warunek:

$$\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR}) \neq 0$$

to:

$$\overline{CEB}_t = \frac{\max(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \max(0; PZEB_t^{RR}) \cdot CEB_t^{RR}}{\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR})} \quad (13.5)$$

(b) Jest spełniony następujący warunek:

$$\max(0; ZEB_t^{PP}) + \max(0; PZEB_t^{RR}) = 0$$

to:

$$\overline{CEB_t} = CUA_t + COR_t \quad (13.6)$$

(5.3) Jeżeli $SK_t = 0$ to:

$$\overline{CEB_t} = CUA_t + COR_t \quad (13.7)$$

gdzie:

$\overline{CEB_t}$ – Średnia ważona cena energii bilansującej dla ORN *t* [zł/MWh]

CUA_t – Cena uniknięte aktywacji energii bilansującej dla ORN *t* [zł/MWh]

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł/MWh]

ZEB_t^{PP} – Zapotrzebowanie na energię bilansującą pokryte w obszarze RB przez energię aktywowaną poza platformą RR dla OREB odpowiadającego ORN *t* [MWh]

$PZEB_t^{RR}$ – Zapotrzebowanie na energię bilansującą pokryte w obszarze RB przez energię wynikającą z aktywacji na platformie RR dla OREB odpowiadającego ORN *t* [MWh]

CEB_t^{PP} – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł/MWh]

CEB_t^{RR} – Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł/MWh]

(6) Cena uniknięte aktywacji energii bilansującej (CUA) dla danego ORN jest równa:

(6.1) Najniższej CDO z pasm mocy, o których mowa w pkt 13.2(5), jeżeli SK < 0;

(6.2) Najwyższej CDO z pasm mocy, o których mowa w pkt 13.2(6), jeżeli SK > 0;

(6.3) Średniej arytmetycznej cen, o których mowa w pkt (6.1) i (6.2), jeżeli SK = 0.

14 ROZLICZENIA DOSTAWCÓW USŁUG BILANSUJĄCYCH

14.1 Ogólne zasady rozliczeń

(1) DUB podlega rozliczeniu na RB w związku ze świadczeniem usług bilansujących. Na rozliczenie każdego DUB składa się rozliczenie wszystkich posiadanych przez niego JG.

(2) Przedmiotem rozliczenia z DUB są:

(2.1) Energia bilansująca;

(2.2) Moce bilansujące: FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, RR^G i RR^D;

(2.3) Rezerwa operacyjna.

(3) Realizacja rozliczenia dla danej JG polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:

(3.1) W ramach rozliczenia ilościowego na RB są wyznaczane: ilości dostaw energii bilansującej, wielkości mocy bilansujących dla typów rezerwy mocy, w zakresie których JG jest kwalifikowana do świadczenia oraz wielkości rezerwy operacyjnej;

(3.2) W ramach rozliczenia wartościowego na RB są wyznaczane należności lub opłaty wynikające z: dostaw energii bilansującej, świadczenia mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej.

(4) Okresem rozliczeniowym na RB, w zakresie rozliczeń z DUB, jest dekada miesiąca kalendarzowego.

(5) W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:

(5.1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób;

(5.2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.

(6) Rozliczenie JG na RB jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(6.1) Dobowym – na podstawie wielkości rozliczeniowych wyznaczonych dla OREB dla poszczególnych JG są wyznaczane wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej *d*. Wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej *d* są wyznaczane przez OSP w dobie:

(a) *d*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń; oraz

(b) *d*+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych;

(6.2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczeń dobowych zatwierdzonych) dla poszczególnych JG. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur.

(7) Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na RB istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektami rozliczeń.

(8) Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 14.11, i odnoszą się do rozliczeń dekadowych poszczególnych JG.

14.2 Wyznaczanie ilości dostaw energii i cen za dostawę albo odbiór energii

14.2.1 Energia zweryfikowana

(1) Energia zweryfikowana danej JG dla OREB *t* jest równa ilości energii elektrycznej, która zostałaby wytworzona lub pobrana przez JG w OREB *t* w wyniku realizacji ostatniego PPZ dla tej JG z liniową realizacją zmiany wartości grafiku obciążenia pomiędzy ostatnim OPCR zawierającym się w OREB *t*-1 i poszczególnymi OPCR zawierającymi się w OREB *t*, przy uwzględnieniu, że dla JG_{W1} i JG_{M1} moc obciążenia w OPCR, dla którego stan JG jest równy *R*, jest równa 0 MW.

(2) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OREB jest równa:

(2.1) Sumie energii zweryfikowanych danej JG wyznaczonych dla poszczególnych OPCR należących do danego OREB, z zastrzeżeniem pkt (2.2):

$$EZ_{jt} = \sum_{\tau \in T_t} EZ_{j\tau} \tag{14.1}$$

gdzie:

EZ_{jt} – Energia zweryfikowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

$EZ_{j\tau}$ – Energia zweryfikowana JG *j* dla OPCR τ [MWh]

T_t – Zbiór OPCR należących do OREB *t*

(2.2) Energii rzeczywistej danej JG_Z dla danego OREB, w przypadku braku estymaty dla tej JG_Z i tego OREB.

(3) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OPCR jest wyznaczana według następujących zasad:

(3.1) Energia zweryfikowana dla JG_{W1} i JG_{M1} w stanie JG równym *R* jest równa 0 MWh;

(3.2) Energia zweryfikowana dla JG_{Z1} z ZWP = 0 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = *D* jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \max\left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; \min\left(E_{j\tau}^{Est}; \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau\right)\right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \tag{14.2}$$

(3.3) Energia zweryfikowana dla JG_{Z1} z ZWP = 1 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = *N* jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \max\left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; 0\right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.3)$$

(3.4) W pozostałych przypadkach energia zweryfikowana jest równa:

$$EZ_{j\tau} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau \quad (14.4)$$

gdzie:

$EZ_{j\tau}$ – Energia zweryfikowana JG *j* dla OPCR τ [MWh]

$P_{j\tau}^{GZ}$ – Grafik obciążenia z PPZ JG *j* dla OPCR τ [MW]

$E_{j\tau}^{Est}$ – Energia odpowiadająca estymacie dla JG *j* dla OPCR τ [MWh]

$P_{j\tau}^{GOM}$ – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG_Z *j* dla OREB zawierającego OPCR τ, równy 0 w przypadku JG_Z, w skład której nie wchodzi MEE [MW]

$P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna uwzględniona w PPZ JG *j* dla OPCR τ [MW]

$\Delta\tau$ – Czas trwania OPCR [h]

14.2.2 Energia skorygowana

(1) Energia skorygowana danej JG dla OREB *t* jest równa ilości energii elektrycznej, która wynika z poleceń OSP dla tej JG.

(2) Energia skorygowana danej JG dla danego OREB, z zastrzeżeniem pkt (3), jest wyznaczana na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy i prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego:

(2.1) Ilości energii elektrycznej w poszczególnych OPCR danego OREB wynikającej z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP, E^{BPP});

(2.2) Ilości energii bilansującej wynikającej z aktywacji FCR (EB^{FCR}), aFRR (EB^{aFRR}) i mFRRd (EB^{mFRRd}) w danym OREB;

zgodnie z następującym wzorem:

$$ES_{jt} = \sum_{\tau \in T_t} E_{j\tau}^{BPP} + EB_{jt}^{FCR} + EB_{jt}^{aFRR} + EB_{jt}^{mFRRd} \quad (14.5)$$

gdzie:

ES_{jt} – Energia skorygowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

$E_{j\tau}^{BPP}$ – Energia elektryczna JG *j* dla OPCR τ wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]

EB_{jt}^{FCR} – Energia bilansująca dla JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji FCR [MWh]

EB_{jt}^{aFRR} – Energia bilansująca dla JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji aFRR [MWh]

EB_{jt}^{mFRRd} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji mFRRd [MWh]

T_t – Zbiór OPCR należących do OREB *t*

(3) Dla JG_{M1}, której PPS dla danego OREB, ustalony w ostatniej wersji planu BPKD-DB lub BPKD-CR, został operatywnie skorygowany przez OSP, oraz dla JG_Z w przypadku braku estymaty dla danego OREB, wielkość energii skorygowanej jest wyznaczana na podstawie energii rzeczywistej tej JG:

(3.1) Dla JG_{M1}:

(a) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego U^G albo P^G:

$$ES_{jt} = \max\left(0; ER_{jt}\right) \tag{14.6}$$

(b) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego U^P albo P^P:

$$ES_{jt} = \min\left(0; ER_{jt}\right) \tag{14.7}$$

(c) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego *R*:

$$ES_{jt} = 0 \tag{14.8}$$

gdzie:

ES_{jt} – Energia skorygowana JG_{M1} *j* dla OREB *t* [MWh]

ER_{jt} – Energia rzeczywista JG_{M1} *j* dla OREB *t* [MWh]

(3.2) Dla JG_Z: energia skorygowana dla danego OREB jest równa energii rzeczywistej tej JG_Z dla tego OREB.

(4) Energia elektryczna danej JG dla danego OPCR wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP, E^{BPP}) jest wyznaczana według następujących zasad:

(4.1) E^{BPP} dla JG_{W1} i JG_{M1} w stanie JG równym *R* jest równa 0 MWh;

(4.2) E^{BPP} dla JG_{Z1} z ZWP = 0 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = *D* jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max\left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; \min\left(E_{j\tau}^{Est}; \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau\right)\right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \tag{14.9}$$

(4.3) E^{BPP} dla JG_{Z1} z ZWP = 1 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = *N* jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max\left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; 0\right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \tag{14.10}$$

(4.4) W pozostałych przypadkach E^{BPP} jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau \tag{14.11}$$

gdzie:

$E_{j\tau}^{BPP}$ – Energia elektryczna JG *j* dla OPCR τ wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]

$P_{j\tau}^{GS}$ – Grafik obciążenia z PPS dla JG *j* dla OPCR τ [MW]

$E_{j\tau}^{Est}$ – Energia odpowiadająca estymacie dla JG *j* dla OPCR τ [MWh]

$P_{j\tau}^{GOM}$ – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG_Z *j* dla OREB zawierającego OPCR τ, równy 0 w przypadku JG_Z, w skład której nie wchodzi MEE [MW]

$P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna uwzględniona w PPS JG *j* dla OPCR τ [MW]

$\Delta\tau$ – Czas trwania OPCR [h]

(5) Energia bilansująca (EB^{FCR}) wynikająca z aktywacji FCR jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{FCR} = \left(MBA_{jt}^{FCR^G} - MBA_{jt}^{FCR^D}\right) \cdot \Delta t \tag{14.12}$$

gdzie:

EB_{jt}^{FCR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji FCR [MWh]

$MBA_{jt}^{FCR^G}$ – Moc bilansująca FCR^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{FCR^D}$ – Moc bilansująca FCR^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(6) Energia bilansująca (EB^{aFRR}) wynikająca z aktywacji aFRR jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{aFRR} = \left(MBA_{jt}^{aFRR^G} - MBA_{jt}^{aFRR^D}\right) \cdot \Delta t \tag{14.13}$$

gdzie:

EB_{jt}^{aFRR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji aFRR [MWh]

$MBA_{jt}^{aFRR^G}$ – Moc bilansująca $aFRR^G$ aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{aFRR^D}$ – Moc bilansująca $aFRR^D$ aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(7) Energia bilansująca (EB^{mFRRd}) wynikająca z aktywacji mFRRd jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{mFRRd} = \left(MBA_{jt}^{mFRRd^G} - MBA_{jt}^{mFRRd^D}\right) \cdot \Delta t \tag{14.14}$$

gdzie:

EB_{jt}^{mFRRd} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji mFRRd [MWh]

$MBA_{jt}^{mFRRd^G}$ – Moc bilansująca mFRRd^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{mFRRd^D}$ – Moc bilansująca mFRRd^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

14.2.3 Energia rzeczywista

(1) Energia rzeczywista (ER) jest wyznaczana przez OSP dla danej JG dla każdego OREB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.

14.2.4 Wyznaczanie cen za dostawę albo odbiór energii

(1) Dla potrzeb planowania pracy KSE i rozliczeń na RB są określane dla każdego OREB ceny za dostawę albo odbiór energii (CDO) dla poszczególnych JG, odpowiadające poszczególnym pasmom ofertowym z przyjętych OEB tych JG.

(2) Cena za dostawę albo odbiór energii (CDO) dla danej JG dla danego OREB i danego pasma mocy jest wyznaczana według następujących zasad:

(2.1) Dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_O, JG_{Z1}, JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(a) Dla pasma mocy odpowiadającego dostawie energii bilansującej – z zastrzeżeniem pkt (3), cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę (OFC^G) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;

(b) Dla pasma mocy odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – z zastrzeżeniem pkt (4), cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół (OFC^D) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;

(2.2) Dla JG_{M1}, JG_{M2} i JG_A:

(a) Dla pasma mocy w kierunku generacji, odpowiadającego dostawie energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę w kierunku generacji ($OFCG^G$) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;

(b) Dla pasma mocy w kierunku generacji, odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół w kierunku generacji ($OFCG^D$) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;

(c) Dla pasma mocy w kierunku poboru, odpowiadającego dostawie energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w górę w kierunku poboru ($OFCL^G$) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB;

(d) Dla pasma mocy w kierunku poboru, odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej – cena CDO jest równa cenie ofertowej aktywacji w dół

w kierunku poboru ($OFCL^D$) określonej dla odpowiadającego pasma ofertowego i OREB.

(3) Dla JG_{W1} i danego OREB objętego okresem korekty cen CDO, o którym mowa w pkt (5.1):

(3.1) Cena CDO dla pierwszego pasma mocy odpowiadającego dostawie energii bilansującej jest powiększana o wartość wyznaczoną w następujący sposób dla OREB objętych okresem korekty cen CDO:

$$\Delta CDO_{jt1} = \min\left(GLC - OFC^G_{jt1} - OMK\,; \frac{CU_{jt}}{\max(TPR_j; 4) \cdot OFP_{jt1}}\right) \tag{14.15}$$

gdzie:

ΔCDO_{jt1} – Wartość korekty ceny CDO dla pierwszego pasma JG_{W1} *j* dla OREB *t* objętego okresem korekty cen CDO [zł/MWh]

GLC – Górny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]

OFC^G_{jt1} – Cena ofertowa aktywacji w górę pierwszego pasma OEB dla JG_{W1} *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

OMK – Ograniczenie maksymalnej korekty ceny pierwszego pasma, ze względu na ewentualną potrzebę dostosowania cen kolejnych pasm zgodnie z pkt (3.2)

$$OMK = 0{,}1 \text{ zł/MWh}$$

CU_{jt} – Cena za uruchomienie JG_{W1} *j*, którego dotyczy okres korekty cen CDO obejmujący OREB *t* [zł]

TPR_j – Minimalny czas pracy JG_{W1} *j* [h]

OFP_{jt1} – Moc pierwszego pasma OEB dla JG_{W1} *j* dla OREB *t* [MW]

(3.2) Cena CDO dla kolejnych pasm mocy *k* (*k* > 1) odpowiadających dostawie energii bilansującej jest równa większej z dwóch:

(a) Ceny CDO dla pasma *k* wyznaczonej zgodnie z pkt (2.1);

(b) Ceny CDO dla pierwszego pasma wyznaczonej zgodnie z pkt (3.1) powiększonej o 0,01·(*k*-1) zł/MWh.

(4) Dla JG_{W1} i danego OREB objętego okresem korekty cen CDO, o którym mowa w pkt (5.2), cena CDO dla pierwszego pasma mocy odpowiadającego odbiorowi energii bilansującej jest pomniejszana dla OREB objętych okresem korekty cen CDO o wartość wyznaczoną w następujący sposób:

$$\Delta CDO_{jt1} = \min\left(OFC^D_{jt1} - DLC; \frac{CU^G_j}{\max(TPG_j; 4) \cdot OFP_{jt1}}\right) \tag{14.16}$$

gdzie:

ΔCDO_{jt1} – Wartość korekty ceny CDO dla pierwszego pasma JG_{W1} *j* dla OREB *t* objętego okresem korekty cen CDO [zł/MWh]

DLC – Dolny limit ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4) [zł/MWh]

OFC^{D}_{jt1} – Cena ofertowa aktywacji w dół dla pierwszego pasma JG_{W1} j dla OREB t [zł/MWh]

CU^{G}_{j} – Cena za uruchomienie JG_{W1} j ze stanu gorącego [zł]

TPG_{j} – Minimalny czas postoju JG_{W1} j, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego [h]

OFP_{jt1} – Moc pierwszego pasma OEB dla JG_{W1} j dla OREB t [MW]

(5) Okres korekty cen CDO dotyczy:

(5.1) Uruchomienia JG_{W1} w PPS i obejmuje OREB bezpośrednio następujące po zakończeniu tego uruchomienia, dla których stan JG_{W1} z PPZ jest różny od P i stan JG_{W1} z PPS jest równy P, przy czym okres ten jest nie dłuższy niż większa z wartości:

(a) 4 godziny;

(b) Minimalny czas pracy JG_{W1};

(5.2) Odstawienia JG_{W1} w PPS i obejmuje OREB bezpośrednio następujące po odstawieniu, dla których stan JG_{W1} z PPZ jest równy P i stan JG_{W1} z PPS jest różny od P, przy czym okres ten jest nie dłuższy niż większa z wartości:

(a) 4 godziny;

(b) Minimalny czas postoju JG_{W1}, po którym może nastąpić uruchomienie ze stanu gorącego.

(6) W przypadku gdy dla danej JG i danego OREB wartość bezwzględna energii skorygowanej, jest większa od oferowanej mocy maksymalnej w ostatniej przyjętej OEB, odpowiedniej dla kierunku pracy tej JG, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych w zakresie energii wyprodukowanej ponad oferowane moce maksymalne dla tej JG stosuje się ostatnie pasmo przyjętej OEB odpowiednie dla kierunku pracy tej JG.

(7) Wartości cen CDO są zmieniane w zakresie od $1 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh do $999 \cdot 10^{-12}$ zł/MWh zgodnie z zasadami, o których mowa w pkt 8.7.5(4.1)-(4.4).

14.3 Wyznaczanie wielkości mocy bilansujących

14.3.1 Moc bilansująca aktywowana

(1) Moc bilansująca FCR^{G} i FCR^{D} aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc FCR danej JG, w następujący sposób:

$$MBA^{FCR^{G}}_{jt} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; MBA^{FCR}_{j}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.17}$$

$$MBA^{FCR^{D}}_{jt} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; -MBA^{FCR}_{j}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.18}$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{FCR^G}$ – Moc bilansująca FCR^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{FCR^D}$ – Moc bilansująca FCR^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_j^{FCR}(u)$ – Moc bilansująca FCR aktywowana na JG *j* dla chwili *u* [MW]

$$MBA_j^{FCR}(u) = P_j^{Ref_FCR}(u)$$

$P_j^{Ref_FCR}(u)$ – Referencyjna odpowiedź JG *j* w ramach FCR dla częstotliwości w sieci w chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(2) Moc bilansująca aFRR^G i aFRR^D aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc aFRR danej JG, w następujący sposób:

$$MBA_{jt}^{aFRR^G} = \max\left(P_{jt}^{Min_aFRR^G}; MBW_{jt}^{aFRR^G}\right) \quad (14.19)$$

$$MBA_{jt}^{aFRR^D} = \max\left(P_{jt}^{Min_aFRR^D}; MBW_{jt}^{aFRR^D}\right) \quad (14.20)$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{aFRR^G}$ – Moc bilansująca aFRR^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{aFRR^D}$ – Moc bilansująca aFRR^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{aFRR^G}$ – Moc bilansująca aFRR^G wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{aFRR^D}$ – Moc bilansująca aFRR^D wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_{jt}^{Min_aFRR^G}$ – Minimalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc aFRR^G dla OREB *t* [MW]

$$P_j^{Min_aFRR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(P_j^{Zad_aFRR}(u); P_j^{Ref_aFRR}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_{jt}^{Min_aFRR^D}$ – Minimalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc aFRR^D dla OREB *t* [MW]

$$P_j^{Min_aFRR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(-P_j^{Zad_aFRR}(u); -P_j^{Ref_aFRR}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_j^{Zad_aFRR}(u)$ – Zadana moc aFRR dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Ref_aFRR}(u)$ – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc aFRR dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(3) Moc bilansująca mFRRd^G i mFRRd^D aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc mFRRd danej JG, w następujący sposób:

$$MBA_{jt}^{mFRRd^G} = \max\left(P_{jt}^{Min_mFRRd^G}; MBW_{jt}^{mFRRd^G}\right) \quad (14.21)$$

$$MBA_{jt}^{mFRRd^D} = \max\left(P_{jt}^{Min_mFRRd^D}; MBW_{jt}^{mFRRd^D}\right) \quad (14.22)$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{mFRRd^G}$ – Moc bilansująca mFRRd^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{mFRRd^D}$ – Moc bilansująca mFRRd^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^G}$ – Moc bilansująca mFRRd^G wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^D}$ – Moc bilansująca mFRRd^D wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_{jt}^{Min_mFRRd^G}$ – Minimalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc mFRRd^G dla OREB *t* [MW]

$$P_j^{Min_mFRRd^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(P_j^{Zad_mFRRd}(u); P_j^{Ref_mFRRd}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_{jt}^{Min_mFRRd^D}$ – Minimalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc mFRRd^D dla OREB *t* [MW]

$$P_j^{Min_mFRRd^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; \min\left(-P_j^{Zad_mFRRd}(u); -P_j^{Ref_mFRRd}(u)\right)\right) du}{\Delta t}$$

$P_j^{Zad_mFRRd}(u)$ – Zadana moc mFRRd dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Ref_mFRRd}(u)$ – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc mFRRd dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(4) Moc bilansująca RR^G i RR^D aktywowana na danej JG dla danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) W przypadku JG$_{Z1}$, JG$_{Z2}$ i JG$_{Z3}$:

(a) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest większa lub równa EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = \min\left(GMB_{jt}^{RR^G}; \max\left(0; P_{jt}^{GZ} - P_{jt}^{GS}\right); \max\left(0; \frac{E_{jt}^{BPP} - EZ_{jt}}{\Delta t}\right)\right) \quad (14.23)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = 0 \text{ MW} \quad (14.24)$$

(b) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest mniejsza od EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = 0 \text{ MW} \quad (14.25)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = \min\left(GMB_{jt}^{RR^D}; \max\left(0; P_{jt}^{GS} - P_{jt}^{GZ}\right); \max\left(0; \frac{EZ_{jt} - E_{jt}^{BPP}}{\Delta t}\right)\right) \quad (14.26)$$

(4.2) W pozostałych przypadkach:

(a) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest większa lub równa EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = \min\left(GMB_{jt}^{RR^G}; \max\left(0; P_{jt}^{GS} - P_{jt}^{GZ}\right); \max\left(0; \frac{E_{jt}^{BPP} - EZ_{jt}}{\Delta t}\right)\right) \quad (14.27)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = 0 \text{ MW} \quad (14.28)$$

(b) Jeżeli energia elektryczna wynikająca z grafiku obciążenia z PPS dla JG jest mniejsza od EZ dla danego OREB:

$$MBA_{jt}^{RR^G} = 0 \text{ MW} \quad (14.29)$$

$$MBA_{jt}^{RR^D} = \min\left(GMB_{jt}^{RR^D}; \max\left(0; P_{jt}^{GZ} - P_{jt}^{GS}\right); \max\left(0; \frac{EZ_{jt} - E_{jt}^{BPP}}{\Delta t}\right)\right) \quad (14.30)$$

gdzie:

$MBA_{jt}^{RR^G}$ – Moc bilansująca RR^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{RR^D}$ – Moc bilansująca RR^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$GMB_{jt}^{RR^G}$ – Grafik mocy bilansującej RR^G z PPZ JG *j* dla OREB *t* [MW]

$GMB_{jt}^{RR^D}$ – Grafik mocy bilansującej RR^D z PPZ JG *j* dla OREB *t* [MW]

P_{jt}^{GS} – Grafik obciążenia z PPS dla JG *j* dla ostatniego OPCR należącego do OREB *t* [MW]

P_{jt}^{GZ} – Grafik obciążenia z PPZ JG *j* dla ostatniego OPCR należącego do OREB *t* [MW]

EZ_{jt} – Energia zweryfikowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

E_{jt}^{BPP} – Energia elektryczna JG *j* dla OREB *t* wynikająca z grafiku obciążenia z PPS [MWh]

$$E_{jt}^{BPP} = \sum_{t \in T_t} E_{j\tau}^{BPP}$$

$E_{j\tau}^{BPP}$ – Energia elektryczna JG *j* dla OPCR *τ* wynikająca z grafiku obciążenia z PPS (BPP poleconych przez OSP) [MWh]

T_t – Zbiór OPCR należących do OREB *t*

Δt – Czas trwania OREB [h]

(5) Niezależnie od postanowień pkt (1)-(4), w przypadku braku estymaty dla danej JG_Z i danego OREB, moc bilansująca aktywowana tej JG_Z dla danego OREB jest równa 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

14.3.2 Moc bilansująca wykonana

(1) Moc bilansująca FCR^{G} i FCR^{D} wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc FCR, w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{FCR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; P_j^{Wyk_FCR}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.31}$$

$$MBW_{jt}^{FCR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \max\left(0; -P_j^{Wyk_FCR}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.32}$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{FCR^G}$ – Moc bilansująca FCR^{G} wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{FCR^D}$ – Moc bilansująca FCR^{D} wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_j^{Wyk_FCR}(u)$ – Odpowiedź JG *j* w ramach FCR dla chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(2) Moc bilansująca aFRR^{G} i aFRR^{D} wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc aFRR ograniczona do maksymalnej poprawnej odpowiedzi JG na zadaną moc odpowiednio aFRR^{G} i aFRR^{D}, w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{aFRR^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; P_j^{Wyk_aFRR}(u)\right); P_j^{Max_aFRR^G}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.33}$$

$$MBW_{jt}^{aFRR^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; -P_j^{Wyk_aFRR}(u)\right); P_j^{Max_aFRR^D}(u)\right)\, du}{\Delta t} \tag{14.34}$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{aFRR^G}$ – Moc bilansująca aFRR^{G} wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{aFRR^D}$ – Moc bilansująca aFRR^{D} wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_j^{Wyk_aFRR}(u)$ – Odpowiedź JG *j* na zadaną moc aFRR dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Max_aFRR^G}(u)$ – Maksymalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc aFRR^{G} dla chwili *u* [MW]

$$P_j^{Max_aFRR^G}(u) = \max\left(0; P_j^{Zad_aFRR}(u); P_j^{Ref_aFRR}(u)\right)$$

$P_j^{Max_aFRR^D}(u)$ – Maksymalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc aFRR^{D} dla chwili *u* [MW]

$$P_j^{Max_aFRR^D}(u) = \max\left(0; -P_j^{Zad_aFRR}(u); -P_j^{Ref_aFRR}(u)\right)$$

$P_j^{Zad_aFRR}(u)$ – Zadana moc aFRR dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Ref_aFRR}(u)$ – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc aFRR dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(3) Moc bilansująca mFRRd^G i mFRRd^D wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana jako średnia moc mFRRd ograniczona do maksymalnej poprawnej odpowiedzi JG na zadaną moc odpowiednio mFRRd^G i mFRRd^D, w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{mFRRd^G} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; P_j^{Wyk_mFRRd}(u)\right); P_j^{Max_mFRRd^G}(u)\right) du}{\Delta t} \quad (14.35)$$

$$MBW_{jt}^{mFRRd^D} = \frac{\int_{S_t}^{K_t} \min\left(\max\left(0; -P_j^{Wyk_mFRRd}(u)\right); P_j^{Max_mFRRd^D}(u)\right) du}{\Delta t} \quad (14.36)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{mFRRd^G}$ – Moc bilansująca mFRRd^G wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{mFRRd^D}$ – Moc bilansująca mFRRd^D wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_j^{Wyk_mFRRd}(u)$ – Odpowiedź JG *j* na zadaną moc mFRRd dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Max_mFRRd^G}(u)$ – Maksymalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc mFRRd^G dla chwili *u* [MW]

$$P_j^{Max_mFRRd^G}(u) = \max\left(0; P_j^{Zad_mFRRd}(u); P_j^{Ref_mFRRd}(u)\right)$$

$P_j^{Max_mFRRd^D}(u)$ – Maksymalna poprawna odpowiedź JG *j* na zadaną moc mFRRd^D dla chwili *u* [MW]

$$P_j^{Max_mFRRd^D}(u) = \max\left(0; -P_j^{Zad_mFRRd}(u); -P_j^{Ref_mFRRd}(u)\right)$$

$P_j^{Zad_mFRRd}(u)$ – Zadana moc mFRRd dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

$P_j^{Ref_mFRRd}(u)$ – Referencyjna odpowiedź JG na zadaną moc mFRRd dla JG *j* dla chwili *u* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

S_t – Chwila początkowa OREB *t*

K_t – Chwila końcowa OREB *t*

(4) Moc bilansująca RR^G i RR^D wykonana przez daną JG dla danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$MBW_{jt}^{RR^G} = \min\left(MBA_{jt}^{RR^G}; \max\left(0; \frac{ER_{jt} - EZ_{jt}}{\Delta t} + \sum_{r \in R^D} MBW_{jt}^{r} - \sum_{r \in R^G} MBW_{jt}^{r}\right)\right) \quad (14.37)$$

$$MBW_{jt}^{RR^D} = \min\left(MBA_{jt}^{RR^D}; \max\left(0; \frac{EZ_{jt} - ER_{jt}}{\Delta t} + \sum_{r \in R^G} MBW_{jt}^{r} - \sum_{r \in R^D} MBW_{jt}^{r}\right)\right) \quad (14.38)$$

gdzie:

$MBW_{jt}^{RR^G}$ – Moc bilansująca RR^G wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBW_{jt}^{RR^D}$ – Moc bilansująca RR^D wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{RR^G}$ – Moc bilansująca RR^G aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBA_{jt}^{RR^D}$ – Moc bilansująca RR^D aktywowana na JG *j* dla OREB *t* [MW]

ER_{jt} – Energia rzeczywista JG *j* dla OREB *t* [MWh]

EZ_{jt} – Energia zweryfikowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

MBW_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R^G – Zbiór typów rezerwy mocy w górę innych niż RR^G:
$R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G\}$

R^D – Zbiór typów rezerwy mocy w dół innych niż RR^D:
$R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D\}$

(5) Niezależnie od postanowień pkt (1)-(4), w przypadku braku estymaty dla danej JG_Z i danego OREB, moc bilansująca wykonana tej JG_Z dla danego OREB jest równa 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

14.3.3 Moc bilansująca dostarczona

(1) Moc bilansująca dostarczona danej JG dla danego OREB jest wyznaczana dla każdego typu rezerwy mocy danej JG, w zakresie którego JG jest kwalifikowana, i jest równa sumie następujących wielkości:

(1.1) Wykonanego grafiku mocy bilansującej (WGMB), wyznaczonego zgodnie z pkt (2);

(1.2) Nabytej mocy bilansującej, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określonej w PPZ;

(1.3) Nabytej mocy bilansującej, w zakresie której JG została zwolniona przez OSP ze świadczenia tej mocy, określonej w PPZ.

(2) WGMB danej JG i dla danego OREB, dla każdego typu rezerwy mocy danej JG, w zakresie którego JG jest kwalifikowana, jest wyznaczany w następujący sposób:

(2.1) W przypadku rezerwy mocy typu FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$, $aFRR^D$, $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ – WGMB dla danego typu rezerwy mocy jest równy średniej z grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ, z zastrzeżeniem pkt (3), dla OPCR należących do danego OREB, pomniejszonej o sumę:

(a) Nieujemnej różnicy między odpowiednim dla danego typu rezerwy mocy nominowanym zakresem regulacji a potwierdzonym przez JG załączonym zakresem regulacji tej JG dla danego OREB;

(b) Nieujemnej różnicy między mocą bilansującą aktywowaną a mocą bilansującą wykonaną dla danego typu rezerwy mocy danej JG dla danego OREB; oraz

(c) W przypadku FCR^G i FCR^D, jeżeli znacznik zakontraktowania mocy bilansującej ma wartość równą 1 dla danej JG, OREB i typu rezerwy mocy – różnicy między mocą bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą od danego DUB w trybie podstawowym dla $ONMB^P$ obejmującego dany OREB a sumą grafików mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z przyjętych w ramach RBN PP dla danego OREB dla pozostałych JG tego DUB.

WGMB dla danej JG, OREB i typu rezerwy mocy przyjmuje wartość 0 MW w przypadku, gdy suma wielkości o których mowa w pkt (a)-(c) jest większa od średniej z grafiku mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ danej JG dla OPCR należących do danego OREB.

(2.2) W przypadku rezerwy mocy typu RR^G i RR^D: WGMB dla danego typu rezerwy mocy jest równy grafikowi mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy z PPZ, pomniejszonemu o różnicę między mocą bilansującą aktywowaną a mocą bilansującą wykonaną dla danego typu rezerwy mocy danej JG dla danego OREB.

(3) W przypadku JG_Z, grafik mocy bilansującej dla danego typu rezerwy mocy na potrzeby wyznaczania WGMB jest korygowany przy uwzględnieniu estymaty oraz warunków poprawności jak dla PPZ. W przypadku braku estymaty dla danej JG_Z i danego OREB, WGMB tej JG_Z dla danego OREB jest równy 0 MW dla każdego typu rezerwy mocy.

14.4 Rozliczenia energii bilansującej

14.4.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

(1) Przedmiotem rozliczenia jest energia bilansująca (EB) dostarczona lub odebrana przez JG na RB dla danego OREB:

(1.1) Wynikająca z aktywacji na platformie RR (EB^{RR});

(1.2) Aktywowana poza platformą RR (EB^{PP}).

(2) EB^{RR} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana, przy uwzględnieniu czasu rampowania, o którym mowa w pkt 10.4(7.7), w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{RR} = EB_{jt}^{RR^{t-1}} + EB_{jt}^{RR^{t}} + EB_{jt}^{RR^{t+1}} \tag{14.39}$$

gdzie:

EB_{jt}^{RR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1, *t* oraz *t*+1[MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^{t-1}} = \frac{1}{12} \cdot EB_{j,t-1}^{PRR}$$

$EB_{jt}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^t} = \frac{10}{12} \cdot EB_{jt}^{PRR}$$

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

$$EB_{jt}^{RR^{t+1}} = \frac{1}{12} \cdot EB_{j,t+1}^{PRR}$$

EB_{jt}^{PRR} – Energia bilansująca JG *j* aktywowana na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

(3) EB^{PP} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt}^{PP} = ES_{jt} - EZ_{jt} - EB_{jt}^{RR} \tag{14.40}$$

gdzie:

EB_{jt}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

ES_{jt} – Energia skorygowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

EZ_{jt} – Energia zweryfikowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

EB_{jt}^{RR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1, *t* oraz *t*+1 [MWh]

(4) EB dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EB_{jt} = EB_{jt}^{RR} + EB_{jt}^{PP} \tag{14.41}$$

gdzie:

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

EB_{jt}^{RR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1, *t* oraz *t*+1 [MWh]

EB_{jt}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

(5) EB^{PP} i EB^{RR} dla danej JG i danego OREB na potrzeby wyznaczania cen rozliczeniowych i rozliczenia wartościowego jest przypisana do pasm ofertowych *k* zgodnie z wykorzystaniem tych pasm w procesie ZPG, w tym na platformie RR (EB_{jtk}^{PP}, $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$, $EB_{jtk}^{RR^t}$ i $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$).

14.4.2 Ceny rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej

(1) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej (CRK) jest wyznaczana dla celów rozliczenia energii bilansującej:

(1.1) Wynikającej z aktywacji na platformie RR (CRK^{RR});

(1.2) Aktywowanej poza platformą RR (CRK^{PP}).

(2) CRK^{RR} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana według następujących zasad:

(2.1) $CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ jest równa:

(a) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.42)$$

(b) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} < 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.43)$$

(2.2) $CRK_{jtk}^{RR^{t}}$ jest równa:

(a) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t}} > 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t}} = CWK_{jtk}^{RR^{t}} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.44)$$

(b) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t}} < 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t}} = CWK_{jtk}^{RR^{t}} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.45)$$

(2.3) $CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ jest równa:

(a) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.46)$$

(b) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} < 0$:

$$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.47)$$

gdzie:

$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^{t}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [zł/MWh]

ΔCEB_{jt} – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG *j* dla OREB *t*, wyznaczona zgodnie z pkt 14.7 [zł/MWh]

(3) Ceny wstępne rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej danej JG dla danego OREB dla energii bilansującej dostarczonej lub odebranej wynikającej z aktywacji na platformie RR są wyznaczane według następujących zasad:

(3.1) $CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ jest równa:

(a) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} < 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \tag{14.48}$$

(b) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \tag{14.49}$$

(c) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$, która jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} - COR_{t-1}^{RR} \tag{14.50}$$

(3.2) $CWK_{jtk}^{RR^{t}}$ jest równa:

(a) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t}} < 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t}}$:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t}} = CEB_{t}^{RR} \tag{14.51}$$

(b) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t}}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t}} = CEB_{t}^{RR} \tag{14.52}$$

(c) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t}}$, która jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t}} = CEB_{t}^{RR} - COR_{t}^{RR} \tag{14.53}$$

(3.3) $CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ jest równa:

(a) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} < 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.54)$$

(b) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.55)$$

(c) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$, która jest objęta mocami bilansującymi RR^{G}:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} - COR_{t+1}^{RR} \quad (14.56)$$

gdzie:

$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [zł/MWh]

CEB_{t}^{RR} – Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

COR_{t}^{RR} – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB^{RR} aktywowanemu na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

(4) CRK^{PP} dla pasm, dla których zachodzi warunek $EB_{jtk}^{PP} \neq 0$, jest wyznaczana według następujących zasad:

(4.1) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{PP} > 0$:

$$CRK_{jtk}^{PP} = CWK_{jtk}^{PP} + \Delta CEB_{jt} \quad (14.57)$$

(4.2) W przypadku gdy $EB_{jtk}^{PP} < 0$:

$$CRK_{jtk}^{PP} = CWK_{jtk}^{PP} - \Delta CEB_{jt} \quad (14.58)$$

gdzie:

CRK_{jtk}^{PP} – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

CWK_{jtk}^{PP} – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

ΔCEB_{jt} – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG *j* dla OREB *t*, wyznaczona zgodnie z pkt 14.7 [zł/MWh]

(5) CWK^{PP} jest wyznaczana według następujących zasad:

(5.1) Dla $EB_{jtk}^{PP} < 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej EB_{jtk}^{PP} oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \tag{14.59}$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \max(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \tag{14.60}$$

(5.2) Dla $EB_{jtk}^{PP} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej EB_{jtk}^{PP}, która nie jest objęta mocami bilansującymi, innymi niż zwolnione, dla typów rezerwy mocy w górę oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \tag{14.61}$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \tag{14.62}$$

(5.3) Dla $EB_{jtk}^{PP} > 0$ w zakresie mocy pasma *k* odpowiadającej EB_{jtk}^{PP}, która jest objęta mocami bilansującymi, innymi niż zwolnione, dla typów rezerwy mocy w górę oraz:

(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):

$$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} - COR_t \tag{14.63}$$

(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):

$$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) - COR_t \tag{14.64}$$

gdzie:

CWK_{jtk}^{PP} – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

CEB_t^{PP} – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB *t* [zł/MWh]

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB *t* [zł/MWh]

(6) Kwalifikacja energii bilansującej w ramach ZPG, z wyłączeniem energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR, jako zmiana swobodna albo zmiana wymuszona w ramach danego pasma, odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma (ZP). ZP jest równy zero (ZP = 0) dla zmiany swobodnej oraz jest równy jeden (ZP = 1) dla zmiany wymuszonej.

(7) Wartość ZP dla danego pasma i danego OREB w zakresie odpowiadającym EB^{PP} jest ustalana na podstawie relacji pomiędzy ceną CDO, wyznaczoną zgodnie z pkt 14.2.4, oraz CKOEB, według następujących zasad:

(7.1) Jeżeli $CDO_{jtk} < CKOEB_t$:

(a) ZP_{jtk} = 0 dla pasma *k*, dla którego $EB_{jtk}^{PP} > 0$;

(b) ZP_{jtk} = 1 dla pasma *k*, dla którego $EB_{jtk}^{PP} < 0$;

(7.2) Jeżeli $CDO_{jtk} > CKOEB_t$:

(a) ZP_{jtk} = 0 dla pasma *k*, dla którego $EB_{jtk}^{PP} < 0$;

(b) ZP_{jtk} = 1 dla pasma *k*, dla którego $EB_{jtk}^{PP} > 0$;

(7.3) Jeżeli $CDO_{jtk} = CKOEB_t$ i pasmo *k* reprezentuje dostawę energii bilansującej na RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma *k* na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:

(a) ZP_{jtk} = 0 dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPD_t oraz EB_{jtk}^{PP};

(b) ZP_{jtk} = 1 dla pozostałego zakresu mocy pasma *k* odpowiadającego EB_{jtk}^{PP};

(7.4) Jeżeli $CDO_{jtk} = CKOEB$ i pasmo *k* reprezentuje odbiór energii bilansującej z RB, to dla potrzeb rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych dokonuje się podziału pasma *k* na dwa pasma mocy o następującej wielkości mocy i kwalifikacji wykorzystania:

(a) ZP_{jtk} = 0 dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPO_t oraz EB_{jtk}^{PP};

(b) ZP_{jtk} = 1 dla pozostałego zakresu mocy pasma *k* odpowiadającego EB_{jtk}^{PP}.

gdzie:

ZP_{jtk} – Znacznik wykorzystania pasma *k* JG *j* dla OREB *t*

EB_{jtk}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

CDO_{jtk} – Cena za dostawę albo odbiór energii dla pasma *k* JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

CEB_t^{PP} – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB *t* [zł/MWh]

WPD_t – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB *t* reprezentuje swobodną dostawę energii bilansującej na RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt (8)

WPO_t – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB *t* reprezentuje swobodny odbiór energii bilansującej z RB, wyznaczony według zasad określonych w pkt (8)

(8) Współczynniki WPD i WPO dotyczą odpowiednio $EB^{PP} > 0$ oraz $EB^{PP} < 0$ z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB i określają jaka część dostawy energii bilansującej na RB oraz odbioru energii bilansującej z RB z tych mocy ma charakter zmiany swobodnej. Współczynniki WPD i WPO dla OREB *t* są wyznaczane w następujący sposób:

(8.1) Współczynnik WPD:

$$WPD_t = \frac{WE_t^+}{\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}} \tag{14.65}$$

(8.2) Współczynnik WPO:

$$WPO_t = \frac{WE_t^-}{-\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}} \tag{14.66}$$

W przypadku gdy suma $\sum_{j \in J} EB_{jtk}^{PP+}$ lub $\sum_{j \in J} EB_{jtk}^{PP-}$ jest równa zero dla OREB *t*, to odpowiednio współczynnik WPD_t lub WPO_t jest równy zero.

gdzie:

WPD_t – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB *t* reprezentuje swobodną dostawę energii bilansującej na RB

WPO_t – Współczynnik określający w jakiej części wykorzystanie mocy z pasm JG z ceną CDO równą cenie CKOEB dla OREB *t* reprezentuje swobodny odbiór energii bilansującej z RB

WE_t^+ – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB *t* z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt (9) [MWh]

WE_t^- – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB *t* z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt (10) [MWh]

EB_{jtk}^{PP+} – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB ($EB^{PP} > 0$) przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

EB_{jtk}^{PP-} – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB ($EB^{PP} < 0$) przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

(9) Ilość energii bilansującej WE^{+} wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$WE_t^+ = \min\left(\sum_{j\in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}; \sum_{j\in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO+}\right) \tag{14.67}$$

gdzie:

WE_t^+ – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB *t* z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB [MWh]

EB_{jtk}^{PP+} – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB ($EB^{PP} > 0$) przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

$EB_{jtk}^{BPKD/BO+}$ – Energia bilansująca wymagana do aktywacji w planie BPKD/BO reprezentująca dostawę energii bilansującej przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

(10) Ilość energii bilansującej WE^{-} wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB, jest wyznaczana w następujący sposób:

$$WE_t^- = \min\left(-\sum_{j\in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}; -\sum_{j\in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO-}\right) \tag{14.68}$$

gdzie:

WE_t^- – Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB *t* z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB [MWh]

EB_{jtk}^{PP-} – Energia bilansująca aktywowana poza platformą RR, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB ($EB^{PP} < 0$) przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

$EB_{jtk}^{BPKD/BO-}$ – Energia bilansująca wymagana do aktywacji w planie BPKD/BO reprezentująca odbiór energii bilansującej przez JG *j* dla OREB *t,* dla pasma *k* z ceną CDO równą CKOEB [MWh]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

14.4.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

(1) Należność dla poszczególnych JG za energię bilansującą (NEB) dostarczoną lub odebraną na RB dla danego OREB jest wyznaczana dla:

(1.1) Energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR (NEB^{RR});

(1.2) Energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (NEB^{PP}).

(2) NEB^{RR} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NEB_{jt}^{RR} = \sum_{k \in K_{jt}} \left(CRK_{jtk}^{RR^{t-1}} \cdot EB_{jtk}^{RR^{t-1}} + CRK_{jtk}^{RR^{t}} \cdot EB_{jtk}^{RR^{t}} + CRK_{jtk}^{RR^{t+1}} \cdot EB_{jtk}^{RR^{t+1}} \right) \quad (14.69)$$

gdzie:

NEB_{jt}^{RR} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* wynikającą z aktywacji na platformie RR [zł]

$CRK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^{t}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CRK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [zł/MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

K_{jt} – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t*

(3) NEB^{PP} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NEB_{jt}^{PP} = \sum_{k \in K_{jt}} CRK_{jtk}^{PP} \cdot EB_{jtk}^{PP} \quad (14.70)$$

gdzie:

NEB_{jt}^{PP} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* aktywowaną poza platformą RR [zł]

CRK_{jtk}^{PP} – Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

EB_{jtk}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

K_{jt} – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t*

(4) NEB dla danej JG i danego OREB jest równa różnicy:

(4.1) Sumy:

(a) Należności za energię bilansującą JG dla danego OREB wynikającą z aktywacji na platformie RR;

(b) Należności za energię bilansującą JG dla danego OREB aktywowaną poza platformą RR;

oraz

(4.2) Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG dla danego OREB, wyznaczonej zgodnie z pkt 14.8.

$$NEB_{jt} = NEB_{jt}^{RR} + NEB_{jt}^{PP} - KEO_{jt} \quad (14.71)$$

gdzie:

NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* [zł]

NEB_{jt}^{RR} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* wynikającą z aktywacji na platformie RR [zł]

NEB_{jt}^{PP} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* aktywowaną poza platformą RR [zł]

KEO_{jt} – Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG *j* dla OREB *t* [zł]

14.4.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB (EBD), jako suma dodatnich wartości energii bilansujących dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$EBD_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max\left(EB_{jt}; 0\right) \quad (14.72)$$

gdzie:

EBD_{jd} – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

(2) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa ilość energii bilansującej odebranej z RB (EBO), jako suma ujemnych wartości energii bilansujących dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$EBO_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max\left(-EB_{jt}; 0\right) \quad (14.73)$$

gdzie:

EBO_{jd} – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.4.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBD), jako suma należności dla tych OREB danej doby handlowej, dla których JG dostarczała energię bilansującą na RB (dla których EB ≥ 0):

$$NEBD_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEB_{jt}^{+} \tag{14.74}$$

$$NEB_{jt}^{+} = \begin{cases} NEB_{jt} & \text{jeżeli} \quad EB_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{jeżeli} \quad EB_{jt} < 0 \end{cases} \tag{14.75}$$

gdzie:

$NEBD_{jd}$ – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

NEB_{jt}^{+} – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* dla OREB *t* [zł]

NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* [zł]

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

(2) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBO), jako suma należności dla tych OREB danej doby handlowej, dla których JG odbierała energię bilansującą z RB (dla których EB < 0):

$$NEBO_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEB_{jt}^{-} \tag{14.76}$$

$$NEB_{jt}^{-} = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli} \quad EB_{jt} \geq 0 \\ -NEB_{jt} & \text{jeżeli} \quad EB_{jt} < 0 \end{cases} \tag{14.77}$$

gdzie:

$NEBO_{jd}$ – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

NEB_{jt}^{-} – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* dla OREB *t* [zł]

NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* [zł]

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.4.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBD), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBD_{jd} = \frac{NEBD_{jd}}{EBD_{jd}} \tag{14.78}$$

gdzie:

$CEBD_{jd}$ – Cena dobowa za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

$NEBD_{jd}$ – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

EBD_{jd} – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

(2) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBO), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBO_{jd} = \frac{NEBO_{jd}}{EBO_{jd}} \tag{14.79}$$

gdzie:

$CEBO_{jd}$ – Cena dobowa za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

$NEBO_{jd}$ – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

EBO_{jd} – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

14.4.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej dostarczonej na RB (EBDE), jako suma energii bilansującej dostarczonej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$EBDE_{je} = \sum_{d \in D_e} EBD_{jd} \tag{14.80}$$

gdzie:

$EBDE_{je}$ – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [MWh]

EBD_{jd} – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

(2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa ilość energii bilansującej odebranej z RB (EBOE), jako suma energii bilansującej odebranej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$EBOE_{je} = \sum_{d \in D_e} EBO_{jd} \tag{14.81}$$

gdzie:

$EBOE_{je}$ – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [MWh]

EBO_{jd} – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.4.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBDE), jako suma należności NEBD z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NEBDE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEBD_{jd} \tag{14.82}$$

gdzie:

$NEBDE_{je}$ – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [zł]

$NEBD_{jd}$ – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

(2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBOE), jako suma należności NEBO z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NEBOE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEBO_{jd} \tag{14.83}$$

gdzie:

$NEBOE_{je}$ – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [zł]

$NEBO_{jd}$ – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.4.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBDE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBDE_{je} = \frac{NEBDE_{je}}{EBDE_{je}} \tag{14.84}$$

gdzie:

$CEBDE_{je}$ – Cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* dla dekady *e* [zł/MWh]

$NEBDE_{je}$ – Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [zł]

$EBDE_{je}$ – Energia bilansująca dostarczona na RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [MWh]

(2) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBOE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEBOE_{je} = \frac{NEBOE_{je}}{EBOE_{je}} \tag{14.85}$$

gdzie:

$CEBOE_{je}$ – Cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* dla dekady *e* [zł/MWh]

$NEBOE_{je}$ – Należność za energię bilansującą odebraną z RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [zł]

$EBOE_{je}$ – Energia bilansująca odebrana z RB przez JG *j* określona dla dekady *e* [MWh]

14.5 Rozliczenia mocy bilansujących

14.5.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

(1) Przedmiotem rozliczenia JG dla poszczególnych okresów rozliczania mocy bilansujących równych OREB i typów rezerwy mocy, w zakresie których JG jest kwalifikowana do świadczenia, są:

(1.1) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym;

(1.2) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym;

(1.3) Niedostarczona moc bilansująca, w podziale na:

(a) Niedostarczoną moc bilansującą, która została odtworzona;

(b) Niedostarczoną moc bilansującą, która nie została odtworzona.

(2) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym (MBP) dla danej JG, należącej do danego DUB, i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy, na podstawie wyników RMB, o których mowa w pkt 10.2(4.4), oraz grafików mocy

bilansujących z przyjętego w ramach RBN PP dla JG. MBP danego typu rezerwy mocy dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana według następujących zasad:

(2.1) Dla mocy bilansujących aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G} i RR^{D}:

$$MBP_{jt}^{r} = GMB_{jt}^{r} + MBPN_{jt}^{r} \tag{14.86}$$

(2.2) Dla mocy bilansujących FCR^{G} i FCR^{D}:

(a) W przypadku gdy dla danej JG znacznik zakontraktowania mocy bilansującej odpowiednio FCR^{G} lub FCR^{D}, o którym mowa w pkt 8.6.1(17), ma wartość równą 0:

$$MBP_{jt}^{r} = GMB_{jt}^{r} + MBPN_{jt}^{r} \tag{14.87}$$

(b) W przypadku gdy dla danej JG znacznik zakontraktowania mocy bilansującej odpowiednio FCR^{G} lub FCR^{D}, o którym mowa w pkt 8.6.1(17), ma wartość równą 1:

$$MBP_{jt}^{r} = \left(MBP_{t}^{r} - \sum_{i \in ZJG \setminus \{j\}} GMB_{it}^{r} \right) \tag{14.88}$$

gdzie:

MBP_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla ONMB^{P} obejmującego OREB *t*, przypisana do JG *j* należącej do tego DUB [MW]

MBP_{t}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla ONMB^{P} obejmującego OREB *t* [MW]

$MBPN_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r*, nabyta w trybie podstawowym od danego DUB dla ONMB^{P} obejmującego OREB *t*, niezgłoszona w grafikach mocy bilansującej JG należących do tego DUB, przypisana na potrzeby rozliczeń do JG *j* należącej do tego DUB, określona z dokładnością do 1 MW [MW]

Wielkość MBPN typu *r* jest przypisywana do każdej JG danego DUB proporcjonalnie do maksymalnego zakresu rezerwy mocy typu *r* określonego w umowie przesyłania, przy uwzględnieniu wielkości mocy bilansującej w przyjętym grafiku mocy bilansującej danej JG, zgodnie z następującymi zasadami:

Jeżeli $MBP_{t}^{r} - \sum_{i \in JG} GMB_{it}^{r} \leq 0$:

$$MBPN_{jt}^{r} = 0$$

W przeciwnym przypadku:

$$MBPN_{jt}^{r} = \left(MBP_{t}^{r} - \sum_{i \in ZJG} GMB_{it}^{r} \right) \cdot \frac{P_{j}^{MaxZR,r} - GMB_{jt}^{r}}{\sum_{i \in ZJG} (P_{i}^{MaxZR,r} - GMB_{it}^{r})}$$

Z zastrzeżeniem, że dla jednej z JG danego DUB wartość MBPN jest wyznaczana jako wartość domykająca:

$$MBPN_{jt}^{r} = MBP_{t}^{r} - \sum_{i \in ZJG} GMB_{it}^{r} - \sum_{i \in ZJG \setminus \{j\}} MBPN_{it}^{r}$$

GMB_{jt}^{r} – Grafik mocy bilansującej typu *r* z przyjętego w ramach RBN PP dla JG *j* dla OREB *t* [MW]

$P_{j}^{MaxZR,r}$ – Maksymalny zakres rezerwy mocy typu *r* możliwy do świadczenia przez JG *j* określony w umowie przesyłania [MW]

ZJG – Zbiór JG należących do danego DUB

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

(3) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym (MBU) dla danej JG i danego OREB, dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż RR, jest równa wielkości mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej na JG w ramach ZPG, zgodnie z pkt 10.3(3).

(4) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBPZ) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy w następujący sposób:

(4.1) Jeżeli wielkość nabytej mocy bilansującej z PPZ, która została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, jest równa 0 MW, to:

$$MBPZ_{jt}^{r} = 0 \text{ MW} \tag{14.89}$$

(4.2) W przeciwnym przypadku:

$$MBPZ_{jt}^{r} = MBP_{jt}^{r} \cdot \frac{MBZ_{jt}^{r}}{MBP_{jt}^{r} + MBU_{jt}^{r}} \tag{14.90}$$

gdzie:

$MBPZ_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca JG *j* typu *r* nabyta w trybie podstawowym dla OREB *t*, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określona z dokładnością do 1 MW [MW]

MBP_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB *t* przypisana do JG *j* należącej do tego DUB [MW]

MBU_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB *t* na JG *j* [MW]

Wielkości $MBU_{jt}^{RR^{G}}$ i $MBU_{jt}^{RR^{D}}$ są równe 0 MW dla każdej JG *j* i OREB *t*

MBZ_{jt}^{r} – Moc bilansująca nabyta JG *j* typu *r*, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy dla OREB *t*, określona w PPZ [MW]

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

(5) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBUZ) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana dla poszczególnych typów rezerwy mocy innych niż RR^G i RR^D w następujący sposób:

$$MBUZ_{jt}^{r} = MBZ_{jt}^{r} - MBPZ_{jt}^{r} \tag{14.91}$$

gdzie:

$MBUZ_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca JG *j* typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB *t*, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy, określona z dokładnością do 1 MW [MW]

MBZ_{jt}^{r} – Moc bilansująca nabyta JG *j* typu *r*, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy dla OREB *t,* określona w PPZ [MW]

$MBPZ_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca JG *j* typu *r* nabyta w trybie podstawowym dla OREB *t*, zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D\}$

(6) Niedostarczona moc bilansująca (MBN) danego typu rezerwy mocy nabytej na JG dla danego OREB jest równa różnicy między:

(6.1) Sumą mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie podstawowym oraz w trybie uzupełniającym na JG dla danego OREB; oraz

(6.2) Mocą bilansującą dostarczoną danego typu rezerwy mocy przez JG i dla danego OREB, wyznaczoną zgodnie z pkt 14.3.3.

$$MBN_{jt}^{r} = MBP_{jt}^{r} + MBU_{jt}^{r} - MBD_{jt}^{r} \tag{14.92}$$

gdzie:

MBN_{jt}^{r} – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla OREB *t* dla JG *j* [MW]

MBP_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB *t* przypisana do JG *j* należącej do tego DUB [MW]

MBU_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB *t* na JG *j* [MW]

MBD_{jt}^{r} – Moc bilansująca dostarczona typu *r* dla OREB *t* dla JG *j* [MW]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

(7) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy przez daną JG jest oznaczana jako niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona (MBNO), jeżeli została odtworzona na innych JG, przy uwzględnieniu zasad, o których mowa w pkt (8).

(8) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy, innego niż RR^G i RR^D, jest oznaczana jako odtworzona według następujących zasad:

(8.1) MBN danej JG może zostać oznaczona jako MBNO wyłącznie w przypadku nabycia mocy bilansujących tego samego typu rezerwy mocy w trybie uzupełniającym, w ramach iteracji ZPG uruchomionych po wystąpieniu MBN na danej JG;

(8.2) Moc bilansująca nabyta na JG danego DUB jest w pierwszej kolejności wykorzystywana do oznaczenia MBN innych JG tego DUB jako MBNO, proporcjonalnie do wielkości MBN tych JG;

(8.3) Moc bilansująca nabyta na JG danego DUB, z zastrzeżeniem pkt (8.2), jest wykorzystywana do oznaczenia MBN JG innych DUB jako MBNO, proporcjonalnie do wielkości MBN tych JG.

(9) Niedostarczona moc bilansująca danego typu rezerwy mocy przez daną JG jest oznaczana jako niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona (MBNN), jeżeli nie została odtworzona na innych JG:

$$MBNN_{jt}^{r} = MBN_{jt}^{r} - MBNO_{jt}^{r} \tag{14.93}$$

gdzie:

$MBNN_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG [MW]

MBN_{jt}^{r} – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla OREB *t* dla JG *j* [MW]

$MBNO_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która została odtworzona na innych JG [MW]

Wielkości $MBNO_{jt}^{RR^G}$ i $MBNO_{jt}^{RR^D}$ są równe 0 MW dla każdej JG *j* i OREB *t*

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

(10) MBNN danego typu rezerwy mocy na danej JG objęta energią odchylenia (MBNNO) jest wyznaczana według następujących zasad, z zastrzeżeniem postanowień pkt (11):

(10.1) Jeżeli EO JG *j* dla OREB *t* jest większa od zera ($EO_{jt} > 0$ MWh), to:

$$MBNNO_{jt}^{r} = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^G \tag{14.94}$$

$$MBNNO_{jt}^{r} = \max\left(0; \min\left(MBA_{jt}^{r} - MBW_{jt}^{r}; MBNN_{jt}^{r}\right)\right) \quad \text{dla} \quad r \in R^D \tag{14.95}$$

(10.2) Jeżeli EO JG *j* dla OREB *t* jest mniejsza od zera ($EO_{jt} < 0$ MWh), to:

$$MBNNO_{jt}^{r} = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^D \tag{14.96}$$

$$MBNNO_{jt}^{r} = \max\left(0; \min\left(MBA_{jt}^{r} - MBW_{jt}^{r}; MBNN_{jt}^{r}\right)\right) \quad \text{dla} \quad r \in R^G \tag{14.97}$$

(10.3) Jeżeli EO JG *j* dla OREB *t* jest równa zero ($EO_{jt} = 0$ MWh), to:

$$MBNNO_{jt}^{r} = 0 \quad \text{dla} \quad r \in R^{G} \cup R^{D} \tag{14.98}$$

gdzie:

EO_{jt} – Energia odchylenia JG *j* dla OREB *t* [MWh]

$MBNNO_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia [MW]

MBA_{jt}^{r} – Moc bilansująca aktywowana typu *r* JG *j* dla OREB *t* [MW]

MBW_{jt}^{r} – Moc bilansująca wykonana typu *r* JG *j* dla OREB *t* [MW]

R^{G} – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy w górę:
$R^{G} = \{FCR^{G}, aFRR^{G}, mFRRd^{G}, RR^{G}\}$

R^{D} – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy w dół:
$R^{D} = \{FCR^{D}, aFRR^{D}, mFRRd^{D}, RR^{D}\}$

(11) Jeżeli jest spełniony warunek:

$$\sum_{r \in R} MBNNO_{jt}^{r} > \frac{\left|EO_{jt}\right|}{\Delta t} \tag{14.99}$$

to wielkości MBNNO wyznaczone zgodnie z pkt (10.1) i (10.2) są dodatkowo mnożone przez współczynnik wyznaczony jak niżej, z uwzględnieniem, że suma tak skorygowanych MBNNO musi być równa wartości bezwzględnej EO:

$$WR_{jt} = \frac{\left|EO_{jt}\right|}{\sum_{r \in R} MBNNO_{jt}^{r} \cdot \Delta t} \tag{14.100}$$

gdzie:

WR_{jt} – Współczynnik korekty wielkości MBNNO JG *j* dla OREB *t*

$MBNNO_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia, wyznaczona zgodnie z pkt (10) [MW]

EO_{jt} – Energia odchylenia JG *j* dla OREB *t* [MWh]

Δt – Czas trwania OREB *t* [h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

14.5.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB

(1) Rozliczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie podstawowym dla danego OREB, która:

(1.1) Nie została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według CMBP dla tego typu rezerwy mocy i $ONMB^{P}$ obejmującego dany OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(1);

(1.2) Została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:

(a) CMBP dla tego typu rezerwy mocy i tego ONMB^{P}, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(1);

(b) CMBZ dla tego typu rezerwy mocy dla danej JG i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt (3).

(2) Rozliczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy nabytej w trybie uzupełniającym dla danego OREB, która:

(2.1) Nie została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według CMBU dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(2);

(2.2) Została zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy – odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:

(a) CMBU dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(2);

(b) CMBZ dla tego typu rezerwy mocy dla danej JG i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt (3).

(3) Cena mocy bilansujących zastępujących moc (CMBZ) danego typu rezerwy mocy dla danej JG i danego OREB jest równa średniej z CMBU dla mocy bilansujących innego typu rezerwy mocy nabytych w trybie uzupełniającym dla tej JG i OREB, ważonej wielkościami tych mocy bilansujących.

(4) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która została odtworzona, odbywa się według CMBNO dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(3).

(5) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona oraz nie była objęta energią odchylenia, odbywa się według CMBNN dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(4).

(6) Rozliczenie niedostarczonej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona oraz była objęta energią odchylenia, odbywa się według ceny równej nieujemnej różnicy:

(6.1) CMBNN dla tego typu rezerwy mocy i tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 13.1(4);

(6.2) CEO dla tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 14.8(5).

14.5.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

(1) Należność NMBP dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie podstawowym dla danego OREB jest równa:

$$NMBP_{jt}^{r} = CMBP_{t}^{r} \cdot \left(MBP_{jt}^{r} - MBPZ_{jt}^{r}\right) \cdot \Delta t + \max\left(0; CMBP_{t}^{r} - CMBZ_{jt}^{r}\right) \cdot MBPZ_{jt}^{r} \cdot \Delta t \quad (14.101)$$

gdzie:

$NMBP_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* nabytą w trybie podstawowym dla OREB *t* [zł]

$CMBP_{t}^{r}$ – Cena mocy bilansującej typu *r* nabytej w trybie podstawowym dla OREB *t* [zł/MW-h]

$CMBZ_{jt}^{r}$ – Cena mocy bilansujących zastępujących moc typu *r* dla JG *j* i OREB *t* [zł/MW-h]

MBP_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta od danego DUB w trybie podstawowym dla OREB *t* przypisana do JG *j* należącej do tego DUB [MW]

$MBPZ_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca JG *j* typu *r* nabyta w trybie podstawowym dla OREB *t* zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie podstawowym: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

(2) Należność NMBU dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy innego niż RR^{G} i RR^{D} nabytą w trybie uzupełniającym dla danego OREB jest równa:

$$NMBU_{jt}^{r} = CMBU_{t}^{r} \cdot \left(MBU_{jt}^{r} - MBUZ_{jt}^{r}\right) \cdot \Delta t + \max\left(0; CMBU_{t}^{r} - CMBZ_{jt}^{r}\right) \cdot MBUZ_{jt}^{r} \cdot \Delta t \quad (14.102)$$

gdzie:

$NMBU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* nabytą w trybie uzupełniającym dla OREB *t* [zł]

$CMBU_{t}^{r}$ – Cena mocy bilansującej typu *r* nabytej w trybie uzupełniającym dla OREB *t* [zł/MW-h]

$CMBZ_{jt}^{r}$ – Cena mocy bilansujących zastępujących moc typu *r* dla JG *j* i OREB *t* [zł/MW-h]

MBU_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBUZ_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca JG *j* typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB *t* zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}\}$

(3) Opłata OMBNO dla danej JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy innego niż RR^{G} i RR^{D} dla danego OREB, która została odtworzona na innych JG, jest równa:

$$OMBNO_{jt}^{r} = CMBNO_{t}^{r} \cdot MBNO_{jt}^{r} \cdot \Delta t \quad (14.103)$$

gdzie:

$OMBNO_{jt}^{r}$ – Opłata JG *j* za niedostarczoną moc bilansującą typu *r* dla OREB *t*, która została odtworzona na innych JG [zł]

$CMBNO_{t}^{r}$ – Cena niedostarczonej mocy bilansującej typu *r* dla OREB *t*, która została odtworzona na innych JG [zł/MW-h]

$MBNO_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* przez JG *j* w OREB *t*, która została odtworzona na innych JG [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R – Zbiór typów *r* rezerwy mocy nabywanych w trybie uzupełniającym: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}\}$

(4) Opłata OMBNN dla danej JG *j* za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona na innych JG, jest równa:

$$OMBNN_{jt}^{r} = CMBNN_{t}^{r} \cdot \left(MBNN_{jt}^{r} - MBNNO_{jt}^{r}\right) \cdot \Delta t + \max(0; CMBNN_{t}^{r} - CEO_{t}) \cdot MBNNO_{jt}^{r} \cdot \Delta t \quad (14.104)$$

gdzie:

$OMBNN_{jt}^{r}$ – Opłata JG *j* za niedostarczoną moc bilansującą typu *r* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG [zł]

$CMBNN_{t}^{r}$ – Cena niedostarczonej mocy bilansującej typu *r* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG [zł/MW-h]

CEO_{t} – Cena energii odchylenia dla OREB *t* [zł/MWh]

$MBNN_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG [MW]

$MBNNO_{jt}^{r}$ – Niedostarczona moc bilansująca typu *r* dla JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG, objęta energią odchylenia [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy: $R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

(5) Należność NMBPU dla danej JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB jest równa różnicy:

(5.1) Sumy:

(a) Należności dla JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie podstawowym dla danego OREB;

(b) Należności dla JG za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy nabytą w trybie uzupełniającym dla danego OREB;

oraz

(5.2) Sumy:

(a) Opłaty JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która została odtworzona na innych JG;

(b) Opłaty JG za niedostarczoną moc bilansującą danego typu rezerwy mocy dla danego OREB, która nie została odtworzona na innych JG.

$$NMBPU_{jt}^{r} = \left(NMBP_{jt}^{r} + NMBU_{jt}^{r}\right) - \left(OMBNO_{jt}^{r} + OMBNN_{jt}^{r}\right) \quad (14.105)$$

gdzie:

$NMBPU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla OREB *t* [zł]

$NMBP_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* nabytą w trybie podstawowym dla OREB *t* [zł]

$NMBU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* nabytą w trybie uzupełniającym dla OREB *t* [zł]

$OMBNO_{jt}^{r}$ – Opłata JG *j* za niedostarczoną moc bilansującą typu *r* dla OREB *t*, która została odtworzona na innych JG [zł]

$OMBNN_{jt}^{r}$ – Opłata JG *j* za niedostarczoną moc bilansującą typu *r* przez JG *j* dla OREB *t*, która nie została odtworzona na innych JG [zł]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

14.5.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa wielkość mocy bilansującej (MBPUD) danego typu rezerwy mocy, jako suma wielkości nabytej mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy dla kolejnych OREB danej doby handlowej:

$$MBPUD_{jd}^{r} = \sum_{t \in T_d} \left(MBP_{jt}^{r} + MBU_{jt}^{r}\right) \cdot \Delta t \quad (14.106)$$

gdzie:

$MBPUD_{jd}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

MBP_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta w trybie podstawowym dla OREB *t* na JG *j* [MW]

MBU_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* nabyta w trybie uzupełniającym dla OREB *t* na JG *j* [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.5.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność (NMBPUD) za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy, jako suma należności za moc bilansującą tego typu rezerwy mocy dla OREB danej doby handlowej:

$$NMBPUD_{jd}^{r} = \sum_{t \in T_d} NMBPU_{jt}^{r} \tag{14.107}$$

gdzie:

$NMBPUD_{jd}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla doby handlowej *d* [zł]

$NMBPU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla OREB *t* [zł]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.5.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobowa za moc bilansującą (CMBPUD) danego typu rezerwy mocy, pod warunkiem niezerowej wartości tej mocy:

$$CMBPUD_{jd}^{r} = \frac{NMBPUD_{jd}^{r}}{MBPUD_{jd}^{r}} \tag{14.108}$$

gdzie:

$CMBPUD_{jd}^{r}$ – Cena dobowa za moc bilansującą typu *r* dla JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MW-h]

$NMBPUD_{jd}^{r}$ – Należność za moc bilansującą typu *r* dla JG *j* dla doby handlowej *d* [zł]

$MBPUD_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

14.5.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa wielkość mocy bilansującej (MBPUE) danego typu rezerwy mocy, jako suma wielkości mocy bilansującej tego typu rezerwy mocy dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$MBPUE_{je}^{r} = \sum_{d \in D_e} MBPUD_{jd}^{r} \tag{14.109}$$

gdzie:

$MBPUE_{je}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* JG *j* dla dekady *e* [MW-h]

$MBPUD_{jd}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.5.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za moc bilansującą (NMBPUE) danego typu rezerwy mocy, jako suma należności za moc bilansującą tego typu rezerwy mocy z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NMBPUE_{je}^{r} = \sum_{d \in D_e} NMBPUD_{jd}^{r} \tag{14.110}$$

gdzie:

$NMBPUE_{je}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla dekady *e* [zł]

$NMBPUD_{jd}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla doby handlowej *d* [zł]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.5.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa za moc bilansującą (CMBPUE) danego typu rezerwy mocy, pod warunkiem niezerowej wartości tej mocy:

$$CMBPUE_{je}^{r} = \frac{NMBPUE_{je}^{r}}{MBPUE_{je}^{r}} \tag{14.111}$$

gdzie:

$CMBPUE_{je}^{r}$ – Cena dekadowa za moc bilansującą typu *r* dla JG *j* dla dekady *e* [zł/MW-h]

$NMBPUE_{je}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla dekady *e* [zł]

$MBPUE_{je}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* JG *j* dla dekady *e* [MW-h]

R – Zbiór nabywanych typów *r* rezerwy mocy:
$R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

14.6 Rozliczenia rezerwy operacyjnej

14.6.1 Rozliczenia ilościowe dla OREB

(1) Przedmiotem rozliczenia jest rezerwa operacyjna JG w podziale na:

(1.1) Rezerwę operacyjną JG wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR (ROR^{RR});

(1.2) Rezerwę operacyjną JG, ponad wielkość rezerwy operacyjnej z pkt (1.1), nieobjętą dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane (ROR^{PP}).

(2) ROR^{RR} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana na podstawie energii bilansującej danej JG wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego, poprzedniego i następnego OREB, w następujący sposób:

$$ROR_{jt}^{RR} = ROR_{jt}^{RR^{t-1}} + ROR_{jt}^{RR^{t}} + ROR_{jt}^{RR^{t+1}} \tag{14.112}$$

$$ROR_{jt}^{RR^{t-1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t-1}}}{\Delta t}\right) \tag{14.113}$$

$$ROR_{jt}^{RR^{t}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t}}}{\Delta t}\right) \tag{14.114}$$

$$ROR_{jt}^{RR^{t+1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t+1}}}{\Delta t}\right) \tag{14.115}$$

gdzie:

ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* dla OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla OREB *t*-1 [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* dla OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla OREB *t* [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* dla OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla OREB *t*+1 [MW]

EB_{jt}^{RR} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1, *t* oraz *t*+1[MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(3) ROR^{PP} dla danej JG i danego OREB jest równa nieujemnej różnicy:

(3.1) Rezerwy operacyjnej danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt 12.2, nieobjętej dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane (ROR); oraz

(3.2) ROR^{RR} danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt (2);

wyznaczonej zgodnie z następującym wzorem:

$$ROR_{jt}^{PP} = \max\left(0; ROR_{jt} - ROR_{jt}^{RR}\right) \tag{14.116}$$

$$ROR_{jt} = \max\left(0; RO_{jt} - \sum_{r \in R^G}\left(MBD_{jt}^{r} - MBZ_{jt}^{r} - MBZW_{jt}^{r}\right) + \max\left(0; \min\left(\frac{EB_{jt}}{\Delta t}; \sum_{r \in R^G} MBW_{jt}^{r} - \sum_{r \in R^D} MBW_{jt}^{r}\right)\right)\right) \tag{14.117}$$

gdzie:

ROR_{jt}^{PP} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]

ROR_{jt} – Rezerwa operacyjna JG *j* dla OREB *t* nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]

ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR [MW]

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

MBD_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* dostarczona przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

MBZ_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* zastąpiona na JG *j* dla OREB *t* [MW]

$MBZW_{jt}^{r}$ – Moc bilansująca typu *r* zwolniona na JG *j* dla OREB *t* [MW]

MBW_{jt}^{r} – Moc bilansująca typu *r* wykonana przez JG *j* dla OREB *t* [MW]

EB_{jt} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* [MWh]

Δt – Czas trwania OREB [h]

R^G – Zbiór typów rezerwy mocy w górę:
$R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G, RR^G\}$

R^D – Zbiór typów rezerwy mocy w dół:
$R^D = \{FCR^D, aFRR^D, mFRRd^D, RR^D\}$

14.6.2 Ceny rozliczeniowe dla OREB

(1) Rozliczenie rezerwy operacyjnej danej JG dla danego OREB odbywa się według następujących cen:

(1.1) Ceny COR^{sRR} wyznaczonej w następujący sposób, pod warunkiem niezerowej wartości ROR^{RR}:

$$COR_{jt}^{sRR} = \frac{ROR_{jt}^{RR^{t-1}} \cdot COR_{t-1}^{RR} + ROR_{jt}^{RR^{t}} \cdot COR_{t}^{RR} + ROR_{jt}^{RR^{t+1}} \cdot COR_{t+1}^{RR}}{ROR_{jt}^{RR}} \quad (14.118)$$

gdzie:

COR_{jt}^{sRR} – Cena rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [zł/MWh]

COR_{t}^{RR} – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB^{RR} aktywowanemu na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* w OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR dla OREB *t*-1 [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* w OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR dla OREB *t* [MW]

$ROR_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu w wyniku odbioru energii bilansującej przez JG *j* w OREB *t*, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR dla OREB *t*+1 [MW]

(1.2) Ceny COR wyznaczonej w sposób określony w pkt 12.5(1).

14.6.3 Rozliczenia wartościowe dla OREB

(1) Należność za rezerwę operacyjną (NRO^{RR}) danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR jest równa:

$$NRO_{jt}^{RR} = \min\left(ROR_{jt}^{RR}; ROR_{jt}\right) \cdot COR_{jt}^{sRR} \cdot \Delta t + \max\left(0; ROR_{jt}^{RR} - ROR_{jt}\right) \cdot \max\left(0; COR_{jt}^{sRR} - COR_{t}\right) \cdot \Delta t \quad (14.119)$$

gdzie:

NRO_{jt}^{RR} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* podlegającą rozliczeniu dla OREB *t*, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [zł]

COR_{jt}^{sRR} – Cena rezerwy operacyjnej wynikającej z aktywacji energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [zł/MWh]

COR_{t} – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB *t* [zł/MWh]

ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [MW]

ROR_{jt} – Rezerwa operacyjna JG *j* dla OREB *t* nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(2) Należność za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR (NRO^{PP}) jest równa:

$$NRO_{jt}^{PP} = COR_t \cdot ROR_{jt}^{PP} \cdot \Delta t \quad (14.120)$$

gdzie:

NRO_{jt}^{PP} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* podlegającą rozliczeniu dla OREB *t*, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [zł]

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB *t* [zł/MWh]

ROR_{jt}^{PP} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(3) Należność za rezerwę operacyjną (NRO) danej JG dla danego OREB jest równa sumie:

(3.1) Należności za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR;

(3.2) Należności za rezerwę operacyjną danej JG podlegającą rozliczeniu dla danego OREB, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR:

$$NRO_{jt} = NRO_{jt}^{RR} + NRO_{jt}^{PP} \quad (14.121)$$

gdzie:

NRO_{jt} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla OREB *t* [zł]

NRO_{jt}^{RR} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* podlegającą rozliczeniu dla OREB *t*, wynikającą z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{RR} na platformie RR [zł]

NRO_{jt}^{PP} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* podlegającą rozliczeniu dla OREB *t*, niewynikającą z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [zł]

14.6.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej (RORD), jako suma wielkości rezerwy operacyjnej podlegającej rozliczeniu dla OREB danej doby handlowej:

$$RORD_{jd} = \sum_{t \in T_d} \left(ROR_{jt}^{PP} + ROR_{jt}^{RR} \right) \cdot \Delta t \tag{14.122}$$

gdzie:

$RORD_{jd}$ – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

ROR_{jt}^{PP} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]

ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG *j* podlegająca rozliczeniu dla OREB *t*, wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.6.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana dobowa należność za rezerwę operacyjną (NROD), jako suma należności za rezerwę operacyjną dla OREB danej doby handlowej:

$$NROD_{jd} = \sum_{t \in T_d} NRO_{jt} \tag{14.123}$$

gdzie:

$NROD_{jd}$ – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla doby handlowej *d* [zł]

NRO_{jt} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla OREB *t* [zł]

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

14.6.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

(1) Dla każdej JG jest wyznaczana cena dobowa rezerwy operacyjnej (CORD), pod warunkiem niezerowej wartości tej rezerwy:

$$CORD_{jd} = \frac{NROD_{jd}}{RORD_{jd}} \tag{14.124}$$

gdzie:

$CORD_{jd}$ – Cena dobowa rezerwy operacyjnej JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MW-h]

$NROD_{jd}$ – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla doby handlowej *d* [zł]

$RORD_{jd}$ – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

14.6.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej (RORE), jako suma wielkości rozliczanej rezerwy operacyjnej dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$RORE_{je} = \sum_{d \in D_e} RORD_{jd} \tag{14.125}$$

gdzie:

$RORE_{je}$ – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG *j* dla dekady *e* [MW-h]

$RORD_{jd}$ – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG *j* dla doby handlowej *d* [MW-h]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.6.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana dekadowa należność za rezerwę operacyjną (NROE), jako suma należności za rezerwę operacyjną dla kolejnych dób handlowych dekady:

$$NROE_{je} = \sum_{d \in D_e} NROD_{jd} \tag{14.126}$$

gdzie:

$NROE_{je}$ – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla dekady *e* [zł]

$NROD_{jd}$ – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla doby handlowej *d* [zł]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

14.6.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

(1) Dla każdej JG każdego DUB jest wyznaczana cena dekadowa rezerwy operacyjnej (CORE), pod warunkiem niezerowej wartości tej rezerwy:

$$CORE_{je} = \frac{NROE_{je}}{RORE_{je}} \tag{14.127}$$

gdzie:

$CORE_{je}$ – Cena dekadowa rezerwy operacyjnej JG *j* dla dekady *e* [zł/MW-h]

$NROE_{je}$ – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla dekady *e* [zł]

$RORE_{je}$ – Wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej JG *j* dla dekady *e* [MW-h]

14.7 Korekty uzupełniające cen energii bilansującej

(1) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej (korekta uzupełniająca) jest wyznaczana dla każdej JG na podstawie:

(1.1) Wartości rozliczeń energii bilansującej bez korekty uzupełniającej oraz, w określonych przypadkach, wartości rozliczeń mocy bilansujących i rezerwy operacyjnej;

(1.2) Kosztów dostawy lub odbioru energii bilansującej;

(1.3) Zmiany kosztów uruchomień JG_{W1} na skutek poleceń OSP.

(2) OSP wyznacza wartość korekty uzupełniającej dla danej JG w podziale na grupy OREB w danej dobie handlowej, określone zgodnie z pkt (3)-(6).

(3) Dla JG_{W2}, JG_{M2}, JG_{O}, JG_{Z1}, JG_{Z2}, JG_{Z3} i JG_{A} wartość korekty uzupełniającej jest wyznaczana indywidualnie dla każdego OREB danej doby handlowej, tj. każdy OREB stanowi osobną grupę.

(4) Dla JG_{W1}, dla której zgodnie z pkt 14.9.5, ceny za uruchomienie dla danej doby handlowej są większe niż 0 zł, podział OREB danej doby na grupy jest określany według następujących zasad:

(4.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan JG_{W1} z PPZ i PPS jest równy *P* dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;

(4.2) Wszystkie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (4.1), tworzą jedną grupę.

(5) Dla JG_{W1}, dla której nie są wyznaczane ceny za uruchomienie dla danej doby handlowej lub ceny te są równe 0 zł, podział OREB danej doby handlowej na grupy jest określany według następujących zasad:

(5.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan JG_{W1} z PPZ i PPS jest równy *P* dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;

(5.2) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan JG_{W1} z PPS dla danego OREB i stan JG_{W1} dla sąsiednich OREB nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej JG_{W1}.

Stan JG_{W1} dla danego OREB jest zależny od sąsiedniego OREB ze względu na parametry techniczne JG_{W1}, w przypadku gdy:

(a) Dla danego OREB stan JG_{W1} jest równy U^G, U^C, U^Z lub U^D i czas uruchamiania jest dłuższy niż 15 min lub minimalny czas pracy JG_{W1} jest różny od 0;

(b) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy JG_{W1};

(c) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas postoju JG_{W1} po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu gorącego;

(5.3) Następujące po sobie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (5.1) i (5.2), tworzą jedną grupę.

(6) Dla JG_{M1} podział OREB danej doby handlowej na grupy jest określany według następujących zasad:

(6.1) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego:

(a) Stan JG_{M1} z PPZ i PPS jest równy P^G dla co najmniej jednego OPCR danego OREB; albo

(b) Stan JG_{M1} z PPZ i PPS jest równy P^P dla co najmniej jednego OPCR danego OREB;

(6.2) Osobną grupę tworzy każdy OREB, dla którego stan JG_{M1} z PPS dla danego OREB i stan JG_{M1} dla sąsiednich OREB nie były zależne ze względu na parametry techniczne tej JG_{M1}.

Stan JG_{M1} dla danego OREB jest zależny od sąsiedniego OREB ze względu na parametry techniczne JG_{M1}, w przypadku gdy:

(a) Dla danego OREB stan JG_{M1} jest równy U^G albo U^P i minimalny czas pracy JG_{M1} odpowiednio w kierunku generacji albo poboru jest różny od 0;

(b) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku generacji;

(c) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas pracy JG_{M1} w kierunku poboru;

(d) Dany OREB jest objęty ograniczeniem na minimalny czas postoju JG_{M1};

(e) Stan JG_{M1} z PPZ jest równy U^G albo P^G, stan JG_{M1} z PPS jest równy R i dla danego OREB nie było możliwe uruchomienie JG_{M1} w kierunku generacji ze względu na maksymalną liczbę uruchomień JG_{M1} do pracy w kierunku generacji w dobie;

(f) Stan JG_{M1} z PPZ jest równy U^P albo P^P, stan JG_{M1} z PPS jest równy R i dla danego OREB nie było możliwe uruchomienie JG_{M1} w kierunku poboru ze względu na maksymalną liczbę uruchomień JG_{M1} do pracy w kierunku poboru w dobie;

(6.3) Następujące po sobie OREB, które nie tworzą osobnych grup zgodnie z pkt (6.1) i (6.2), tworzą jedną grupę.

(7) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej (ΔCEB) dla danego OREB jest równa wartości korekty uzupełniającej cen energii bilansującej dla grupy OREB, do której należy ten OREB.

(8) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej (ΔCEB) dla danej JG i danej grupy OREB, za wyjątkiem przypadku, o którym mowa w pkt (4.2), jest wyznaczana w następujący sposób, pod warunkiem niezerowej sumy wartości bezwzględnych energii bilansującej:

$$\Delta CEB_{jg} = \frac{\max\left(0; \sum_{t \in T_{jg}} \left(KEB_{jt} - NKU_{jt}\right)\right)}{\sum_{t \in T_{jg}} \left(\left|EB_{jt}^{PP}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t-1}}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t}}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t+1}}\right|\right)} \quad (14.128)$$

gdzie:

ΔCEB_{jg} – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG *j* dla grupy OREB *g* [zł/MWh]

KEB_{jt} – Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

NKU_{jt} – Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

EB_{jt}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

T_{jg} – Grupa OREB *g* dla JG *j*

(9) Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej (ΔCEB) dla danej JG_{W1} i danej grupy OREB, w przypadku o którym mowa w pkt (4.2), jest wyznaczana w następujący sposób:

(9.1) W przypadku gdy dla danej JG_{W1} suma wartości bezwzględnych energii bilansującej dla OREB należących do danej grupy OREB jest niezerowa:

$$\Delta CEB_{jg} = \frac{\max\left(\min\left(0; \Delta KU_{jg}\right); \sum_{t \in T_{jg}}\left(KEB_{jt} - NKU_{jt}\right) + \Delta KU_{jg}\right)}{\sum_{t \in T_{jg}}\left(\left|EB_{jt}^{PP}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t-1}}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t}}\right| + \left|EB_{jt}^{RR^{t+1}}\right|\right)} \quad (14.129)$$

gdzie:

ΔCEB_{jg} – Korekta uzupełniająca cen energii bilansującej JG *j* dla grupy OREB *g* [zł/MWh]

KEB_{jt} – Koszty dostawy lub odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

NKU_{jt} – Należności uwzględnione przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

ΔKU_{jg} – Różnica kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ dla JG *j* dla grupy OREB *g* [zł]

EB_{jt}^{PP} – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$EB_{jt}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

T_{jg} – Grupa OREB *g* dla JG *j*

(9.2) W przeciwnym przypadku, korekta uzupełniająca cen energii bilansującej dla JG *j* i grupy OREB *g* jest równa 0 zł/MWh ($\Delta CEB_{jg} = 0$), a dodatnia wartość

różnicy kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ (ΔKU) dla JG *j* dla grupy OREB *g* jest uwzględniana przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej dla JG *j* i kolejnej grupy OREB, o której mowa w pkt (4.2), dla której suma wartości bezwzględnych energii bilansującej danej JG *j* jest niezerowa.

(10) Koszt dostawy lub odbioru energii bilansującej (KEB) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczany według następujących zasad:

$$KEB_{jt} = KEB_{jt}^{DbCOR} + KEB_{jt}^{DRRzCOR} + KEB_{jt}^{DPPzCOR} + KEB_{jt}^{O} + KEB_{jt}^{DRR_BG} + KEB_{jt}^{DPP_BG} + KEB_{jt}^{ORR_BG} + KEB_{jt}^{OPP_BG} \quad (14.130)$$

(10.1) Dla dostawy energii bilansującej na RB zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) i (10.6) oraz (ii) która nie podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt KEB^{DbCOR} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DbCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DbCOR}} \left(\min\left(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}\right)\right) \quad (14.131)$$

(10.2) Dla dostawy energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) oraz (ii) która podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt $KEB^{DRRzCOR}$ jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DRRzCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DRRzCOR}} \Big(\left(\min\left(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}\right) + COR_{j,t-1}^{RR}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}\right) + \left(\min\left(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}\right) + COR_{jt}^{RR}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t}}\right) + \left(\min\left(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}\right) + COR_{j,t+1}^{RR}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}\right) \Big) \quad (14.132)$$

(10.3) Dla dostawy energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc o której mowa w pkt (10.6) oraz (ii) która podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ, koszt $KEB^{DPPzCOR}$ jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DPPzCOR} = \sum_{k \in K_{jt}^{DPPzCOR}} \left(\min\left(CWD_{jtk}, CDO_{jtk}\right) + COR_{t}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{PP}\right) \quad (14.133)$$

(10.4) Dla odbioru energii bilansującej z RB zrealizowanego z mocy innej niż moc, o której mowa w pkt (10.7) i (10.8), koszt KEB^{O} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{O} = \sum_{k \in K_{jt}^{O}} \max\left(CWO_{jtk}, CDO_{jtk}\right) \cdot \min\left(0; EB_{jtk}\right) \quad (14.134)$$

(10.5) Dla dostawy energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt KEB^{DRR_BG} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DRR_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{DRR_BG}} \left(\min\left(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}\right) \right. \\ + \min\left(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t}}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t}}\right) \\ \left. + \min\left(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}\right) \right) \quad (14.135)$$

(10.6) Dla dostawy energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt KEB^{DPP_BG} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{DPP_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{DPP_BG}} \min\left(CWD_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{PP}\right) \cdot \max\left(0; EB_{jtk}^{PP}\right) \quad (14.136)$$

(10.7) Dla odbioru energii bilansującej z RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt KEB^{ORR_BG} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{ORR_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{ORR_BG}} \left(\max\left(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}\right) \cdot \min\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t-1}}\right) \right. \\ + \max\left(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t}}\right) \cdot \min\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t}}\right) \\ \left. + \max\left(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}\right) \cdot \min\left(0; EB_{jtk}^{RR^{t+1}}\right) \right) \quad (14.137)$$

(10.8) Dla odbioru energii bilansującej z RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, koszt KEB^{OPP_BG} jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KEB_{jt}^{OPP_BG} = \sum_{k \in K_{jt}^{OPP_BG}} \max\left(CWO_{jtk}; CDO_{jtk}; CWK_{jtk}^{PP}\right) \cdot \min\left(0; EB_{jtk}^{PP}\right) \quad (14.138)$$

gdzie:

KEB_{jt} – Koszt dostawy lub odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

KEB_{jt}^{DbCOR} – Koszt dostawy energii bilansującej dla JG *j* OREB *t* z pasm mocy K_{jt}^{DbCOR} [zł]

$KEB_{jt}^{DRRzCOR}$ – Koszt dostawy energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{DRRzCOR}$ [zł]

$KEB_{jtk}^{DPPzCOR}$ – Koszt dostawy energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{DPPzCOR}$ [zł]

KEB_{jtk}^{O} – Koszt odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy K_{jt}^{O} [zł]

$KEB_{jt}^{DRR_BG}$ – Koszt dostawy energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{DRR_BG}$ [zł]

$KEB_{jt}^{DPP_BG}$ – Koszt dostawy energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{DPP_BG}$ [zł]

$KEB_{jt}^{ORR_BG}$ – Koszt odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{ORR_BG}$ [zł]

$KEB_{jt}^{OPP_BG}$ – Koszt odbioru energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* z pasm mocy $K_{jt}^{OPP_BG}$ [zł]

CWD_{jtk} – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla pasma *k* JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

W przypadku JG_{M1} i JG_{M2}:

- Dla pasma *k* w kierunku generacji $CWD_{jtk} = CWD_{jt}^{G}$;
- Dla pasma *k* w kierunku poboru $CWD_{jtk} = CWD_{jt}^{L}$

W przypadku JG_O, JG_{Z3} i JG_A: $CWD_{jtk} = CWD_{jt}$

CWO_{jtk} – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla pasma *k* JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

W przypadku JG_{M1} i JG_{M2}:

- Dla pasma *k* w kierunku generacji $CWO_{jtk} = CWO_{jt}^{G}$;
- Dla pasma *k* w kierunku poboru $CWO_{jtk} = CWO_{jt}^{L}$

W przypadku JG_O, JG_{Z3} i JG_A: $CWO_{jtk} = CWO_{jt}$

CDO_{jtk} – Cena za dostawę albo odbiór energii w paśmie *k* JG *j* dla OREB *t*, nieuwzględniająca korekt, o których mowa w pkt 14.2.4(3)-(5) [zł/MWh]

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB *t* [zł/MWh]

COR_{jt}^{RR} – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy $ZOEB^{RR}$ aktywowanemu na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

CWK_{jtk}^{PP} – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [zł/MWh]

$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG *j* dla pasma *k* dla OREB *t* wyznaczona dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [zł/MWh]

EB_{jtk} – Energia bilansująca aktywowana z pasma *k* JG *j* dla OREB *t* [MWh]

EB_{jtk}^{PP} – Energia bilansująca z pasma *k* JG *j* dla OREB *t* aktywowana poza platformą RR [MWh]

$EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – Energia bilansująca z pasma *k* JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*-1 [MWh]

$EB_{jtk}^{RR^{t}}$ – Energia bilansująca z pasma *k* JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t* [MWh]

$EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – Energia bilansująca z pasma *k* JG *j* dla OREB *t* wynikająca z aktywacji na platformie RR dla OREB *t*+1 [MWh]

K_{jt}^{DbCOR} – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) i (10.6) oraz (ii) która nie podlegałyby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ

$K_{jt}^{DRRzCOR}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.5) oraz (ii) która podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ

$K_{jt}^{DPPzCOR}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, zrealizowanej z mocy: (i) innej niż moc, o której mowa w pkt (10.6) oraz (ii) która podlegałaby rozliczeniu z tytułu rezerwy operacyjnej w przypadku realizacji PPZ

K_{jt}^{O} – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB zrealizowanego z mocy innej niż moc, o której mowa w pkt (10.7) i (10.8)

$K_{jt}^{DRR_BG}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy

$K_{jt}^{DPP_BG}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających dostawie energii bilansującej na RB aktywowanej poza platformą RR, związanej z redukcją poboru na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy

$K_{jt}^{ORR_BG}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB wynikającej z aktywacji na platformie RR, związanej z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy

$K_{jt}^{OPP_BG}$ – Zbiór pasm JG *j* dla OREB *t* odpowiadających odbiorowi energii bilansującej z RB aktywowanej poza platformą RR, związanej

z redukcją generacji na podstawie postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy

(11) Należność (NKU) uwzględniona przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$NKU_{jt} = NEBW_{jt}^{PP} + NEBW_{jt}^{RR} + \sum_{r \in RU} \Delta NMBU_{jt}^{r} + \Delta NRO_{jt} \tag{14.139}$$

gdzie:

NKU_{jt} – Należność uwzględniona przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej JG *j* dla OREB *t* [zł]

$NEBW_{jt}^{PP}$ – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* aktywowaną poza platformą RR (NEB^{PP}), wyznaczona zgodnie z pkt 14.4.3(3) według cen CRK równych CWK [zł]

$NEBW_{jt}^{RR}$ – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* wynikającą z aktywacji na platformie RR (NEB^{RR}), wyznaczona zgodnie z pkt 14.4.3(2) według cen CRK równych CWK [zł]

$\Delta NMBU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za nabytą moc bilansującą typu *r* dla OREB *t*, wyznaczona zgodnie z pkt 14.5.3(2), w zakresie dostarczonej mocy bilansującej, która nie mogłaby być świadczona w przypadku realizacji grafiku obciążenia z PPZ [zł]

ΔNRO_{jt} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla OREB *t*, wyznaczona zgodnie z pkt 14.6.3(3), w zakresie rezerwy operacyjnej, która nie podlegałaby rozliczeniu w przypadku realizacji grafiku obciążenia z PPZ [zł]

RU – Zbiór typów mocy bilansujących nabywanych w trybie uzupełniającym:
$RU = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}\}$

(12) Różnica kosztów uruchomień (ΔKU) wynikających z PPS oraz PPZ dla danej JG i danej grupy OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

$$\Delta KU_{jg} = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T_{jg}} CU_{js} \cdot \left(ZZU_{jts}^{PPS} - ZZU_{jts}^{PPZ}\right) \tag{14.140}$$

gdzie:

ΔKU_{jg} – Różnica kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ JG *j* dla grupy OREB *g* [zł]

ZZU_{jts}^{PPS} – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPS dla JG *j* ze stanu cieplnego *s* dla OREB *t*

ZZU_{jts}^{PPZ} – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPZ dla JG *j* ze stanu cieplnego *s* dla OREB *t*

CU_{js} – Cena za uruchomienie JG *j* ze stanu cieplnego *s* [zł]

T_{jg} – Grupa OREB *g* dla JG *j*

S – Zbiór stanów cieplnych uruchomienia: $S = \{G, C, Z\}$

(13) Znacznik zakończenia uruchomienia odpowiednio z PPZ albo PPS dla danej JG, stanu cieplnego i OREB przyjmuje wartość:

(13.1) Jeżeli dany OREB jest ostatnim OREB w ramach poprawnie zakończonego uruchomienia:

(a) Równą 1 – w przypadku U^G, U^C lub U^Z;

(b) Równą stosunkowi czasu uruchomienia U^D do U^G – w przypadku U^D;

(13.2) Jeżeli dany OREB jest ostatnim OREB przerwanego uruchomienia: równą stosunkowi czasu wykonanego uruchomienia do całkowitego czasu uruchomienia z danego stanu;

(13.3) W pozostałych przypadkach: równą 0.

14.8 Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia

(1) Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia jest wyznaczana dla każdej JG i każdego OREB na podstawie:

(1.1) Energii odchylenia wyznaczonej przy uwzględnieniu:

(a) Wielkości odchyleń generacji lub poboru JG od poleceń OSP korygujących grafik obciążenia JG;

(b) Stanu JG lub ZWP albo ZUB odpowiednio do rodzaju JG;

(c) Mocy dyspozycyjnych JG uwzględnionych w PPS oraz zakresu oferowanych mocy w OEB;

(d) Progu tolerancji dla odchylenia, o którym mowa w pkt (a);

(1.2) Ceny energii odchylenia.

(2) Energia odchylenia JG dla danego OREB jest równa 0 MWh jeżeli w PPS dla co najmniej jednego OPCR należącego do danego OREB:

(2.1) Stan JG_{W1} jest równy R, U^G, U^C, U^Z albo U^D;

(2.2) Stan JG_{M1} jest równy R, U^G albo U^P;

(2.3) ZWP = 1 dla JG_{W1}, JG_{M1} albo JG_{Z1};

(2.4) ZUB = N dla JG_{W2}, JG_{M2}, JG_O, JG_{Z2}, JG_{Z3} albo JG_A.

(3) Energia odchylenia, w przypadkach innych niż w pkt (2), jest wyznaczana w następujący sposób:

$$EO_{jt} = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli} \quad \left|ER_{jt}^{EO} - ES_{jt}\right| \leq PT_{jt} \text{ lub } EB_{jt} = 0 \\ ER_{jt}^{EO} - ES_{jt} & \text{jeżeli} \quad \left|ER_{jt}^{EO} - ES_{jt}\right| > PT_{jt} \text{ oraz } EB_{jt} \neq 0 \end{cases} \qquad (14.141)$$

gdzie:

EO_{jt} – Energia odchylenia JG j dla OREB t [MWh]

ER_{jt}^{EO} – Energia rzeczywista JG *j* dla OREB *t* w zakresie, w jakim jest objęta dyspozycyjnymi mocami i OEB [MWh]

$$ER_{jt}^{EO} = \max\left(P_{jt}^{MinEO} \cdot \Delta t; \min\left(P_{jt}^{MaxEO} \cdot \Delta t; ER_{jt}\right)\right)$$

ER_{jt} – Energia rzeczywista JG *j* dla OREB *t* [MWh]

ES_{jt} – Energia skorygowana JG *j* dla OREB *t* [MWh]

PT_{jt} – Próg tolerancji wyznaczania energii odchylenia dla JG *j* dla OREB *t* [MWh]

$$PT_{jt} = 3\% \cdot \left(P_{jt}^{MaxEO} - P_{jt}^{MinEO}\right) \cdot \Delta t$$

P_{jt}^{MinEO} – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OREB *t* objęta OEB, wyznaczona zgodnie z pkt (4) [MW]

P_{jt}^{MaxEO} – Moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* dla OREB *t* objęta OEB, wyznaczona zgodnie z pkt (4) [MW]

Δt – Czas trwania OREB [h]

(4) Moc minimalna i maksymalna dyspozycyjna objęta OEB dla danej JG i OREB jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) Dla JG_{W1}:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.142)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(0; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.143)$$

(4.2) Dla JG_{W2}:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.144)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(P_{jt}^{OfMin}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.145)$$

(4.3) Dla JG_{M1}:

(a) Dla której stan JG_{M1} jest równy P^G:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(PG_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PG_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.146)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(0; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PG_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.147)$$

(b) Dla której stan JG_{M1} jest równy P^P:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(0; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PL_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.148)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(-PL_{jt}^{OfMax}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.149)$$

(4.4) Dla JG_{M2}:

(a) Dla której ZUB = D^G:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(PG_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PG_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.150)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(PG_{jt}^{OfMin}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PG_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.151)$$

(b) Dla której ZUB = D^P:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(-PL_{jt}^{OfMin}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PL_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.152)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(-PL_{jt}^{OfMax}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.153)$$

(4.5) Dla JG_O:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(-P_{jt}^{OfMin}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.154)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(-P_{jt}^{OfMax}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \quad (14.155)$$

(4.6) Dla JG_{Z1}, JG_{Z2} i JG_{Z3}:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} + P_{jt}^{GOM} \tag{14.156}$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(\frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} - P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) + P_{jt}^{GOM} \tag{14.157}$$

(4.7) Dla JG_A:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min\left(PG_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PG_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \tag{14.158}$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max\left(-PL_{jt}^{OfMax}; -\sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}}\right) \tag{14.159}$$

gdzie:

P_{jt}^{MaxEO} – Moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* dla OREB *t* objęta OEB [MW]

P_{jt}^{MinEO} – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OREB *t* objęta OEB [MW]

$P_{j\tau}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ* [MW]

$P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* dla OPCR *τ* [MW]

$PG_{j\tau}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku generacji dla OPCR *τ* [MW]

$PG_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku generacji dla OPCR *τ* [MW]

$PL_{j\tau}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku poboru dla OPCR *τ* [MW]

$PL_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG *j* w kierunku poboru dla OPCR *τ* [MW]

E_{jt}^{Est} – Energia odpowiadająca estymacie dla JG *j* dla OREB *t*, równa ER_{jt} w przypadku braku estymaty [MWh]

P_{jt}^{GOM} – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JG_Z *j* dla OREB *t*, równy 0 w przypadku JG_Z, w skład której nie wchodzi MEE [MW]

P_{jt}^{OfMax} – Oferowana moc maksymalna JG *j* dla OREB *t* określona w OEB [MW]

P_{jt}^{OfMin} – Oferowana moc minimalna JG *j* dla OREB *t* określona w OEB [MW]

PG_{jt}^{OfMax} – Oferowana moc maksymalna JG *j* w kierunku generacji dla OREB *t* określona w OEB [MW]

PG_{jt}^{OfMin} – Oferowana moc minimalna JG *j* w kierunku generacji dla OREB *t* określona w OEB [MW]

PL_{jt}^{OfMax} – Oferowana moc maksymalna JG *j* w kierunku poboru dla OREB *t* określona w OEB [MW]

PL_{jt}^{OfMin} – Oferowana moc minimalna JG j w kierunku poboru dla OREB t określona w OEB [MW]

ER_{jt} – Energia rzeczywista JG j dla OREB t [MWh]

Δt – Czas trwania OREB [h]

T_t – Zbiór OPCR objętych OREB t

N^{T_t} – Liczba OPCR w OREB t

(5) Cena energii odchylenia (CEO) dla danego OREB jest równej większej z wartości:

(5.1) Ceny rezerwy operacyjnej;

(5.2) 10% rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym.

$$CEO_t = \max(COR_t; 10\% \cdot RRCE_{r-1}) \quad (14.160)$$

gdzie:

CEO_t – Cena energii odchylenia dla OREB t [zł/MWh]

COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB t [zł/MWh]

$RRCE_{r-1}$ – Roczna średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w roku kalendarzowym r-1 poprzedzającym rok kalendarzowy r, który zawiera OREB t [zł/MWh]

(6) Do dnia następnego włącznie po dniu opublikowania średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym ($RRCE_{r-1}$) przez Prezesa URE stosuje się cenę opublikowaną w poprzednim roku ($RRCE_{r-2}$).

(7) Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia (KEO) dla danej JG i danego OREB jest równa:

$$KEO_{jt} = CEO_t \cdot |EO_{jt}| \quad (14.161)$$

gdzie:

KEO_{jt} – Korekta należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia JG j dla OREB t [zł]

CEO_t – Cena energii odchylenia dla OREB t [zł/MWh]

EO_{jt} – Energia odchylenia JG j dla OREB t [MWh]

14.9 Ceny referencyjne

14.9.1 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2}

(1) CWD i CWO dla każdej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} są wyznaczane dla każdego OREB doby handlowej.

(2) CWD i CWO dla każdej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} są wyznaczane dla co najmniej jednego i co najwyżej dziesięciu przedziałów mocy danej JG, zwanych dalej również pasmami mocy JG, które są przedziałami prawostronnie domkniętymi.

(3) CWD i CWO dla każdej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} są określane na podstawie jednostkowego kosztu zmiennego wytwarzania energii elektrycznej obejmującego:

(3.1) Koszt paliwa podstawowego, wyznaczony zgodnie z pkt (6);

(3.2) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, wyznaczony zgodnie z pkt (7);

(3.3) Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2, wyznaczony zgodnie z pkt 14.9.4;

(3.4) Pozostałe koszty zmienne wytwarzania, wyznaczone zgodnie z pkt (8);

(3.5) Wysokość wsparcia, wyznaczoną zgodnie z pkt (9);

– z wyłączeniem kosztów uruchomienia JG_{W1} wynikających z cen, o których mowa w pkt 14.9.5.

(4) CWD dla danej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} dla danego OREB doby handlowej i pasma mocy jest określana w następujący sposób:

$$CWD_{jtp} = \max\left(0{,}01;\ 1{,}05 \cdot \left(KP_{jt} + PKZ_{jd}\right) \cdot WS_{jdp} + KCD_{jdp}^{CO2} - KW_{jt}\right) \quad (14.162)$$

gdzie:

CWD_{jtp} – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla pasma mocy *p* JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

KP_{jt} – Koszt paliwa podstawowego JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/GJ]

PKZ_{jd} – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/GJ]

WS_{jdp} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* JG *j*, dla doby handlowej *d* [GJ/MWh]

KCD_{jdp}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na RB dla pasma mocy *p* JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

KW_{jt} – Wysokość wsparcia JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

(5) CWO dla danej JG_{W1}, JG_{W2}, JG_{Z1} i JG_{Z2} dla danego OREB doby handlowej i pasma mocy jest określana w następujący sposób:

$$CWO_{jtp} = 0{,}95 \cdot \left(KP_{jt} + PKZ_{jd}\right) \cdot WS_{jdp} + KCO_{jdp}^{CO2} - KW_{jt} \quad (14.163)$$

gdzie:

CWO_{jtp} – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla pasma mocy *p* JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

KP_{jt} – Koszt paliwa podstawowego JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/GJ]

PKZ_{jd} – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/GJ]

WS_{jdp} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* JG *j*, dla doby handlowej *d* [GJ/MWh]

KCO_{jdp}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z RB dla pasma mocy *p* JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

KW_{jt} – Wysokość wsparcia JG *j* dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

(6) Koszt paliwa podstawowego wyznacza się na podstawie:

(6.1) W przypadku JG_{W1} lub JG_{W2} utworzonej z MWE wykorzystującego jako paliwo podstawowe gaz ziemny:

(a) Kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia następnego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, wyznaczonej dla doby gazowej, której dotyczyło polecenie;

(b) Wyłącznie dla CWD – uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako poniesiona opłata za moc zamówioną na rzecz operatora systemu gazowego w zakończonym kwartale kalendarzowym odniesiona do ilości energii chemicznej paliwa zużytej na wyprodukowanie energii elektrycznej w zakończonym kwartale kalendarzowym; w kalkulacji nie uwzględnia się kosztu zamówienia mocy umownej zamówionej na okres, w którym jednostka była niedyspozycyjna;

(c) Środków na pokrycie kosztów wynikających z niezbilansowania w systemie gazowym oraz niezgodności ilości pobranego paliwa gazowego z ilością wynikającą z nominacji złożonej operatorowi systemu gazowego, wynoszących 10% kosztu paliwa wyznaczonego zgodnie z pkt (a);

W przypadku ceny:

(i) CWD środki powiększają;

(ii) CWO środki pomniejszają;

koszt paliwa wyznaczony zgodnie z pkt (a);

(6.2) W przypadku JG_{W1} lub JG_{W2} utworzonej z MWE wykorzystującego jako paliwo podstawowe węgiel brunatny – jednostkowego zmiennego kosztu wytworzenia paliwa oraz jednostkowego kosztu transportu paliwa;

(6.3) W przypadku JG_{W1} i JG_{W2} utworzonej z MWE innego niż wymienione w pkt (6.1) i (6.2) oraz JG_{Z1}, JG_{Z2} – kosztu zakupu paliwa oraz jednostkowego kosztu jego transportu i składowania.

(7) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto:

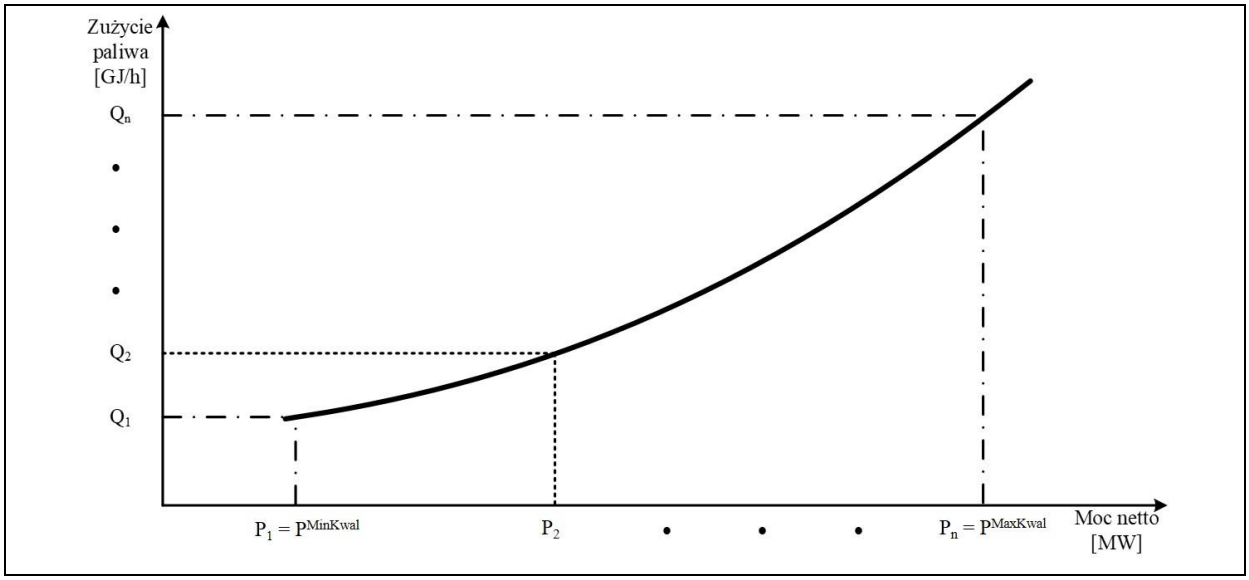
(7.1) Dla JG_{W1} i JG_{W2} utworzonych z MWE innych niż MWE cieplne oraz JG_{Z1}, JG_{Z2} – jest równy 3,6 GJ/MWh;

(7.2) Dla JG_{W1} i JG_{W2} utworzonych z MWE cieplnych – jest wyznaczany przez DUB na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto zgodnie z następującymi zasadami:

(a) Jeżeli dla JG zostało określone jedno pasmo mocy, to moc tego pasma musi być równa $P^{MaxKwal}$;

(b) Jeżeli dla JG zostały określone co najmniej dwa pasma mocy, to moc pierwszego pasma musi być równa $P^{MinKwal}$, a suma mocy wszystkich pasm musi być równa $P^{MaxKwal}$;

(c) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto jest wyznaczany zgodnie ze wzorem (14.164) i rysunkiem 14.1.



Rysunek 14.1. Charakterystyka zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto.

$$WS_{jp} = \begin{cases} \dfrac{Q_{j1}}{P_{j1}} \cdot \dfrac{1}{(1 - KT_{jm})} & \text{dla} \quad p = 1 \\ \vdots & \vdots \quad \vdots \\ \dfrac{Q_{jp} - Q_{j,p-1}}{P_{jp} - P_{j,p-1}} \cdot \dfrac{1}{(1 - KT_{jm})} & \text{dla} \quad p \in \{2, \dots, n\} \end{cases} \tag{14.164}$$

gdzie:

WS_{jp} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* JG *j*[GJ/MWh]

Q_{jp} – Strumień energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej przy pracy JG *j* z mocą P_p [GJ/h]

P_{jp} – Najwyższa (graniczna) moc netto pasma mocy *p* JG *j* dla [MW]

KT_{jm} – Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury otoczenia dla JG *j* dla miesiąca *m*;

Dla JG *j* wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny:

- Dla miesięcy: grudzień, styczeń, luty: $KT_{jm} = 0$;
- Dla miesięcy: marzec, kwiecień, listopad: $KT_{jm} = 0{,}005$;
- Dla miesięcy: maj, wrzesień, październik: $KT_{jm} = 0{,}015$;
- Dla miesięcy: czerwiec, lipiec, sierpień: $KT_{jm} = 0{,}02$;

Dla pozostałych JG *j* dla każdego miesiąca $KT_{jm} = 0$

n – Indeks ostatniego pasma mocy

(8) Pozostałe koszty zmienne wyznacza się na podstawie:

(8.1) Jednostkowych kosztów gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;

(8.2) Jednostkowych kosztów materiałów eksploatacyjnych, chemikaliów, smarów oraz składników wykorzystywanych w procesach technologicznych niezbędnych do spełnienia norm dotyczących emisji zanieczyszczeń.

(9) Wysokość wsparcia:

(9.1) Dla JG utworzonej z MWE otrzymującego wsparcie z tytułu wysokosprawnej kogeneracji:

$$KW_{jt} = u_j^{CHP} \cdot JKW_{jt}^{CHP} \tag{14.165}$$

gdzie:

KW_{jt} – Wysokość wsparcia JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

u_j^{CHP} – Udział energii kogeneracji w całości energii elektrycznej wyprodukowanej przez JG *j* w ostatnim roku kalendarzowym

JKW_{jt}^{CHP} – Jednostkowy koszt wsparcia JG *j* dla OREB *t* równy wartości skorygowanej premii gwarantowanej, skorygowanej premii gwarantowanej indywidualnej, skorygowanej premii kogeneracyjnej albo skorygowanej premii kogeneracyjnej indywidualnej [zł/MWh]

(9.2) Dla JG utworzonej z MWE stanowiącego instalację odnawialnego źródła energii:

$$KW_{jt} = u_j^{OZE} \cdot JKW_{jt}^{OZE} \tag{14.166}$$

gdzie:

KW_{jt} – Wysokość wsparcia JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

u_j^{OZE} – Udział energii elektrycznej OZE w całości energii elektrycznej wyprodukowanej przez JG *j* w ostatnim roku kalendarzowym

JKW_{jt}^{OZE} – Jednostkowy koszt wsparcia JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

(a) Dla MWE uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, innych niż w pkt (b), koszt JKW^{OZE} dla OREB doby handlowej *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozea, notowanego na TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do

godz. 23.59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu;

(b) Dla MWE uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego, koszt JKW^{OZE} dla OREB doby handlowej *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozebio, notowanego na TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23.59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu pomniejsza się o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu;

(c) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda, koszt JKW^{OZE} dla OREB doby handlowej *d*, z zastrzeżeniem pkt (d), kalkulowany jest jako różnica pomiędzy ceną zawartą w ofercie wytwórcy dotyczącej MWE, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 ustawy o odnawialnych źródłach energii, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 tej ustawy, oraz wartością indeksu TGeBase z dostaw w dobie handlowej *d*, notowanego na TGE;

(d) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW^{OZE} wynosi 0 zł dla OREB, dla których zachodzi warunek, o którym mowa w art. 93 ust. 4 i 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii:

(i) Średnioważona cena godzinowa na rynku dnia następnego energii elektrycznej publikowana przez Towarową Giełdę Energii S.A. była niższa niż 0 zł/MWh; oraz

(ii) Średnioważone ceny godzinowe na rynku dnia następnego energii elektrycznej publikowane przez Towarową Giełdę Energii S.A. były niższe niż 0 zł/MWh dla co najmniej sześciu kolejnych godzin obejmujących te OREB;

(e) Dla MWE uprawnionych do sprzedaży energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o której mowa w art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii, koszt JKW^{OZE} dla OREB doby handlowej *d* jest równy cenie skorygowanej stanowiącej stałą cenę zakupu energii elektrycznej dla danego MWE.

(9.3) Dla JG utworzonej z MWE stanowiącego lub wchodzącego w skład morskiej farmy wiatrowej:

$$KW_{jt} = u_j^{MFW} \cdot JKW_{jt}^{MFW} \qquad (14.167)$$

gdzie:

KW_{jt} – Wysokość wsparcia JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

u_j^{MFW} – Udział mocy zainstalowanej, dla której przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ustawie o promowaniu

wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w całkowitej mocy zainstalowanej MWE tworzących JG

JKW_{jt}^{MFW} – Jednostkowy koszt wsparcia JG *j* dla OREB *t* [zł/MWh]

(a) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW^{MFW} dla OREB doby handlowej *d*, z zastrzeżeniem pkt (b), kalkulowany jest jako różnica pomiędzy:

(i) ceną wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającą z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceną skorygowaną, o której mowa w art. 11 ust. 3, albo ceną skorygowaną, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 , z uwzględnieniem waloryzacji zgodnie z art. 38 ust. 5 tej ustawy; oraz

(ii) ceną wyznaczoną w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego dla okresu obejmującego dany OREB;

(b) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW^{MFW} wynosi 0 zł dla OREB w okresach, dla których cena wyznaczona w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego była niższa niż 0 zł/MWh.

14.9.2 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_{M1} i JG_{M2}

(1) CWD i CWO dla każdej JG_{M1} i JG_{M2} są wyznaczane dla każdego OREB doby handlowej odrębnie dla kierunku poboru i generacji.

(2) CWD dla każdej JG_{M1} i JG_{M2} i danego OREB doby handlowej jest określana w następujący sposób:

(2.1) Dla kierunku poboru:

$$CWD_{jt}^{L} = \eta_j \cdot \left(C_{jd}^{REF} + 0{,}05 \cdot \overline{CSDAC}_d\right) - 0{,}95 \cdot PKZ_{jd} - OP_{jt} \quad (14.168)$$

(2.2) Dla kierunku generacji:

$$CWD_{jt}^{G} = C_{jd}^{REF} + 0{,}05 \cdot \overline{CSDAC}_d + 1{,}05 \cdot PKZ_{jd} \quad (14.169)$$

gdzie:

CWD_{jt}^{L} – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej na RB dla JG_M *j* dla kierunku poboru dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

CWD_{jt}^{G} – Cena wymuszonej dostawy energii elektrycznej na RB dla JG_M *j* dla kierunku generacji dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

η_j – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z JG_M *j*, wyznaczony zgodnie z pkt (5)

C_{jd}^{REF} – Cena referencyjna JG_M *j* dla doby handlowej *d* wyznaczona zgodnie z pkt (4) [zł/MWh]

$\overline{CSDAC}_d$ – Średnia z wartości bezwzględnych cen SDAC doby handlowej *d*:

$$\overline{CSDAC_d} = \frac{1}{LT_d} \cdot \sum_{t \in T_d} |CSDAC_t|$$

gdzie:

$CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB *t*

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

LT_d – Liczba OREB doby handlowej *d*

PKZ_{jd} – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla JG_M *j* i doby handlowej *d*, o których mowa w pkt 14.9.1(8) [zł/MWh]

OP_{jt} – Opłata wynikająca ze stawki za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej z taryfy OSP lub OSD dla okresu obejmującego OREB *t* oraz, w przypadku JG_M posiadającej koncesję na magazynowanie, współczynnika sprawności MEE albo ESP związanej z JG_M *j* wyznaczonego zgodnie z pkt (5), naliczana za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej przez JG_M *j* [zł/MWh]

(3) CWO dla każdej JG_{M1} i JG_{M2} i danego OREB doby handlowej jest określana w następujący sposób:

(3.1) Dla kierunku poboru:

$$CWO_{jt}^{L} = \eta_j \cdot \left(C_{jd}^{REF} - 0{,}05 \cdot \overline{CSDAC_d}\right) - 1{,}05 \cdot PKZ_{jd} - OP_{jt} \qquad (14.170)$$

(3.2) Dla kierunku generacji:

$$CWO_{jt}^{G} = C_{jd}^{REF} - 0{,}05 \cdot \overline{CSDAC_d} + 0{,}95 \cdot PKZ_{jd} \qquad (14.171)$$

gdzie:

CWO_{jt}^{L} – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_M *j* dla kierunku poboru dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

CWO_{jt}^{G} – Cena wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_M *j* dla kierunku generacji dla OREB *t* doby handlowej *d* [zł/MWh]

η_j – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z JG_M *j*, wyznaczony zgodnie z pkt (5)

C_{jd}^{REF} – Cena referencyjna JG_M *j* dla doby handlowej *d*, wyznaczona zgodnie z pkt (4) [zł/MWh]

$\overline{CSDAC_d}$ – Średnia z wartości bezwzględnych cen SDAC doby handlowej *d*:

$$\overline{CSDAC_d} = \frac{1}{LT_d} \cdot \sum_{t \in T_d} |CSDAC_t|$$

gdzie:

$CSDAC_t$ – Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB *t*

T_d – Zbiór OREB doby handlowej *d*

LT_d – Liczba OREB doby handlowej *d*

PKZ_{jd} – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla JG_M *j* i doby handlowej *d*, o których mowa w pkt 14.9.1(8) [zł/MWh]

OP_j – Opłata wynikająca ze stawki za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej z taryfy OSP lub OSD dla okresu obejmującego OREB t oraz, w przypadku JG_M posiadającej koncesję na magazynowanie, współczynnika sprawności MEE albo ESP związanej z JG_M j wyznaczonego zgodnie z pkt (5), naliczana za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej przez JG_M j [zł/MWh]

(4) Cena referencyjna dla każdej JG_{M1} i JG_{M2} dla danej doby handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:

(4.1) W przypadku zmniejszenia w danej dobie handlowej stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_M spowodowanego wymuszoną aktywacją energii bilansującej – jest równa większej z wartości:

(a) Średniej arytmetycznej z najwyższych dla danej doby handlowej cen SDAC dla okresów odpowiadających łącznie 4 godzinom;

(b) Średniej arytmetycznej z najniższych dla danej doby handlowej cen SDAC dla okresów odpowiadających łącznie 6 godzinom, powiększonej o opłatę za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej pobieraną według taryfy operatora, do sieci którego jest przyłączony MEE albo ESP, naliczaną za pobraną z sieci ilość energii elektrycznej, podzielonej przez współczynnik sprawności, o którym mowa w pkt (5);

(4.2) W przypadku zwiększenia albo braku zmiany dla danej doby stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_M spowodowanego wymuszoną aktywacją energii bilansującej – jest równa mniejszej z wartości, o których mowa w pkt (4.1.a) i (4.1.b).

(5) Współczynnik sprawności MEE albo ESP jest wyznaczany przez DUB w następujący sposób:

$$\eta_j = \frac{E_j^G}{E_j^L} \tag{14.172}$$

gdzie:

η_j – Współczynnik sprawności MEE albo ESP związanej z JG_M j

E_j^G – Ilość energii elektrycznej netto oddanej do sieci związanej z wcześniej pobraną z sieci energią elektryczną E_j^L, w poprzednim kwartale kalendarzowym przez MEE albo ESP związaną z JG_M j [MWh]

E_j^L – Ilość energii elektrycznej netto pobranej z sieci, pomniejszony o energię zużytą w ramach pracy kompensatorowej, w poprzednim kwartale kalendarzowym przez MEE albo ESP związaną z JG_M j [MWh]

W przypadku pierwszego kwartału pracy danego MEE albo ESP – przyjmowana jest wartość współczynnika sprawności równa nominalnej sprawności MEE lub nominalnej wartości współczynnika sprawności jednokrotnego pełnego cyklu magazynowania.

W przypadku gdy wykorzystanie danego MEE albo ESP w poprzednim kwartale kalendarzowym jest mniejsze niż 10 pełnych cykli magazynowania lub w poprzednim kwartale kalendarzowym dokonana została aktualizacja wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP na podstawie zgłoszenia zgodnie z pkt 4.3(15.4.h), to dla danego kwartału kalendarzowego przyjmuje się wartość współczynnika sprawności obowiązującą na koniec poprzedniego kwartału kalendarzowego, przy uwzględnieniu poniższego warunku.

W przypadku gdy wykorzystanie MEE lub ESP we wszystkich kwartałach poprzedniego roku kalendarzowego jest mniejsze niż 10 pełnych cykli magazynowania oraz nie została dokonana aktualizacja wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP na podstawie zgłoszenia zgodnie z pkt 4.3(15.4.h), DUB w pierwszym kwartale danego roku kalendarzowego wyznacza sprawność zgodnie ze wzorem powyżej, na podstawie danych za poprzedni rok kalendarzowy.

14.9.3 Ceny wymuszonej dostawy i ceny wymuszonego odbioru energii elektrycznej na RB dla JG_O, JG_{Z3} i JG_A

(1) CWD i CWO dla każdej JG_O, JG_{Z3} i JG_A są wyznaczane dla każdego OREB doby handlowej.

(2) CWD dla każdej JG_O, JG_{Z3} i JG_A dla danego OREB doby handlowej jest równa większej z wartości:

(2.1) CEB^{PP} dla danego OREB; oraz

(2.2) CSDAC dla ORN odpowiadającego danemu OREB;

pomniejszonej o COR dla tego OREB.

(3) CWO dla każdej JG_O, JG_{Z3} i JG_A dla danego OREB doby handlowej jest równa mniejszej z wartości:

(3.1) CEB^{PP} dla danego OREB; oraz

(3.2) CSDAC dla ORN odpowiadającego danemu OREB;

pomniejszonej o COR dla tego OREB.

14.9.4 Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2

(1) Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 są wyznaczane dla każdej JG_{W1} i JG_{W2} reprezentującej MWE cieplny dla każdej doby handlowej.

Dla każdej JG_{Z1}, JG_{Z2} oraz JG_{W1} i JG_{W2} reprezentującej MWE inny niż MWE cieplny, koszty uprawnień do emisji CO_2 są równe 0 zł/MWh.

(2) Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 dla danego pasma JG_{W1} i JG_{W2} reprezentującej MWE cieplne dla danej doby handlowej są określane dla dostawy (KCD^{CO2}) i odbioru (KCO^{CO2}) energii bilansującej w następujący sposób:

(2.1) Dla dostawy energii bilansującej na RB:

$$KCD_{jdp}^{CO2} = (RC_{d+1}^{CO2} + KT^{CO2}) \cdot W_{jd}^{CO2} \cdot WS_{jp} \qquad (14.173)$$

(2.2) Dla odbioru energii bilansującej z RB:

$$KCO_{jdp}^{CO2} = (RC_{d+1}^{CO2} - KT^{CO2}) \cdot W_{jd}^{CO2} \cdot WS_{jp} \quad (14.174)$$

gdzie:

KCD_{jdp}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na RB dla pasma mocy *p* JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

KCO_{jdp}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej na RB dla pasma mocy *p* JG *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

RC_{d+1}^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 dla doby handlowej *d*+1 wyznaczana w sposób określony w pkt (3) [zł/Mg CO_2]

KT^{CO2} – Koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2), odpowiadają kosztom zmiennym bezpośrednio związanym z dokonaną transakcją zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie, w związku z wymuszoną dostawą lub odbiorem energii bilansującej na RB. Koszty te na 2023 rok wynoszą 1,134 zł/Mg CO_2.

Koszty transakcyjne, począwszy od 2024 roku podlegają indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego;

OSP dla 2024 roku i kolejnych lat, niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP dla danego roku, publikuje na swojej stronie internetowej dla danego roku: (i) prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług oraz (ii) koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2

W_{jd}^{CO2} – Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 JG *j* dla doby handlowej *d*, wyznaczony przez DUB na podstawie danych przekazanych w ramach obowiązku raportowania w EU ETS [Mg CO_2/GJ]

WS_{jp} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* JG *j* [GJ/MWh]

(3) Cena RC^{CO2} dla danej doby handlowej jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z określonych indeksów cenowych (dalej nazywanych cenami) uprawnień do emisji CO_2, wyznaczanych w tej dobie na rynkach spot oraz na rynkach terminowych. Cena RC^{CO2} dla danej doby handlowej jest wyznaczana w następujący sposób:

$$RC_d^{CO2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{N_d} \quad (14.175)$$

gdzie:

RC_d^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 dla doby handlowej *d* [zł/Mg CO_2]

CS_d^E – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: EEX EUA Spot) [zł/Mg CO_2]

CS_d^N – Cena uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: NEDddmm-rr, gdzie „dd" oznacza dzień, „mm" – miesiąc i „rr" – rok notowania) [zł/Mg CO2]

CS_d^I – Cena uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie ICE, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: ECP-ICE EUA Daily Futures) [zł/Mg CO_2]

CT_d^E – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: EEX EUA Future Dec/rr, gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO_2]

CT_d^N – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: NEDECrr, gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO_2]

CT_d^I – Cena uprawnień do emisji CO_2 w kontrakcie terminowym z dostawą w grudniu danego roku kalendarzowego, notowanym na rynku terminowym giełdy ICE, określona podczas sesji notowań w dobie *d* (cena dla produktu: C-EUA Future Decrr, gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/Mg CO_2]

N_d – Łączna liczba notowań w dobie *d* na rynkach spot oraz na rynkach terminowych giełd, w ramach których to notowań zostały określone wartości cen, odpowiednio: CS_d^E, CT_d^E, CS_d^N, CT_d^N, CS_d^I lub CT_d^I, i jednocześnie informacja o tych wartościach jest dostępna dla OSP

(4) Ceny CS^E, CS^N, CS^I, CT^E, CT^N oraz CT^I, określone podczas poszczególnych sesji notowań na poszczególnych giełdach, są przeliczane dla potrzeb wyznaczenia ceny RC^{CO2} z [EUR/EUA] na [zł/Mg CO2] według średniego kursu Narodowego Banku Polskiego z dnia, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje się kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego.

(5) Przy wyznaczaniu ceny RC^{CO2} dla doby handlowej *d* uwzględnia się ceny CT^E, CT^N oraz CT^I dla kontraktów terminowych z najbliższym terminem dostawy.

(6) W przypadku gdy dla danej doby handlowej w ramach sesji notowań na poszczególnych giełdach nie zostały określone wartości wszystkich cen, tj. CS^E, CT^E, CS^N, CT^N, CS^I, CT^I, lub informacja o wartości niektórych z tych cen nie jest dostępna dla OSP, to cena RC^{CO2} dla tej doby handlowej jest wyznaczana na podstawie tych cen spośród wyżej wymienionych, których wartość została wyznaczona i jest dostępna dla OSP.

(7) W przypadku gdy dla danej doby handlowej nie jest możliwe wyznaczenie ceny RC^{CO2}, to dla tej doby handlowej jako obowiązującą wartość ceny RC^{CO2} przyjmuje się wartość

ceny RC^{CO2} równą średniej arytmetycznej z cen RC^{CO2} obowiązujących w 3 najbliższych dobach handlowych z okresu poprzedniego.

14.9.5 Ceny za uruchomienie JG_{W1}

(1) Dla każdej JG_{W1} utworzonej z MWE cieplnego są wyznaczane ceny za uruchomienie (CU).

(2) CU dla danej JG_{W1} jest określana w zł, dla poszczególnych stanów cieplnych tej JG – rodzajów uruchomienia: ze stanu gorącego (G), ciepłego (C) i zimnego (Z), na podstawie kosztu pojedynczego uruchomienia JG_{W1}, obejmującego poniesione, od momentu rozpoczęcia uruchomienia JG_{W1} do momentu osiągnięcia mocy minimalnej, koszty:

(2.1) Paliwa podstawowego, wyznaczone zgodnie z pkt 14.9.1.(6) z zastrzeżeniem, że dla JG_{W1} wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny składnik, o którym mowa w pkt 14.9.1.(6.1.a), wyznacza się jako średnią arytmetyczną cenę paliwa gazowego z rynku dnia następnego na giełdzie towarowej z zakończonego kwartału kalendarzowego, na której to giełdzie jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne;

(2.2) Paliwa pomocniczego;

(2.3) Gospodarczego korzystania ze środowiska, zagospodarowania odpadów paleniskowych i ubocznych produktów spalania;

(2.4) Wody zdemineralizowanej;

(2.5) Pary wodnej wykorzystanej na potrzeby uruchomienia JG_{W1};

(2.6) Energii elektrycznej pobranej z systemu elektroenergetycznego na pokrycie potrzeb własnych uruchamianej JG_{W1};

(2.7) Emisji dwutlenku węgla.

W ramach kosztu uruchomienia JG_{W1} nie uwzględnia się kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej podczas uruchamiania tej JG_{W1}.

(3) W przypadku gdy CU wyznaczona zgodnie z pkt (2) jest mniejsza niż 0 zł, przyjmuje się wartość CU równą 0 zł.

14.10 Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

(1) Wielkości energii zweryfikowanej, energii skorygowanej i energii rzeczywistej w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii elektrycznej do obszaru objętego działaniem RB;

(1.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii elektrycznej z obszaru objętego działaniem RB.

(2) Wielkości energii zweryfikowanej, energii skorygowanej, energii rzeczywistej i energii odchylenia są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MWh.

(3) Ilości energii bilansującej w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(3.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii bilansującej na RB;

(3.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii bilansującej z RB.

(4) Rozliczenia ilościowe energii bilansującej są realizowane z dokładnością do 0,001 MWh.

(5) Rozliczenia wartościowe energii bilansującej są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.

(6) Wielkości mocy aktywowanej, mocy wykonanej i mocy dostarczonej są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MW.

(7) Rozliczenia ilościowe mocy bilansujących są realizowane z dokładnością do 0,001 MW-h.

(8) Rozliczenia wartościowe mocy bilansujących są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.

(9) Wielkości rezerwy operacyjnej są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MW.

(10) Rozliczenia ilościowe rezerwy operacyjnej są realizowane z dokładnością do 0,001 MW-h.

(11) Rozliczenia wartościowe rezerwy operacyjnej są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.

(12) Przy wyznaczaniu wielkości rozliczeniowych stosuje się ogólne metody zaokrągleń.

14.11Korygowanie rozliczeń

(1) Każdy OR, a poprzez niego również DUB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

(2) W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.

(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

(5) Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych okresów rozliczeniowych (dekad) w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.

Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca m jest wykonywana w miesiącach m+2, m+4, m+8 oraz m+15.

(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 17. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.

(7) W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.

(8) Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

15 ROZLICZENIA PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA BILANSOWANIE

15.1 Ogólne zasady rozliczeń

(1) POB podlega rozliczeniu na RB z tytułu niezbilansowania. Na rozliczenie każdego POB składa się rozliczenie wszystkich posiadanych przez niego JB.

(2) Przedmiotem rozliczenia z tytułu niezbilansowania jest energia niezbilansowania dostarczona albo odebrana przez JB na RB.

(3) Realizacja rozliczenia dla danej JB polega na wykonaniu rozliczenia ilościowego i wartościowego, przy czym:

(3.1) W ramach rozliczenia ilościowego na RB są wyznaczane ilości energii niezbilansowania;

(3.2) W ramach rozliczenia wartościowego na RB są wyznaczane należności wynikające z niezbilansowania, tj. dostawy lub odbioru energii niezbilansowania.

(4) Na potrzeby wyznaczenia ilości energii niezbilansowania dla danej JB są wyznaczane następujące wielkości:

(4.1) Pozycja bilansowa;

(4.2) Przydzielony wolumen;

(4.3) Korekta niezbilansowania.

(5) Okresem rozliczeniowym na RB, w zakresie rozliczeń z POB, jest dekada miesiąca kalendarzowego.

(6) W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy podziale miesiąca kalendarzowego na okresy rozliczeniowe obowiązują następujące zasady:

(6.1) Dwa pierwsze okresy rozliczeniowe obejmują zawsze po 10 kolejnych dób;

(6.2) Trzeci okres rozliczeniowy obejmuje pozostałe doby miesiąca kalendarzowego, tj. 8, 9, 10 albo 11 kolejnych dób w zależności od liczby dni w miesiącu.

(7) Rozliczenie JB na RB jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych:

(7.1) Dobowym – na podstawie wielkości rozliczeniowych wyznaczonych dla ORN dla poszczególnych JB są wyznaczane wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej *d*. Wielkości rozliczeniowe dla doby handlowej *d* są wyznaczane przez OSP w dobie:

(a) *d*+1, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności rozliczeń; oraz

(b) *d*+4, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń dekadowych;

(7.2) Dekadowym – na podstawie dobowych wielkości rozliczeniowych (rozliczeń dobowych zatwierdzonych) dla poszczególnych JB. Wielkości rozliczeniowe dekadowe są podstawą do wystawienia faktur.

(8) Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na RB istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektami rozliczeń.

(9) Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 15.5, i odnoszą się do rozliczeń dekadowych poszczególnych JB.

15.2 Wyznaczanie ilości dostaw energii

15.2.1 Pozycja bilansowa

(1) OSP wyznacza pozycję bilansową dla każdej JB i każdego ORN.

(2) Pozycja bilansowa (PB) danej JB dla danego ORN jest równa sumie wszystkich przyjętych do realizacji na RBN oraz RBB ilości dostaw energii elektrycznej w ramach USE przyjętych na RB dla tej JB i tego ORN:

$$PB_{jt} = \sum_{i \in ZJB_{jt}} \left(EP_{ijt}^{RBN} + EP_{ijt}^{RBB} \right) \tag{15.1}$$

gdzie:

PB_{jt} – Pozycja bilansowa JB *j* dla ORN *t* [MWh]

EP_{ijt}^{RBN} – Przyjęta do realizacji na RBN ilość dostaw energii JB *j* w ramach USE z JB *i* dla ORN *t* [MWh]

EP_{ijt}^{RBB} – Przyjęta do realizacji na RBB ilość dostaw energii JB *j* w ramach USE z JB *i* dla ORN *t* [MWh]

ZJB_{jt} – Zbiór JB, poprzez które są realizowane USE z JB *j* dla ORN *t*

15.2.2 Przydzielony wolumen

(1) OSP wyznacza przydzielony wolumen dla każdej JB i każdego ORN.

(2) Przydzielony wolumen (PW) danej JB dla danego ORN jest równy rzeczywistej ilości dostaw energii, wyznaczonej dla tej JB i tego ORN zgodnie z zasadami określonymi w pkt 11.

15.2.3 Korekta niezbilansowania

(1) OSP wyznacza korektę niezbilansowania dla każdej JB i każdego ORN.

(2) Korekta niezbilansowania (KN) danej JB dla danego ORN:

(2.1) W przypadku JB_Z jest równa sumie korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG utworzone z zasobów, które są bilansowane handlowo w ramach tej JB_Z:

$$KN_{jt} = \sum_{i \in ZJG_j} KN_{ijt} \tag{15.2}$$

gdzie:

KN_{jt} – Korekta niezbilansowania JB_Z *j* dla ORN *t* [MWh]

KN_{ijt} – Korekta niezbilansowania JB_Z *j* dla ORN *t* wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG *i* [MWh]

ZJG_j – Zbiór JG, w skład których wchodzą zasoby bilansowane handlowo w JB_Z *j*

(2.2) W przypadku pozostałych rodzajów JB jest równa 0 MWh.

(3) Korekta niezbilansowania danej JB_Z wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG, w skład której wchodzą zasoby bilansowane handlowo w tej JB_Z, jest wyznaczana według następujących zasad:

(3.1) W przypadku energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG, inną niż JG_{Z3} i JG_A, dla OREB odpowiadającego danemu ORN:

$$KN_{ijt} = EB_{it} \tag{15.3}$$

(3.2) W przypadku energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG_{Z3} albo JG_A dla OREB odpowiadającego danemu ORN:

(a) Jeżeli dana JB_Z nie domyka wartości korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG_{Z3} albo JG_A:

$$KN_{ijt} = EB_{it} \cdot \alpha_{ijt} \tag{15.4}$$

(b) Jeżeli dana JB_Z domyka wartości korekt niezbilansowania wynikających z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG_{Z3} albo JG_A:

$$KN_{ijt} = EB_{it} - \sum_{j' \in ZJB_{it} \setminus \{j\}} KN_{ij't} \tag{15.5}$$

gdzie:

KN_{ijt} – Korekta niezbilansowania JB_Z *j* dla ORN *t* wynikająca z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez JG *i* [MWh]

EB_{it} – Energia bilansująca JG *i* dla OREB odpowiadającego ORN *t* [MWh]

α_{ijt} – Współczynnik rozdziału energii bilansującej na JB określony dla JB *j* w przyjętej OEB dla JG *i* oraz OREB odpowiadającego ORN *t*

ZJB_{it} – Zbiór JB, w których są bilansowane zasoby tworzące JG *i*

(4) Dana JB_Z domyka wartości korekt niezbilansowania wynikające z energii bilansującej dostarczonej lub odebranej przez daną JG_{Z3} albo JG_A dla OREB odpowiadającego danemu ORN jeżeli:

(4.1) Do danej JB_Z została przypisana w OEB dla danej JG największa wartość współczynnika rozdziału energii bilansującej na JB, o którym mowa w pkt 8.7.1(7.3) i 8.7.1(8.5), dla OREB odpowiadającego danemu ORN;

(4.2) Dana JB_Z ma najniższy kod JB spośród wszystkich JB, dla których jest spełniony warunek, o którym mowa w pkt (4.1).

15.3 Rozliczenia niezbilansowania

15.3.1 Rozliczenia ilościowe dla ORN

(1) Przedmiotem rozliczenia jest energia niezbilansowania (EN) dostarczona albo odebrana przez daną JB na RB dla danego ORN wyznaczana jako różnica między przydzielonym wolumenem a pozycją bilansową, przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania.

$$EN_{jt} = PW_{jt} - PB_{jt} - KN_{jt} \tag{15.6}$$

gdzie:

EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [MWh]

PW_{jt} – Przydzielony wolumen JB *j* dla ORN *t* [MWh]

PB_{jt} – Pozycja bilansowa JB *j* dla ORN *t* [MWh]

KN_{jt} – Korekta niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [MWh]

15.3.2 Ceny rozliczeniowe dla ORN

(1) Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 13.3.

15.3.3 Rozliczenia wartościowe dla ORN

(1) Należność za energię niezbilansowania danej JB dostarczoną albo odebraną na RB (NEN) dla danego ORN jest równa iloczynowi ceny energii niezbilansowania oraz ilości energii niezbilansowania w tym ORN:

$$NEN_{jt} = CEN_t \cdot EN_{jt} \tag{15.7}$$

gdzie:

NEN_{jt} – Należność za energię niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [zł]

CEN_t – Cena energii niezbilansowania dla ORN *t* [zł/MWh]

EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [MWh]

15.3.4 Rozliczenia ilościowe dobowe

(1) Dla każdej JB jest wyznaczana dobowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB (END), jako suma dodatnich wartości energii niezbilansowania dla kolejnych ORN danej doby handlowej:

$$END_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max\left(EN_{jt}; 0\right) \tag{15.8}$$

gdzie:

END_{jd} – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [MWh]

T_d – Zbiór ORN doby handlowej *d*

(2) Dla każdej JB jest wyznaczana dobowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB (ENO), jako suma ujemnych wartości energii niezbilansowania dla kolejnych ORN danej doby handlowej:

$$ENO_{jd} = \sum_{t \in T_d} \max(-EN_{jt}; 0) \tag{15.9}$$

gdzie:

ENO_{jd} – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

EN_{jt} – Energia niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [MWh]

T_d – Zbiór ORN doby handlowej *d*

15.3.5 Rozliczenia wartościowe dobowe

(1) Dla każdej JB jest wyznaczana dobowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NEND), jako suma należności dla tych ORN danej doby handlowej, dla których JB dostarczała energię niezbilansowania na RB (dla których EN ≥ 0):

$$NEND_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEN_{jt}^{+} \tag{15.10}$$

$$NEN_{jt}^{+} = \begin{cases} NEN_{jt} & \text{jeżeli} \quad EN_{jt} \geq 0 \\ 0 & \text{jeżeli} \quad EN_{jt} < 0 \end{cases} \tag{15.11}$$

gdzie:

$NEND_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

NEN_{jt}^{+} – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* dla ORN *t* [zł]

NEN_{jt} – Należność za energię niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [zł]

T_d – Zbiór ORN doby handlowej *d*

(2) Dla każdej JB jest wyznaczana dobowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENO), jako suma należności dla tych ORN danej doby handlowej, dla których JB odbierała energię niezbilansowania z RB (dla których EN < 0):

$$NENO_{jd} = \sum_{t \in T_d} NEN_{jt}^{-} \tag{15.12}$$

$$NEN_{jt}^{-} = \begin{cases} 0 & \text{jeżeli} \quad EN_{jt} \geq 0 \\ -NEN_{jt} & \text{jeżeli} \quad EN_{jt} < 0 \end{cases} \tag{15.13}$$

gdzie:

$NENO_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

NEN_{jt}^{-} – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* dla ORN *t* [zł]

NEN_{jt} – Należność za energię niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [zł]

T_d – Zbiór ORN doby handlowej *d*

15.3.6 Ceny rozliczeniowe dobowe

(1) Dla każdej JB jest wyznaczana cena dobowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CEND), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CEND_{jd} = \frac{NEND_{jd}}{END_{jd}} \tag{15.14}$$

gdzie:

$CEND_{jd}$ – Cena dobowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

$NEND_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

END_{jd} – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

(2) Dla każdej JB jest wyznaczana cena dobowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENO), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENO_{jd} = \frac{NENO_{jd}}{ENO_{jd}} \tag{15.15}$$

gdzie:

$CENO_{jd}$ – Cena dobowa za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* dla doby handlowej *d* [zł/MWh]

$NENO_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

ENO_{jd} – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

15.3.7 Rozliczenia ilościowe dekadowe

(1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa ilość energii niezbilansowania dostarczonej na RB (ENDE), jako suma energii niezbilansowania dostarczonej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$ENDE_{je} = \sum_{d \in D_e} END_{jd} \tag{15.16}$$

gdzie:

$ENDE_{je}$ – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [MWh]

END_{jd} – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

(2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa ilość energii niezbilansowania odebranej z RB (ENOE), jako suma energii niezbilansowania odebranej w kolejnych dobach handlowych dekady:

$$ENOE_{je} = \sum_{d \in D_e} ENO_{jd} \tag{15.17}$$

gdzie:

$ENOE_{je}$ – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [MWh]

ENO_{jd} – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [MWh]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

15.3.8 Rozliczenia wartościowe dekadowe

(1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NENDE), jako suma należności NEND z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NENDE_{je} = \sum_{d \in D_e} NEND_{jd} \tag{15.18}$$

gdzie:

$NENDE_{je}$ – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [zł]

$NEND_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

(2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana dekadowa należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENOE), jako suma należności NENO z kolejnych dób handlowych dekady:

$$NENOE_{je} = \sum_{d \in D_e} NENO_{jd} \tag{15.19}$$

gdzie:

$NENOE_{je}$ – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [zł]

$NENO_{jd}$ – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* określona dla doby handlowej *d* [zł]

D_e – Zbiór dób handlowych dekady *e*

15.3.9 Ceny rozliczeniowe dekadowe

(1) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CENDE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENDE_{je} = \frac{NENDE_{je}}{ENDE_{je}} \tag{15.20}$$

gdzie:

$CENDE_{je}$ – Cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* dla dekady *e* [zł/MWh]

$NENDE_{je}$ – Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [zł]

$ENDE_{je}$ – Energia niezbilansowania dostarczona na RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [MWh]

(2) Dla każdej JB każdego POB jest wyznaczana cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENOE), pod warunkiem niezerowej wartości tej energii:

$$CENOE_{je} = \frac{NENOE_{je}}{ENOE_{je}} \tag{15.21}$$

gdzie:

$CENOE_{je}$ – Cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* dla dekady *e* [zł/MWh]

$NENOE_{je}$ – Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [zł]

$ENOE_{je}$ – Energia niezbilansowania odebrana z RB przez JB *j* określona dla dekady *e* [MWh]

15.4 Zasady oznaczeń, dokładność i konwencja znaków w modelu rozliczeń

(1) Wielkości pozycji bilansowej i przydzielonego wolumenu w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(1.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii elektrycznej do obszaru objętego działaniem RB;

(1.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii elektrycznej z obszaru objętego działaniem RB.

(2) Wielkość korekty niezbilansowania w zależności od znaku ma następującą interpretację:

(2.1) Wartość dodatnia oznacza dostawę energii bilansującej na RB;

(2.2) Wartość ujemna oznacza odbiór energii bilansującej z RB.

(3) Wielkości pozycji bilansowej, przydzielonego wolumenu i korekty niezbilansowania są wyznaczane z dokładnością do 0,001 MWh.

(4) Rozliczenia ilościowe niezbilansowania są realizowane z dokładnością do 0,001 MWh.

(5) Rozliczenia wartościowe niezbilansowania są realizowane z dokładnością do 0,01 zł.

(6) Przy wyznaczaniu wielkości rozliczeniowych stosuje się ogólne metody zaokrągleń.

15.5 Korygowanie rozliczeń

(1) Każdy OR, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.

(2) W tym celu OR przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.

(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR zgłoszenia korekty rozliczeń OSP przeprowadza jego analizę i w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w wykonanych wcześniej rozliczeniach dokonuje ich korekty. Korekta jest również wykonywana w przypadku, gdy nieprawidłowość w rozliczeniach zostanie wykryta przez OSP.

(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.

(5) Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych okresów rozliczeniowych (dekad) w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie okresu korygowania rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.

Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca m jest wykonywana w miesiącach m+2, m+4, m+8 oraz m+15.

(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 17. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości w rozliczeniach zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.

(7) W ramach korygowania rozliczeń jest powtarzany proces rozliczeń dla okresu rozliczeniowego, którego dotyczy korekta.

(8) Po skorygowaniu rozliczeń OSP tworzy raport handlowy korygujący i przesyła go do wszystkich OR. Raport handlowy korygujący jest podstawą do wystawienia faktur korygujących.

16 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH DOSTAWCOM USŁUG BILANSUJĄCYCH

16.1 Energia bilansująca

16.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

(1) Raport dobowy energii bilansującej (RD^{EB}) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie RD^{EB} w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

(2) Każdy RD^{EB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RD^{EB} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dla każdego OREB:

(a) Energia zweryfikowana (EZ);

(b) Energia skorygowana (ES);

(c) Energia rzeczywista (ER);

(d) Energia bilansująca w podziale na pasma mocy:

(i) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB ($EB^{RR^{t-1}}$);

(ii) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla danego OREB ($EB^{RR^{t}}$);

(iii) Wynikająca z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB ($EB^{RR^{t+1}}$);

(iv) Aktywowana poza platformą RR (EB^{PP});

(e) Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej, o której mowa w pkt (d):

(i) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB ($CWK^{RR^{t-1}}$);

(ii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego OREB ($CWK^{RR^{t}}$);

(iii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB ($CWK^{RR^{t+1}}$);

(iv) Aktywowanej poza platformą RR (CWK^{PP});

(f) Cena rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej wyznaczona dla energii bilansującej, o której mowa w pkt (d):

(i) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla poprzedniego OREB ($CRK^{RR^{t-1}}$);

(ii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla danego OREB ($CRK^{RR^{t}}$);

(iii) Wynikającej z aktywacji na platformie RR dla następnego OREB ($CRK^{RR^{t+1}}$);

(iv) Aktywowanej poza platformą RR (CRK^{PP});

(g) Energia odchylenia (EO);

(h) Należność za energię bilansującą (NEB);

(3.2) Wielkości dobowe:

(a) Energia bilansująca dostarczona na RB (EBD);

(b) Energia bilansująca odebrana z RB (EBO);

(c) Cena dobowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBD);

(d) Cena dobowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBO);

(e) Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBD);

(f) Należność za energię bilansującą odebraną z RB (NEBO).

(4) W ramach RD^{EB} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, dla każdego OREB:

(4.1) Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB^{RR});

(4.2) Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB^{PP});

(4.3) Cena SDAC (CSDAC);

(4.4) Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB);

(4.5) Cena energii odchylenia (CEO).

16.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

(1) Raport handlowy energii bilansującej (RH^{EB}) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

(2) Każdy RH^{EB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RH^{EB} dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dekadowe:

(a) Energia bilansująca dostarczona na RB (EBDE);

(b) Energia bilansująca odebrana z RB (EBOE);

(c) Cena dekadowa za energię bilansującą dostarczoną na RB (CEBDE);

(d) Cena dekadowa za energię bilansującą odebraną z RB (CEBOE);

(e) Należność za energię bilansującą dostarczoną na RB (NEBDE);

(f) Należność za energię bilansująca odebraną z RB (NEBOE);

(3.2) Specyfikacja RD^{EB}, na podstawie których został przygotowany RH^{EB}.

16.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

(1) Raport handlowy korygujący energii bilansującej (RHK^{EB}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Każdy RHK^{EB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W RHK^{EB} dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;

(3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.1.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);

(3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.1.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz

(3.4) Specyfikacja RD^{EB}, na podstawie których został przygotowany RHK^{EB}.

16.2 Moce bilansujące

16.2.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

(1) Raport dobowy mocy bilansujących (RD^{MB}) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie RD^{MB} w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

(2) Każdy RD^{MB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RD^{MB} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie, w zakresie JG, które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy:

(3.1) Wielkości dla każdego OREB i typu rezerwy mocy:

(a) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym (MBP);

(b) Moc bilansująca nabyta w trybie podstawowym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBPZ);

(c) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym (MBU);

(d) Moc bilansująca nabyta w trybie uzupełniającym zastąpiona nabytymi mocami bilansującymi innego typu rezerwy mocy (MBUZ);

(e) Moc bilansująca dostarczona (MBD);

(f) Niedostarczona moc bilansująca, która została odtworzona (MBNO);

(g) Niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona (MBNN);

(h) Niedostarczona moc bilansująca, która nie została odtworzona, objęta energią odchylenia (MBNNO);

(i) Cena mocy bilansujących zastępujących moc danego typu rezerwy mocy (CMBZ);

(j) Należność za moc bilansującą (NMBPU);

(3.2) Wielkości dobowe dla każdego typu rezerwy mocy:

(a) Moc bilansująca (MBPUD);

(b) Cena dobowa za moc bilansującą (CMBPUD);

(c) Należność za moc bilansującą (NMBPUD).

(4) W ramach RD^{MB} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, która jest kwalifikowana do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy, dla każdego OREB i typu rezerwy mocy:

(4.1) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie podstawowym (CMBP);

(4.2) Cena mocy bilansującej nabytej w trybie uzupełniającym (CMBU);

(4.3) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która została odtworzona (CMBNO);

(4.4) Cena niedostarczonej mocy bilansującej, która nie została odtworzona (CMBNN).

16.2.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

(1) Raport handlowy mocy bilansujących (RH^{MB}) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

(2) Każdy RH^{MB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RH^{MB} dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie, w zakresie JG, które są kwalifikowane do świadczenia co najmniej jednego typu rezerwy mocy:

(3.1) Wielkości dekadowe dla każdego typu rezerwy mocy:

(a) Moc bilansująca (MBPUE);

(b) Cena dekadowa za moc bilansującą (CMBPUE);

(c) Należność za moc bilansującą (NMBPUE);

(3.2) Specyfikacja RD^{MB}, na podstawie których został przygotowany RH^{MB}.

16.2.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

(1) Raport handlowy korygujący mocy bilansujących (RHK^{MB}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Każdy RHK^{MB} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W RHK^{MB} dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;

(3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.2.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);

(3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.2.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz

(3.4) Specyfikacja RD^{MB}, na podstawie których został przygotowany RHK^{MB}.

16.3 Rezerwa operacyjna

16.3.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

(1) Raport dobowy rezerwy operacyjnej (RD^{RO}) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie RD^{RO} w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

(2) Każdy RD^{RO} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RD^{RO} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dla każdego OREB:

(a) Rezerwa operacyjna (RO);

(b) Rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu:

(i) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla poprzedniego OREB ($ROR^{RR^{t-1}}$);

(ii) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla danego OREB ($ROR^{RR^{t}}$);

(iii) W wyniku odbioru energii bilansującej, w związku z energią bilansującą aktywowaną z pasm redukcyjnych $ZOEB^{RR}$ na platformie RR dla następnego OREB ($ROR^{RR^{t+1}}$);

(iv) Niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR (ROR^{PP});

(c) Należność za rezerwę operacyjną (NRO);

(3.2) Wielkości dobowe:

(a) Rozliczana rezerwa operacyjna (RORD);

(b) Cena dobowa rezerwy operacyjnej (CORD);

(c) Należność za rezerwę operacyjną (NROD).

(4) W ramach RD^{RO} dotyczącego danej doby są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JG, dla każdego OREB:

(4.1) Cena rezerwy operacyjnej (COR);

(4.2) Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy $ZOEB^{RR}$ aktywowanemu na platformie RR (COR^{RR}).

16.3.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

(1) Raport handlowy rezerwy operacyjnej (RH^{RO}) dotyczący danej dekady jest udostępniany przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

(2) Każdy RH^{RO} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RH^{RO} dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JG, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dekadowe:

(a) Rozliczana rezerwa operacyjna (RORE);

(b) Cena dekadowa rezerwy operacyjnej (CORE);

(c) Należność za rezerwę operacyjną (NROE);

(3.2) Specyfikacja RD^{RO}, na podstawie których został przygotowany RH^{RO}.

16.3.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

(1) Raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej (RHK^{RO}) jest udostępniany przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Każdy RHK^{RO} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W RHK^{RO} dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;

(3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.3.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);

(3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 16.3.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz

(3.4) Specyfikacja RD^{RO}, na podstawie których został przygotowany RHK^{RO}.

17 UDOSTĘPNIANIE DANYCH ROZLICZENIOWYCH PODMIOTOM ODPOWIEDZIALNYM ZA BILANSOWANIE

17.1 Energia niezbilansowania

17.1.1 Dane rozliczeniowe dobowe – Raport dobowy

(1) Raport dobowy energii niezbilansowania (RD^{EN}) dotyczący danej doby handlowej jest udostępniany OR przez OSP 1. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako niezatwierdzony (z niezatwierdzonymi wynikami rozliczenia), i 4. dnia po zakończeniu tej doby do godziny 18.00, jako zatwierdzony (z zatwierdzonymi wynikami rozliczenia). W przypadku gdy nie jest możliwe udostępnienie RD^{EN} w powyższych terminach lub jest konieczne ich ponowne udostępnienie, OSP informuje o tym OR wysyłając stosowny komunikat.

(2) Każdy RD^{EN} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia oraz identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RD^{EN} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JB, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dla każdego ORN:

(a) Pozycja bilansowa (PB);

(b) Przydzielony wolumen (PW);

(c) Korekta niezbilansowania (KN);

(d) Energia niezbilansowania (EN);

(e) Należność za energię niezbilansowania (NEN);

(3.2) Wielkości dobowe:

(a) Energia niezbilansowania dostarczona na RB (END);

(b) Energia niezbilansowania odebrana z RB (ENO);

(c) Cena dobowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CEND);

(d) Cena dobowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENO);

(e) Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NEND);

(f) Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENO);

(4) W ramach RD^{EN} dotyczącego danej doby handlowej są udostępniane następujące dane wszystkim OR, którzy realizują funkcje operatorskie w odniesieniu do co najmniej jednej JB, dla każdego ORN:

(4.1) Cena energii niezbilansowania (CEN);

(4.2) Cena SDAC (CSDAC);

(4.3) Średnia ważona cena energii bilansującej ($\overline{CEB}$);

(4.4) Stan zakontraktowania KSE (SK).

17.1.2 Dane rozliczeniowe dekadowe – Raport handlowy

(1) Raport handlowy energii niezbilansowania (RH^{EN}) dotyczący danej dekady jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 10. dnia po ostatnim dniu dekady.

(2) Każdy RH^{EN} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W ramach RH^{EN} dotyczącego danej dekady są udostępniane następujące dane poszczególnym OR dotyczące każdej JB, dla której dany OR realizuje funkcje operatorskie:

(3.1) Wielkości dekadowe:

(a) Energia niezbilansowania dostarczona na RB (ENDE);

(b) Energia niezbilansowania odebrana z RB (ENOE);

(c) Cena dekadowa za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (CENDE);

(d) Cena dekadowa za energię niezbilansowania odebraną z RB (CENOE);

(e) Należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB (NENDE);

(f) Należność za energię niezbilansowania odebraną z RB (NENOE);

(3.2) Specyfikacja RD^{EN}, na podstawie których został przygotowany RH^{EN}.

17.1.3 Dane rozliczeniowe skorygowane – Raport handlowy korygujący

(1) Raport handlowy korygujący energii niezbilansowania (RHK^{EN}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

(2) Każdy RHK^{EN} ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

(3) W RHK^{EN} dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(3.1) Numer okresu rozliczeniowego objętego korektą;

(3.2) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 17.1.2(3.1), przed wprowadzeniem korekty (pierwotne);

(3.3) Wielkości rozliczeniowe, o których mowa w pkt 17.1.2(3.1), po wprowadzeniu korekty; oraz

(3.4) Specyfikacja RD^{EN}, na podstawie których został przygotowany RHK^{EN}.

18 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z DOSTAWCAMI USŁUG BILANSUJĄCYCH

18.1 Ogólne zasady

(1) Rozliczenia finansowe pomiędzy DUB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.

(2) Faktury oraz faktury korygujące są wystawiane oddzielnie za:

(2.1) Energię bilansującą;

(2.2) Moce bilansujące;

(2.3) Rezerwę operacyjną.

(3) Okresem fakturowania zobowiązań i należności pomiędzy DUB i OSP są dekady (okresy rozliczeniowe).

(4) Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.

(4.1) Dodatkowo faktura powinna zawierać:

(a) Numer raportu handlowego;

(b) Okres rozliczeniowy;

(4.2) Dodatkowo faktura korygująca powinna zawierać:

(a) Numer raportu handlowego korygującego;

(b) Numer raportu handlowego (korygowanego);

(c) Okres rozliczeniowy (korygowany).

(5) Faktury wystawiają DUB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące DUB lub OSP wystawiają do 21. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i udostępniono raport handlowy korygujący.

(6) W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest zobowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych dostarczenia jej w inny sposób do odbiorcy, za potwierdzeniem odbioru, nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.

(7) Terminem płatności faktur jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

(8) Płatność należności wskazanej na każdej fakturze musi być dokonana nie później niż w terminie płatności.

(9) Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.

(10) W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiącą podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

(11) W przypadku gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania z DUB w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki za opóźnienie naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.

(12) W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia, o którym mowa w pkt (11), OSP ma prawo podjąć działania określone w WDB i umowie przesyłania pozwalające na ograniczenie zobowiązań DUB.

(13) Ceny i stawki powołane w WDB lub ustalane zgodnie z ich postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi w tym zakresie przepisami. DUB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

18.2 Energia bilansująca

(1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy energii bilansującej oraz raport handlowy korygujący energii bilansującej.

(2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za dostarczoną energię bilansującą w okresie rozliczeniowym jest:

(2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię bilansującą dostarczoną na RB wystawia DUB;

(2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB wystawia OSP.

(3) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za odebraną energię bilansującą w okresie rozliczeniowym jest:

(3.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię bilansującą odebraną z RB wystawia OSP;

(3.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB wystawia DUB.

(4) Faktury za energię bilansującą dostarczoną na RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(4.1) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(4.2) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(4.3) W przypadku faktury za energię bilansującą dostarczoną na RB: sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(4.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB: należność za usługę przyjęcia energii bilansującej na RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.

(5) Faktury za energię bilansującą odebraną z RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(5.1) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(5.2) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(5.3) W przypadku faktury za energię bilansującą odebraną z RB: sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(5.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB: należność za usługę przyjęcia energii bilansującej z RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.

(6) Faktury korygujące za energię bilansującą dostarczoną na RB powinny zawierać:

(6.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(6.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Sumaryczną energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(6.3) Wielkość korekty:

(a) Zmianę sumarycznej energii bilansującej dostarczonej na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Zmianę ceny dekadowej za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Zmianę sumarycznej należności za energię bilansującą dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.

(7) Faktury korygujące za energię bilansującą odebraną z RB powinny zawierać:

(7.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(7.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Sumaryczną energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(7.3) Wielkość korekty:

(a) Zmianę sumarycznej energii bilansującej odebranej z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(b) Zmianę ceny dekadowej za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB;

(c) Zmianę sumarycznej należności za energię bilansującą odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JG danego DUB.

(8) Do faktur korygujących za usługę przyjęcia energii bilansującej stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (6) i (7) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przyjęcia energii bilansującej, o których mowa w pkt (4) i (5).

(9) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami

pkt (2) i (3) (np. dostawa energii bilansującej na RB przez DUB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przyjęcia energii bilansującej na RB albo świadczenie przez DUB usługi przyjęcia energii bilansującej z RB stanie się odbiorem energii bilansującej z RB przez DUB), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez DUB albo OSP należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3).

18.3 Moce bilansujące

(1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy mocy bilansujących oraz raport handlowy korygujący mocy bilansujących.

(2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JG danego DUB za moc bilansującą danego typu rezerwy mocy w okresie rozliczeniowym jest:

(2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za świadczenie mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy wystawia DUB.

(2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy wystawia OSP.

(3) Faktury za świadczenie mocy bilansujących oraz faktury za przejęcie zobowiązania świadczenia mocy bilansujących powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(3.1) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:

(a) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(c) W przypadku faktury za świadczenie mocy bilansujących: sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(d) W przypadku faktury za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących: należność za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(3.2) W przypadku faktury za świadczenie mocy bilansujących: łączną należność za moce bilansujące uwzględnione na fakturze w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(3.3) W przypadku faktury za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących: należność za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, łącznej należności za moce bilansujące uwzględnione na fakturze w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.

(4) Faktury korygujące za świadczenie mocy bilansujących powinny zawierać:

(4.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:

(i) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(ii) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(iii) Sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Łączną należność w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB;

(4.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:

(i) Sumaryczną moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(ii) Cenę dekadową za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(iii) Sumaryczną należność za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Łączną należność w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB;

(4.3) Wielkość korekty:

(a) Zestawienie mocy bilansujących dla każdego typu uwzględnionej na fakturze mocy bilansującej:

(i) Zmianę sumarycznej mocy bilansującej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(ii) Zmianę ceny dekadowej za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(iii) Zmianę sumarycznej należności za moc bilansującą w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Zmianę łącznej należności w okresie rozliczeniowym za uwzględnione na fakturze moce bilansujące dla wszystkich JG danego DUB.

(5) Do faktur korygujących za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (4) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansujących, o których mowa w pkt (3).

(6) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego i danego typu rezerwy mocy zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami pkt (2) (np. świadczenie mocy bilansującej przez DUB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przejęcia zobowiązania świadczenia mocy bilansującej), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez DUB albo OSP w zakresie tego typu rezerwy mocy należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2).

18.4 Rezerwa operacyjna

(1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy rezerwy operacyjnej oraz raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej.

(2) Faktury i faktury korygujące za rezerwę operacyjną w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawia DUB.

(3) Faktury za rezerwę operacyjną powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(3.1) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(3.2) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(3.3) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.

(4) Faktury korygujące za rezerwę operacyjną danego DUB powinny zawierać:

(4.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(4.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Sumaryczną wielkość rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Cenę dekadową rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(c) Sumaryczną należność za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(4.3) Wielkości korekty:

(a) Zmianę sumarycznej wielkości rozliczanej rezerwy operacyjnej w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(b) Zmianę ceny dekadowej za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB;

(c) Zmianę sumarycznej należności za rezerwę operacyjną w okresie rozliczeniowym dla wszystkich JG danego DUB.

19 FAKTUROWANIE I ROZLICZENIA FINANSOWE Z PODMIOTAMI ODPOWIEDZIALNYMI ZA BILANSOWANIE

19.1 Ogólne zasady

(1) Rozliczenia finansowe pomiędzy POB a OSP są dokonywane na podstawie wystawionych faktur oraz faktur korygujących.

(2) Faktury oraz faktury korygujące są wystawiane za energię niezbilansowania.

(3) Okresem fakturowania zobowiązań i należności na RB pomiędzy POB i OSP są dekady (okresy rozliczeniowe).

(4) Faktura oraz faktura korygująca powinna zawierać wszystkie elementy wymagane przez obowiązujące przepisy, w szczególności określone w ustawie o podatku od towarów i usług.

(4.1) Dodatkowo, faktura powinna zawierać:

(a) Numer raportu handlowego;

(b) Okres rozliczeniowy;

(4.2) Dodatkowo, faktura korygująca powinna zawierać:

(a) Numer raportu handlowego korygującego;

(b) Numer raportu handlowego (korygowanego);

(c) Okres rozliczeniowy (korygowany).

(5) Faktury wystawiają POB lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące POB lub OSP wystawiają do 21. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i udostępniono raport handlowy korygujący.

(6) W dniu wystawienia faktury lub faktury korygującej wystawiający jest zobowiązany do przesłania jej w formie elektronicznej w rozumieniu ustawy o podatku od towarów i usług, a w przypadku braku akceptacji na stosowanie faktur elektronicznych dostarczenia jej w inny sposób do odbiorcy, za potwierdzeniem odbioru, nie później niż 7 dni przed upływem terminu płatności.

(7) Terminem płatności faktur jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

(8) Płatność należności wskazanej na każdej fakturze musi być dokonana nie później niż w terminie płatności.

(9) Przepływy finansowe muszą nastąpić nie później niż w terminie płatności.

(10) W przypadku niedotrzymania terminu płatności odsetki za opóźnienie mogą być naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie terminu płatności. Jeżeli jednak faktura albo faktura korygująca, stanowiącą podstawę zapłaty, zostanie dostarczona do jej odbiorcy później niż 7 dni przed upływem terminu płatności, wówczas odsetki za opóźnienie mogą być

naliczane, zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami, poczynając od następnego dnia po upływie 7 dni od dnia otrzymania faktury albo faktury korygującej przez jej odbiorcę.

(11) W przypadku gdy płatności nie zostaną uregulowane w terminie płatności, OSP ma prawo skorzystać z zabezpieczenia należytego wykonania umowy przesyłania z POB w zakresie dotyczącym rozliczeń na RB w celu pokrycia jego zobowiązań powiększonych o odsetki za opóźnienie, naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami.

(12) W przypadku wyczerpania się zabezpieczenia, o którym mowa w pkt (11), OSP ma prawo podjąć działania określone w WDB i umowie przesyłania pozwalające na ograniczenie zobowiązań POB.

(13) Ceny i stawki powołane w WDB lub ustalane zgodnie z ich postanowieniami nie zawierają należnego podatku od towarów i usług (VAT) ani podatku akcyzowego (akcyza). W odniesieniu do powołanych cen i stawek opłat, VAT i akcyza są naliczane zgodnie z powszechnie obowiązującymi w tym zakresie przepisami. POB i OSP są zobowiązani do przekazywania drugiej stronie wszelkich informacji niezbędnych do prawidłowego naliczenia VAT i akcyzy.

19.2 Energia niezbilansowania

(1) Podstawą do wystawienia faktury oraz faktury korygującej jest sporządzony przez OSP odpowiednio raport handlowy energii niezbilansowania oraz raport handlowy korygujący energii niezbilansowania.

(2) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JB danego POB za dostarczoną energię niezbilansowania w okresie rozliczeniowym jest:

(2.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię niezbilansowania dostarczoną na RB wystawia POB;

(2.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB wystawia OSP.

(3) W przypadku gdy suma należności wyznaczonych dla wszystkich JB danego POB za odebraną energię niezbilansowania w okresie rozliczeniowym jest:

(3.1) Dodatnia, to fakturę i fakturę korygującą za energię niezbilansowania odebraną z RB wystawia OSP;

(3.2) Ujemna, to fakturę i fakturę korygującą za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB wystawia POB.

(4) Faktury za energię niezbilansowania dostarczoną na RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(4.1) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(4.2) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(4.3) W przypadku faktury za energię niezbilansowania dostarczoną na RB: sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(4.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB: należność za usługę przyjęcia energii niezbilansowania na RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.

(5) Faktury za energię niezbilansowania odebraną z RB oraz faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB powinny zawierać następujące wielkości rozliczeniowe:

(5.1) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(5.2) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(5.3) W przypadku faktury za energię niezbilansowania odebraną z RB: sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(5.4) W przypadku faktury za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB: należność za usługę przyjęcia energii niezbilansowania z RB w okresie rozliczeniowym równą, wyznaczonej z przeciwnym znakiem, sumarycznej należności za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.

(6) Faktury korygujące za energię niezbilansowania dostarczoną na RB powinny zawierać:

(6.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(6.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Sumaryczną energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(6.3) Wielkość korekty:

(a) Zmianę sumarycznej energii niezbilansowania dostarczonej na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Zmianę ceny dekadowej za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Zmianę sumarycznej należności za energię niezbilansowania dostarczoną na RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.

(7) Faktury korygujące za energię niezbilansowania odebraną z RB powinny zawierać:

(7.1) Wielkości rozliczeniowe korygowane – pierwotne:

(a) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(7.2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(a) Sumaryczną energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Cenę dekadową za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Sumaryczną należność za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(7.3) Wielkość korekty:

(a) Zmianę sumarycznej energii niezbilansowania odebranej z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(b) Zmianę ceny dekadowej za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB;

(c) Zmianę sumarycznej należności za energię niezbilansowania odebraną z RB w okresie rozliczeniowym przez wszystkie JB danego POB.

(8) Do faktur korygujących za usługę przyjęcia energii niezbilansowania stosuje się odpowiednio postanowienia pkt (6) i (7) z uwzględnieniem postanowień dotyczących faktur za usługę przyjęcia energii niezbilansowania, o których mowa w pkt (4) i (5).

(9) W przypadku gdy w wyniku rozliczenia korygującego dla danego okresu rozliczeniowego zostanie zmieniony znak wyniku rozliczenia korygowanego w taki sposób, że skutkuje to zmianą charakteru transakcji udokumentowanej fakturą i w konsekwencji zmianą podmiotu wystawiającego fakturę zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3) (np. dostawa energii niezbilansowania na RB przez POB stanie się świadczeniem przez OSP usługi przyjęcia energii niezbilansowania na RB albo

świadczenie przez POB usługi przyjęcia energii niezbilansowania z RB stanie się odbiorem energii niezbilansowana z RB przez POB), faktury uprzednio wystawione odpowiednio przez POB albo OSP należy skorygować do zera (wyzerować należność), a następnie wystawić nowe faktury dokumentujące transakcję, zgodnie z postanowieniami pkt (2) i (3).

20 KOSZTY RYNKU BILANSUJĄCEGO

20.1 Ogólne zasady

(1) Na RB są ponoszone następujące koszty:

(1.1) Koszt mocy bilansujących (KMB);

(1.2) Koszt usuwania ograniczeń systemowych (KO);

(1.3) Koszt rezerwy operacyjnej (KRO).

(2) KMB, KO oraz KRO są przenoszone w opłacie przesyłowej według stawki jakościowej taryfy OSP. W przypadku gdy KMB lub KO mają wartość ujemną, to pomniejszają koszty alokowane do składnika systemowego opłaty przesyłowej.

20.2 Koszt mocy bilansujących

(1) KMB jest związany z zapewnianiem przez OSP wymaganych wielkości mocy bilansujących w KSE. KMB dla danego OREB jest wyznaczany jako suma należności za moce bilansujące poszczególnych typów rezerwy mocy wszystkich JG, w następujący sposób:

$$KMB_t = \sum_{j \in ZJG} \sum_{r \in R} NMBPU_{jt}^{r} \tag{20.1}$$

gdzie:

KMB_t – Koszt mocy bilansujących dla OREB *t* [zł]

$NMBPU_{jt}^{r}$ – Należność dla JG *j* za moc bilansującą typu *r* dla OREB *t* [zł]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

R – Zbiór nabywanych typów rezerwy mocy:
$R = \{FCR^{G}, FCR^{D}, aFRR^{G}, aFRR^{D}, mFRRd^{G}, mFRRd^{D}, RR^{G}, RR^{D}\}$

20.3 Koszt usuwania ograniczeń systemowych

(1) KO jest związany z realizacją przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych, stanowi część całkowitego kosztu pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB (KCZ), która nie jest pokryta kosztami bilansowania (KB), i dla danego ORN jest wyznaczany w następujący sposób:

$$KO_t = KCZ_t + KB_t \tag{20.2}$$

gdzie:

KO_t – Koszt usuwania ograniczeń dla ORN *t* [zł]

KCZ_t – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł]

KB_t – Koszt bilansowania energii dla ORN *t* [zł]

(2) KCZ dla danego OREB powstaje w wyniku prowadzonych przez OSP działań bilansujących i dostosowawczych w ramach planowania pracy KSE oraz prowadzenia

ruchu tego systemu. W ramach tych działań OSP dokonuje zakupu lub sprzedaży energii bilansującej niezbędnej do zbilansowania zasobów KSE.

KCZ jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JG za energię bilansującą dostarczoną na RB albo odebraną z RB dla OREB odpowiadającego ORN w następujący sposób:

$$KCZ_t = \sum_{j \in ZJG} NEB_{jt} \tag{20.3}$$

gdzie:

KCZ_t – Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB dla OREB *t* [zł]

NEB_{jt} – Należność za energię bilansującą JG *j* dla OREB *t* [zł]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

(3) KB dla danego ORN odpowiada kosztom rozliczenia niezbilansowania na RB i jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich JB za energię niezbilansowania dostarczoną na RB albo odebraną z RB w tym ORN, w następujący sposób:

$$KB_t = \sum_{j \in ZJB} NEN_{jt} \tag{20.4}$$

gdzie:

KB_t – Koszt bilansowania energii dla ORN *t* [zł]

NEN_{jt} – Należność za energię niezbilansowania JB *j* dla ORN *t* [zł]

ZJB – Zbiór wszystkich JB

(4) KCZ i KB w zależności od znaku mają następującą interpretację:

(4.1) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość dodatnią, to oznacza koszt poniesiony na RB;

(4.2) Jeżeli KCZ lub KB ma wartość ujemną, to oznacza przychód na RB.

20.4 Koszt rezerwy operacyjnej

(1) KRO jest związany z rozliczeniem mocy dostępnych dla OSP ponad nabyte wielkości mocy bilansujących. KRO dla danego OREB jest wyznaczany jako suma należności za rezerwę operacyjną wszystkich JG, w następujący sposób:

$$KRO_t = \sum_{j \in ZJG} NRO_{jt} \tag{20.5}$$

gdzie:

KRO_t – Koszt rezerwy operacyjnej [zł]

NRO_{jt} – Należność za rezerwę operacyjną JG *j* dla OREB *t* [zł]

ZJG – Zbiór wszystkich JG

21 INFORMACJE O RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PUBLIKOWANE PRZEZ OSP

(1) Informacje o rynku energii elektrycznej publikowane na stronie internetowej OSP zawierają:

(1.1) Specyfikację węzłów sieci dla potrzeb grupowania zasobów w jednostkach grafikowych;

(1.2) Parametry RB dla roku kalendarzowego, miesiąca oraz doby;

(1.3) Prognozowane wielkości;

(1.4) Informacje o funkcjonowaniu rynku.

(2) Parametry RB są publikowane:

(2.1) Niezwłocznie po zatwierdzeniu taryfy OSP dla danego roku i dotyczą:

(a) Prognozowanego średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług dla roku kalendarzowego;

(b) Kosztów transakcyjnych uprawnień do emisji CO_2 dla roku kalendarzowego;

(2.2) Do 15. dnia drugiego miesiąca poprzedzającego dany kwartał kalendarzowy i dotyczą:

(a) Parametrów LOLP dla danego kwartału wraz z OJNZ, dla których są wyznaczone parametry LOLP, o których mowa w pkt 12.3(5);

(b) Współczynników, wielkości stałej oraz górnego limitu wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę stosowanych we wzorze na wymaganą wielkość rezerwy mocy w górę, o których mowa w pkt 7.7(2), dla danego kwartału, wraz z OJNZ, dla których te dane są wyznaczone;

(c) Okresów niereprezentatywnych dla danego kwartału, o których mowa w pkt 12.3(7);

(2.3) Najpóźniej na 7 dni przed rozpoczęciem danego miesiąca kalendarzowego i dotyczą:

(a) Wartości ceny odniesienia (C_O) dla danego miesiąca kalendarzowego, o której mowa w pkt 6.4(10);

(2.4) W ostatniej dobie poprzedzającej dany kwartał kalendarzowy do godz. 8.30 i dotyczą:

(a) Ograniczonej średniej wartości COR ($\overline{COR}^*$) dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, o której mowa w pkt 12.4(9), nieuwzględniającej ostatniej doby poprzedniego kwartału kalendarzowego;

Wielkość jest aktualizowana w pierwszej dobie danego kwartału kalendarzowego wielkością, o której mowa w pkt (2.5), uwzględniającą dane dla ostatniej doby poprzedniego kwartału kalendarzowego;

(2.5) W pierwszej dobie danego kwartału kalendarzowego do godz. 8.30 i dotyczą:

(a) Ograniczonej średniej wartości COR ($\overline{COR}^{*}$) dla poprzedniego kwartału kalendarzowego, o której mowa w pkt 12.4(9);

(2.6) Do godz. 7.30 doby *d*-1 i dotyczą:

(a) Zapotrzebowania na moce bilansujące (ZMB) nabywane w ramach RMB dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*;

(b) Minimalnych i maksymalnych możliwości wytwarzania energii elektrycznej oraz maksymalnych możliwych do świadczenia wielkości mocy bilansujących, o których mowa w pkt 8.6.2(11), dla $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*;

(2.7) Do godz. 8.30 doby *d*-1 i dotyczą:

(a) Prognozowanej wartości górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej ($CORD^{Max}$) dla doby handlowej *d*;

(2.8) Do godz. 19.00 doby *d*-1 i dotyczą:

(a) Cen SDAC (CSDAC) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(2.9) W dobie *d*+1 i dotyczą:

(a) Ceny RC^{CO2} dla doby handlowej *d*.

(3) Prognozowane wielkości są publikowane:

(3.1) Do godz. 17.00 doby *d*-1 i dotyczą:

(a) Prognozowanego stanu zakontraktowania KSE (SK) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(b) Prognozowanej wielkości rezerwy operacyjnej (RO) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(3.2) Nie później niż w dobie *d* i dotyczą:

(a) Prognozowanej ceny RC^{CO2} dla doby handlowej *d*;

(3.3) Do 1 godziny po zakończeniu OREB doby *d* i dotyczą:

(a) Prognozowanego stanu zakontraktowania KSE (SK) dla ORN odpowiadającego danemu OREB;

(b) Prognozowanej ceny rezerwy operacyjnej (COR) dla danego OREB;

(c) Prognozowanej ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB) dla danego OREB;

(d) Prognozowanej średniej ważonej ceny energii bilansującej ($\overline{CEB}$) dla danego OREB;

(4) Informacje o funkcjonowaniu RB są publikowane:

(4.1) Do godz. 17.00 doby *d*-1 i dotyczą:

(a) Cen mocy bilansujących nabytych w trybie podstawowym (CMBP) dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*;

(b) Wielkości mocy bilansujących nabytych w trybie podstawowym (MBP) dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*;

(4.2) Nie później niż w dobie *d*+1 i dotyczą:

(a) Ceny krańcowej ofert na energię bilansującą w planie BPKD/BO (CKOEB) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(b) Ceny energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB^{PP}) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(c) Ilości energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR *(*EB^{PP}) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(d) Ceny energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB^{RR}) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(e) Ilości energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (EB^{PRR}) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(f) Średniej ważonej ceny energii bilansującej ($\overline{CEB}$) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(g) Ceny energii niezbilansowania (CEN) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(h) Ilości energii niezbilansowania (EN) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(i) Cen mocy bilansujących nabytych w trybie uzupełniającym (CMBU) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(j) Wielkości mocy bilansujących nabytych w trybie uzupełniającym (MBU) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(k) Ceny rezerwy operacyjnej (COR) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(l) Wartości górnego limitu dobowego ceny rezerwy operacyjnej ($CORD^{Max}$) dla doby handlowej *d*;

(m) Wielkości rezerwy operacyjnej (RO) dla każdego OREB doby handlowej *d;*

(n) Zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną poza platformą RR (ZEB^{PP}) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(o) Stanu zakontraktowania KSE (SK) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(p) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych na RBN, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(q) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjętych jako ostatnie w ramach RBN i RBB, wykaz

anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(r) Ofert na energię bilansującą, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystanych przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO), wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(s) Ofert portfolio na moce bilansujące, w zakresie oferowanych cen oraz wielkości mocy, przyjętych w trybie podstawowym, wykaz anonimowy wszystkich ofert z podziałem na typy mocy bilansujących dla każdego $ONMB^{P}$ doby handlowej *d*;

(t) Ofert na moce bilansujące, w zakresie oferowanych cen oraz wielkości mocy, przyjętych na RBN, wykaz anonimowy wszystkich ofert z podziałem na typy mocy bilansujących dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(u) Kosztu pokrycia zapotrzebowania na RB (KCZ) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(v) Kosztu bilansowania na RB (KB) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(w) Kosztu usuwania ograniczeń na RB (KO) dla każdego ORN doby handlowej *d*;

(x) Kosztu mocy bilansujących (KMB) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

(y) Kosztu rezerwy operacyjnej (KRO) dla każdego OREB doby handlowej *d*;

22 SYSTEMY TELEINFORMATYCZNE

(1) System informatyczny OSP, wspomagający działanie RB współdziała z następującymi systemami elektronicznej wymiany danych z URB:

(1.1) System wymiany informacji o rynku energii (WIRE);

(1.2) System operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących (SOWE);

(1.3) Portal rynku energii i usług (PREU);

(1.4) System automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (LFC).

(2) Wymagania funkcjonalne i techniczne oraz zakres wymiany informacji są określone w IRiESP oraz właściwych standardach technicznych.

(3) Zakres stosowania poszczególnych systemów w celu wymiany danych dotyczących JB oraz JG są określone w pkt 8.1(27), 10 i 11 oraz załączniku nr 2 do WDB.

23 ZAWIESZANIE I PRZYWRACANIE DZIAŁAŃ RYNKOWYCH ORAZ ROZLICZENIA W PRZYPADKU ZAWIESZENIA DZIAŁAŃ RYNKOWYCH

(1) Zgodnie z art. 18 ust. 2 rozporządzenia 2017/2195 WDB obejmują:

(1.1) Zasady zawieszenia i przywracania działań rynkowych zgodnie z art. 36 rozporządzenia 2017/2196;

(1.2) Szczegółowe zasady rozliczania niezbilansowania i rozliczania energii bilansującej w okresie zawieszenia działań rynkowych zgodnie z art. 39 rozporządzenia 2017/2196;

zatwierdzone przez Prezesa URE decyzją z dnia 7 czerwca 2019 r., znak: DRE.WKP.744.2.6.2019.ZJ, wraz z ich ewentualnymi zmianami albo każdą późniejszą decyzją Prezesa URE wydaną w tym zakresie.

24 POSTĘPOWANIE REKLAMACYJNE

(1) Reklamacje podmiotów RB powstałe na gruncie WDB lub w związku z nimi powinny być zgłaszane na piśmie, w terminie nie dłuższym niż 14 dni od zaistnienia okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, za wyjątkiem sytuacji dotyczących korygowania rozliczeń.

(2) Reklamacje powinny być wnoszone:

(2.1) W formie pisemnej, podpisanej przez osoby upoważnione do reprezentowania podmiotu RB, pod adres:

PSE S.A.
Departament Przesyłu
ul. Warszawska 165
05-520 Konstancin-Jeziorna

lub

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

W przypadku zmiany powołanych wyżej danych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień WDB, OSP prześle do podmiotów RB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać reklamacje.

(3) W reklamacji należy wskazać dane adresowe podmiotu RB oraz adres poczty elektronicznej na potrzeby korespondencji dotyczącej reklamacji, datę zaistnienia i dokładny opis okoliczności stanowiących podstawę reklamacji, przyczynę reklamacji wraz z uzasadnieniem oraz powołać dokumenty uzasadniające żądanie. Jeżeli dokumenty uzasadniające żądanie nie są w posiadaniu OSP, to poświadczone kopie tych dokumentów powinny być załączone do reklamacji.

(4) Termin na rozstrzygnięcie reklamacji wynosi 14 dni. Odpowiedź OSP na reklamację udzielana jest w formie pisemnej i przesyłana pocztą na dane adresowe wskazane w reklamacji albo w formie elektronicznej i przesyłana pocztą elektroniczną na adres wskazany w reklamacji.

(5) Jeżeli OSP nie uwzględnił reklamacji w całości lub części podmiot RB ma prawo w terminie 14 dni od daty otrzymania odpowiedzi zgłosić do OSP pisemny wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji zawierający uzasadnienie faktyczne i prawne zgłaszanego żądania oraz nazwiska przedstawicieli upoważnionych do prowadzenia bezpośrednich negocjacji.

(6) Wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji rozstrzyga OSP w terminie nie przekraczającym 60 dni od daty jego zgłoszenia. OSP może uwzględnić reklamację w całości lub części lub utrzymać swoje poprzednie stanowisko zawarte w odpowiedzi na reklamację.

(7) OSP rozpatruje wniosek o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji po przeprowadzeniu bezpośrednich negocjacji z upoważnionymi przedstawicielami podmiotu RB zgłaszającego ten wniosek.

(8) Rozstrzygnięcie wniosku o ponowne rozstrzygnięcie reklamacji OSP przesyła podmiotowi RB w formie pisemnej lub elektronicznej na adresy jak w pkt (4).

(9) Reklamacje prowadzące do sporu pomiędzy OSP a pozostałymi podmiotami RB, powstałe na gruncie WDB lub w związku z nimi, które nie zostaną uwzględnione w trakcie powyższego postępowania reklamacyjnego będą rozstrzygane przez sąd zgodnie z zapisem zawartym w wiążącej strony umowie przesyłania.

(10) Skierowanie sprawy do rozstrzygnięcia zgodnie z zapisem na sąd zawartym w umowie przesyłania musi być poprzedzone procedurą reklamacyjną zgodnie z powyższymi postanowieniami.

25 ZAŁĄCZNIKI

Poniższe załączniki stanowią integralną część WDB:

Załącznik nr 1 Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych.

Załącznik nr 2 Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących.