Warszawa, dnia 16 czerwca 2016 r.

PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
Maciej Bando

DRR-0732-2(78)/2010/2016/LK

DECYZJA

Na podstawie art. 155 w zw. z art. 104 § 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2013 r., poz. 267 ze zm.) oraz art. 9g ust. 7 i art. 23 ust. 2 pkt 8 w związku z art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 ze zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne",

po rozpatrzeniu wniosku
Polskich Sieci Elektroenergetycznych Spółka Akcyjna,
z siedzibą w Konstancinie –Jeziornie, ul. Warszawska 165,

z dnia 2 grudnia 2015 r., znak: Z-943-DO-PM-WAR.7000.2015.3, uzupełnionego pismami z dnia: 20 maja 2016 r., znak: Z-422-DO-PM-WAR.7000.2015.11 i 1 czerwca 2016 r., znak: Z-447-DO-PM-WAR.7000.2015.15, w sprawie zmiany decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 23 lipca 2010 r., znak: DPK-4320-1(6)/2010/KS, zatwierdzającej Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części ogólnej oraz w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi oraz uchylającej decyzję z dnia 10 lutego 2006 r., znak: DPK-7102-14(5)/2006, uzupełnionej decyzją z dnia 29 lipca 2010 r., znak: DPK-4320-1(8)/2010/KS/AGF, zmienionej decyzjami: z dnia 20 września 2010 r., znak: DPK-4320-2(2)/2010/KS, z dnia 10 listopada 2010 r., znak: DPK-4320-2(4)/2010/LK, z dnia 31 lipca 2012 r., znak: DPK-4321 -2(6)/2010/2012/LK/AKG, z dnia 16 listopada 2012 r., znak: DPK-4320-2(8)/2010/2012/LK, z dnia 14 grudnia 2012 r., znak: DPK-4320-2(13)/2010/2012/LK, z dnia 29 stycznia 2013 r., znak: DPK-4320-2(16) /2010÷2013/LK, z dnia 30 stycznia 2013 r., znak: DPK-4320-2(18)/2010/2012/KS oraz z dnia 18 listopada 2013 r., znak: DRR-4320-2(26)/2010/2013/JRz, z dnia 10 grudnia 2013 r., znak: DRR-4320-2(27)/2010/2013/JRz, z dnia 26 maja 2014 r., znak: DRR-4320-2(38)/2010/2014/LK, z dnia 31 lipca 2014 r., znak: DRR-4320-2(40)/2010/2014/LK, z dnia 6 listopada 2014 r., znak: DRR-4320-2(48)/2010/2014 /LK, z dnia 15 grudnia 2015 r., znak: DRR-0732-2(57)/2010/2015/LK oraz z dnia 29 kwietnia 2016 r., znak: DRR-4320- 2(72)/2010/2015/MH

postanawiam

1. zmienić decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w części ogólnej oraz w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi z dnia 23 lipca

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI * 1 *

2010 r., znak: DPK-4320-1(6)/2010/KS, uzupełnioną decyzją z dnia 29 lipca 2010 r., znak: DPK-4320-1(8)/2010/KS/AGF, wraz z późniejszymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej nr CB/14/2014 stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszej decyzji, w zakresie zmian określonych w części zatytułowanej „Uaktualnienie zasad wymiany międzysystemowej" znajdującej się na stronach od 23 do 26 tej Karty aktualizacji,

2. określić termin wejścia w życie zmian określonych w pkt 1 powyżej, które podlegają zatwierdzeniu niniejszą decyzją, na dzień 1 lipca 2016 r., zgodnie z wnioskiem strony.

UZASADNIENIE

Pismem z dnia 2 grudnia 2015 r., znak: Z-943-DO-PM-WAR.7000.1.2015.3, przedsiębiorstwo energetyczne Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (zwane dalej: „PSE S.A.") przedłożyło do zatwierdzenia projekt zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (zwanej dalej: „IRiESP") w formie Karty aktualizacji IRiESP nr CB /14/2015.

Prezes URE decyzją z dnia 15 grudnia 2015 r., znak: DRR-0732-2(57)/2010/2015/LK, zmienił swoją decyzję zatwierdzającą IRiESP w części ogólnej oraz w części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi z dnia 23 lipca 2010 r., znak: DPK-4320-1(6)/2010/KS, uzupełnioną decyzją z dnia 29 lipca 2010 r., znak: DPK-4320-1(8)/2010/KS/AGF, wraz z późniejszymi zmianami, poprzez zatwierdzenie zmian określonych w Karcie aktualizacji IRiESP nr CB/14/2015 stanowiącej załącznik nr 1 do tej decyzji, z wyłączeniem zmian określonych w części zatytułowanej „Uaktualnienie zasad wymiany międzysystemowej" znajdującej się na stronach od 22 do 24 załączonej Karty aktualizacji. Jednocześnie został określony termin wejścia w życie zmian określonych w powyższej decyzji, które podlegały zatwierdzeniu tą decyzją, na dzień 1 stycznia 2016 r., zgodnie z wnioskiem strony.

W związku z powyższym w celu dokonania rozstrzygnięcia w przedmiocie zatwierdzenia zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w pozostałym zakresie tj. zmian określonych w części zatytułowanej „Uaktualnienie zasad wymiany międzysystemowej" znajdującej się na stronach od 22 do 24 wyżej wymienionej Karty aktualizacji, Prezes URE przeprowadził dodatkową analizę.

W wyniku przeprowadzonej analizy Prezes URE pismem z dnia 9 maja 2016 r., znak: DRR-4320-2(75)/2010/2016/LK, wezwał PSE S.A., będącą stroną postępowania, do dostosowania wniosku w tym zakresie do aktualnie obowiązujących przepisów prawa tj. m. in. do dokonania korekt wynikających z faktu, że Prezes URE zatwierdzając IRiESP lub kartę aktualizacji działa na podstawie art. 9g ust. 7 i art. 23 ust. 2 pkt 8 ustawy - Prawo energetyczne, natomiast podstawą do zatwierdzenia metod alokacji zdolności przesyłowych jest art. 23 ust. 2 pkt 11b) ustawy - Prawo energetyczne. W konsekwencji zapisy zmienionej IRiESP – Bilansowanie nie mogą stać w sprzeczności ze wskazanym powyżej stanem prawnym.

PSE S.A., w odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE, uzupełniła swój wniosek pismem z dnia 20 maja 2016 r., znak: Z-422-DO-PM-WAR.7000-1-2015.11, z załączoną zmienioną wersją projektu Karty aktualizacji IRiESP nr CB/14/2015 w części zatytułowanej „Uaktualnienie zasad wymiany międzysystemowej", jednocześnie wskazując w zmodyfikowanym projekcie datę 1 lipca 2016 r., jako planowany termin wdrożenia zmian określonych w Karcie aktualizacji IRiESP nr CB/14/2015 w części, która nie została zatwierdzona decyzja prezesa URE z dnia 15 grudnia 2015 r., znak: DRR-0732-2(57)/2010/2015/LK.

Pismem z dnia 30 maja 2016 r., znak: DRR-4320-2(76)/2010/2016/LK, Prezes URE zawiadomił PSE S.A. o zakończeniu postępowania dowodowego i o możliwości zapoznania się z aktami sprawy, jednocześnie informując, że w aktach sprawy znajdują się wyłącznie materiały przedstawione przez stronę w trakcie postępowania. W odpowiedzi PSE S.A. pismem z dnia 1 czerwca 2016 r., znak: Z-447-DO-PM-WAR.7000.1.2015.14, stwierdziła, iż odstępuje od zapoznania się z materiałem dowodowym zebranym w sprawie oraz nie składa uwag i wyjaśnień do zgromadzonego w aktach sprawy materiału dowodowego.

Przeprowadzona szczegółowa analiza zebranego materiału dowodowego pozwoliła na ustalenie, co następuje.

W zmienionym na wezwanie Prezesa URE projekcie Karty aktualizacji IRiESP nr CB/14/2015 w części zatytułowanej „Uaktualnienie zasad wymiany międzysystemowej", znajdującej się na stronach od 23 do 26 tej Karty aktualizacji, wprowadzono odwołanie do zasad rezerwacji Zdolności Przesyłowych Wymiany (ZPW) dla Dnia Bieżącego publikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, w których znajdują się aktualne reguły zawieszenia przez OSP udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej w sytuacjach niewykorzystania przez UWM w całości pozyskanych przez niego zdolności przesyłowych wymiany (ZPW). W zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego są też zamieszczone obowiązujące reguły zawieszenia przez Biuro Alokacji udziału uczestników rynku w procedurze udostępniania zdolności przesyłowych wymiany w trybie dnia bieżącego w sytuacjach przekroczenia maksymalnej dozwolonej liczby (limitu) zgłoszeń ofert.

Analogiczne odwołanie wprowadzono w odniesieniu do reguł redukcji ZPW oraz Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (UGWM) dla Dnia Następnego. W tym zakresie przywołano zasady alokacji i nominacji ZPW dla regionu CEE publikowane przez Biuro Przetargów. W punktach IRiESP dotyczących zasad Wymiany Międzysystemowej usunięte zostały nazwy własne dokumentów i biur, zastępując je nazwami ogólnymi. Ponadto wskazano, że metody alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych, do których występują odwołania w IRiESP, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w ramach oddzielnego postępowania administracyjnego, a tym samym nie stanowią one części IRiESP.

Mając na względzie zmiany wprowadzone do projektu Karty aktualizacji IRiESP nr CB/14/2015, załączonego do uzupełnionego wniosku PSE S.A., po ustaleniu stanu faktycznego oraz po analizie materiału dowodowego zgromadzonego w tej sprawie

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI * 1 *

Prezes URE ustalił, że zachodzą przesłanki uprawniające organ do zatwierdzenia zmiany decyzji, określone w treści art. 155 Kodeksu postępowania administracyjnego, w zakresie określonym w pkt 1 niniejszej decyzji. W szczególności, zmiana decyzji może nastąpić jedynie wówczas, gdy przepisy szczególne nie sprzeciwiają się tej zmianie i przemawia za tym interes społeczny lub słuszny interes strony.

W przedmiotowej sprawie z uwagi na to, iż przepisy szczególne nie sprzeciwiają się zmianie decyzji Prezesa URE, uwzględniono wniosek strony dotyczący zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej w zakresie określonym w pkt 1 niniejszej decyzji. Za zmianą tej decyzji przemawia także interes społeczny oraz słuszny interes strony.

Jednocześnie określono datę wejścia w życie zmian IRiESP, podlegających zatwierdzeniu zgodnie z pkt 1 sentencji niniejszej decyzji, na dzień 1 lipca 2016 r. tj. zgodnie z wnioskiem strony.

Mając powyższe na względzie orzeczono jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 479^{46} pkt 1 i art. 479^{47} § 1 Kodeksu postępowania cywilnego). Odwołanie należy przesłać na adres Urzędu Regulacji Energetyki, Al. Jerozolimskie 181, 02-222 Warszawa.
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanym dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wniosek o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub części (art. 479^{49} Kodeksu postępowania cywilnego).

Załącznik nr 1: Karta aktualizacji nr CB/14/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI * 1 *

Niniejsza decyzja jest zwolniona z opłaty skarbowej na podstawie art. 4 ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. Nr 225, poz. 1635, ze zm.) w zw. z treścią załącznika do ustawy – cz. I pkt 53

Otrzymuje:
1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
   ul Warszawska 165
   05-520 Konstancin-Jeziorna
2. a/a

Załącznik nr ....1..... do decyzji
Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki
z dnia 16 czerwca 2016r.
nr DRR-0731-2(78)/2010/2016/UK

KARTA AKTUALIZACJI nr CB/14/2015
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Data przygotowania: 2 grudnia 2015 roku.

Korekta karty aktualizacji: 20 maja 2016 roku w zakresie zasad Wymiany Międzysystemowej.

Przedmiot zmian:

Zmiany zawarte w Karcie aktualizacji nr CB/14/2015 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (dalej nazywanej również „Kartą aktualizacji") obejmują:

- Modyfikację zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy.
- Wprowadzenie zasad wykorzystywania oraz rozliczania interwencyjnej rezerwy zimnej.
- Rozszerzenie definicji URB typu Giełda Energii.
- Aktualizację nazw i kodów indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2.
- Uaktualnienie zasad Wymiany Międzysystemowej.
- Rozszerzenie zakresu informacji publikowanych przez OSP.

Modyfikacja zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy

Rozliczenia operacyjnej rezerwy mocy (ORM) zostały uzupełnione o dwa dodatkowe tryby dokonywania rozliczeń: (i) rozliczenie uzupełniające miesięczne oraz (ii) rozliczenie uzupełniające roczne. W pierwszym z nich będzie dokonywane rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń dobowych danego miesiąca, kwot godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR). W drugim będzie dokonywane rozliczenie niewydatkowanych, w ramach rozliczeń miesięcznych, części kwot składających się na Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP. W ramach każdego z rozliczeń uzupełniających będzie dotrzymywany warunek, aby średnia cena ORM Uczestnika Rynku Bilansującego dla danego roku obowiązywania Taryfy OSP nie przekroczyła wartości ceny referencyjnej godzinowej operacyjnej rezerwy mocy (CRRM), obowiązującej w tym roku.

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI
Maciej Bando
WICEPREZES ZARZĄDU
Tomasz Sikorski
PREZES ZARZĄDU
Eryk Kłossowski

W zasadach wyznaczania ceny CRRM zamiast stosowanego obecnie 7% współczynnika efektywności przyjęto współczynnik równy zero. Zastosowanie zerowego współczynnika efektywności od kolejnego roku obowiązywania Taryfy OSP, tj. od 2016 roku, spowoduje, że cena CRRM będzie dla tego roku równa 41,20 zł/MW-h.

Wprowadzenie zasad wykorzystywania oraz rozliczania interwencyjnej rezerwy zimnej

Określono zasady wykorzystywania oraz rozliczania na Rynku Bilansującym (RB) Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych (JG_{OSPa}) świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna. Zgodnie z tymi zasadami JG_{OSPa} będą planowane do pracy w ostatniej kolejności, to znaczy w sytuacji, gdy bez tych źródeł nie będzie możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych. Rozliczenia energii elektrycznej dostarczanej na RB przez JG_{OSPa} świadczące usługę interwencyjna rezerwa zimna będą dokonywane na podstawie kosztów zmiennych wytwarzania, w tym ceny jednostkowej uruchomienia (CU), ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej (CW) oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}).

W zasadach kształtowania ceny rozliczeniowej odchylenia (CRO), zdolności wytwórcze JG_{OSPa} świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna, wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej, będą reprezentowane z maksymalną wartością ceny energii elektrycznej na RB, tzn. z ceną 1500 zł/MWh. Analogiczne zasady będą stosowane w odniesieniu do zdolności wytwórczych JG_{OSPa} świadczących usługę praca interwencyjna.

Dodatkowo w zasadach kształtowania ceny CRO wprowadzono zmianę polegającą na korygowaniu zapotrzebowania stanowiącego podstawę do wyznaczania ceny CRO o saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych.

Rozszerzenie definicji URB typu Giełda Energii

Definicja Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii została rozszerzona o podmioty pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi.

Aktualizacja nazw i kodów indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2

Dostosowano nazwy i kody indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2 do aktualnie stosowanych na giełdach. Zachowano przy tym zasadę wykorzystania trzech indeksów z rynku spotowego i trzech indeksów kontraktów terminowych do wyznaczenia rozliczeniowej ceny uprawnień do emisji CO_2 (RC^{CO2}).

Uaktualnienie zasad Wymiany Międzysystemowej

Wprowadzono odwołanie do zasad rezerwacji Zdolności Przesyłowych Wymiany (ZPW) dla Dnia Bieżącego publikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, w których znajdują się aktualne reguły zawieszenia przez OSP udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej w sytuacjach niewykorzystania przez UWM w całości pozyskanych przez niego zdolności przesyłowych wymiany (ZPW). W zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego są też zamieszczone obowiązujące reguły zawieszenia przez Biuro Alokacji udziału

uczestników rynku w procedurze udostępniania zdolności przesyłowych wymiany w trybie dnia bieżącego w sytuacjach przekroczenia maksymalnej dozwolonej liczby (limitu) zgłoszeń ofert.

Analogiczne odwołanie wprowadzono w odniesieniu do reguł redukcji ZPW oraz Uzgodnionych Grafików Wymiany Międzysystemowej (UGWM) dla Dnia Następnego. W tym zakresie przywołano zasady alokacji i nominacji ZPW dla regionu CEE publikowane przez Biuro Przetargów.

W punktach IRiESP dotyczących zasad Wymiany Międzysystemowej usunięte zostały nazwy własne dokumentów i biur, zastępując je nazwami ogólnymi. Ponadto wskazano, że metody alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych, do których występują odwołania w IRiESP, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w ramach oddzielnego postępowania administracyjnego, a tym samym nie stanowią one części IRiESP.

Rozszerzenie zakresu informacji publikowanych przez OSP

Zakres informacji publikowanych przez OSP został uzupełniony o następujące dane:

- Wykorzystanie JG_{OSPa} w planach pracy KSE: PKD i BPKD.
- Koszt usługi praca interwencyjna oraz interwencyjna rezerwa zimna.
- Prognozy generacji wiatrowej z etapu tworzenia planu BTHD i WPKD.
- Podział anonimowego wykazu ofert bilansujących ze względu na rodzaj paliwa podstawowego jednostek wytwórczych.

Szczegółowy wykaz zmian zawiera *„Specyfikacja zmian wprowadzanych Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”*, przedstawiona w dalszej części Karty aktualizacji.

Przyczyna zmian:

Modyfikacja zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy

Wdrażane modyfikacje zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy mają na celu zwiększenie zachęt do oferowania zdolności wytwórczych JG_{Wa} na Rynku Bilansującym. Tworzenie takich zachęt będzie szczególnie istotne w najbliższym okresie ze względu na trudną sytuację bilansową KSE.

Zwiększenie zachęt do oferowania zdolności jest uzyskiwane poprzez wprowadzenie rozliczeń uzupełniających operacyjnej rezerwy mocy – miesięcznych oraz rocznego. Dzięki temu stawki opłat za operacyjną rezerwę mocy będą odpowiadać kwocie uznanej przez Prezesa URE za uzasadniony koszt pozyskania operacyjnej rezerwy mocy przez OSP. Do zwiększenia przedmiotowych zachęt przyczyni się również odstąpienie od stosowania współczynnika efektywności przy wyznaczaniu ceny CRRM.

Wprowadzenie zasad wykorzystywania oraz rozliczania interwencyjnej rezerwy zimnej

Szczegółowe zasady w zakresie aktywowania i rozliczania usługi interwencyjna rezerwa zimna (IRZ) są wprowadzane w związku z rozpoczęciem, od 1 stycznia 2016 roku, wykorzystywania tej usługi przez OSP. Z uwagi na pozarynkowy charakter funkcjonowania źródeł świadczących

usługę interwencyjna rezerwa zimna przewidziano aktywowanie tych źródeł w ostatniej kolejności. Energia elektryczna wytwarzana w ramach usługi IRZ będzie uwzględniana przy wyznaczaniu ceny CRO z maksymalną dopuszczalną na Rynku Bilansującym wartością, tj. 1500 zł/MWh. Ma to na celu odzwierciedlenie interwencyjnej natury jej dostaw oraz faktu, że jest to właściwa wycena energii w sytuacji, gdy zdolności wytwórcze źródeł uczestniczących w rynku są niewystarczające do pokrycia krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Z tego samego powodu maksymalna wartość ceny będzie także przypisywana energii elektrycznej wytwarzanej przez źródła świadczące usługę praca interwencyjna. Równocześnie, w celu poprawnego odwzorowania kosztów pracy tych źródeł w kosztach ograniczeń na Rynku Bilansującym, rozliczenia energii elektrycznej dostarczanej przez źródła wytwórcze świadczące usługę IRZ będą oparte na kosztach zmiennych jej wytwarzania.

Z uwagi na fakt, że interwencyjny charakter ma również międzyoperatorska wymiana energii elektrycznej oraz energia elektryczna zużywana na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych świadczących usługę praca interwencyjna, to w kształtowaniu ceny CRO wprowadzono zasadę korygowania zapotrzebowania stanowiącego podstawę wyznaczania ceny CRO o ilość energii elektrycznej dostarczanej w ramach tej wymiany oraz na pompowanie. W wyniku wprowadzenia tej zmiany, w przypadku realizacji międzyoperatorskiej dostawy energii z systemu krajowego do systemu sąsiedniego, produkowana na ten cel energia elektryczna nie będzie powiększać zapotrzebowania stanowiącego podstawę kształtowania ceny CRO. Analogicznie, energia importowana z systemu sąsiedniego nie będzie pomniejszać tego zapotrzebowania. Dzięki temu działania międzyoperatorskie, np. redispatching, nie będą wpływać na wartość cen CRO.

Rozszerzenie definicji URB typu Giełda Energii

Rozszerzenie jest wprowadzane w celu umożliwienia Giełdowym izbom rozrachunkowym dokonywania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii (USE) do OSP w ramach realizacji zadań określonych w art. 14 ust. 2d ustawy z dnia 26 października 2000 roku o giełdach towarowych. Regulacje te w szczególności uprawniają Giełdowe izby rozrachunkowe do dokonywania do OSP zgłoszeń zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej z rozliczanych przez nie transakcji.

Aktualizacja nazw i kodów indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2

Zmiana w zakresie indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2 jest wprowadzana w związku z modyfikacją ich nazw i kodów na giełdach EEX, Nasdaq OMX oraz ICE.

Uaktualnienie zasad Wymiany Międzysystemowej

W związku z określeniem w dokumentach zewnętrznych szczegółowych zasad realizacji Wymiany Międzysystemowej, do IRiESP zostało wprowadzone odwołanie do tych dokumentów.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne metody alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE w ramach oddzielnego postępowania administracyjnego, tym samym nie stanowią one części IRiESP. Wprowadzone w tym zakresie zapisy do IRiESP mają jedynie charakter informacyjny.

Rozszerzenie zakresu informacji publikowanych przez OSP

Publikacja danych w zakresie usługi interwencyjna rezerwa zimna jest wprowadzana w związku z rozpoczęciem wykorzystywania tej usługi od 1 stycznia 2016 roku. Rozszerzenie zakresu publikacji o pozostałe dane stanowi uwzględnienie postulatów zgłaszanych przez użytkowników systemu.

Planowany termin wdrożenia zmian:

a) Uaktualnienie zasad Wymiany Międzysystemowej – od 1 lipca 2016 roku.

b) Pozostałe zmiany – od 1 stycznia 2016 roku.

Zakres zmian:

Lp.	Rozdział IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		Zestawienie zmian
Modyfikacja zasad rozliczania operacyjnej rezerwy mocy			
1.	**1.1.**	Wykaz skrótów	Zaktualizowano opis skrótu PWI
			Dodaje się skróty: RHKNUR, RHNUR
2.	**5.3.2.**	Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa}	Zmianie ulegają pkt: 5.3.2.1.6., 5.3.2.3.1.7.
			Zmiana nazwy pkt 5.3.2.3.1. na: *Rozliczenia za operacyjną rezerwę mocy*
			Dodaje się pkt 5.3.2.3.1.8.
			Numeracja dotychczasowego punktu 5.3.2.3.1.8. zostaje zmieniona na 5.3.2.3.1.9.
3.	**5.3.4.**	Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}	Nowy punkt
4.	**5.4.6.**	Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}	Nowy punkt
5.	**5.5.5.**	Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}	Nowy punkt
Wprowadzenie zasad wykorzystywania oraz rozliczania interwencyjnej rezerwy zimnej			
6.	**2.1.4.**	Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego	Zmianie ulega pkt 2.1.4.18.
7.	**3.1.2.**	Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych	Zmianie ulegają pkt: 3.1.2.1.1.5., 3.1.2.2.3.
8.	**3.1.5.**	Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej	Dodaje się pkt 3.1.5.1.6.
9.	**3.1.7.**	Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej	Dodaje się pkt 3.1.7.6.
10.	**4.1.1.**	Zasady ogólne planowania koordynacyjnego	Dodaje się pkt 4.1.1.6.
11.	**4.1.4.**	Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)	Zmianie ulega pkt 4.1.4.2.1.
12.	**5.1.1.**	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych	Zmianie ulega pkt 5.1.1.4.
13.	**5.1.3.**	Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych	Zmianie ulega pkt 5.1.3.2.(3)
14.	**5.1.4.**	Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej	Zmianie ulegają pkt: 5.1.4.1., 5.1.4.2.

Lp.	Rozdział IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi		Zestawienie zmian
15.	**5.3.1.**	Rozliczenia na Rynku Bilansującym	Zmianie ulegają pkt: 5.3.1.3.4.3.4., 5.3.1.3.4.3.5., 5.3.1.3.4.4.3., 5.3.1.3.4.4.6., 5.3.1.3.6.3.3.
Rozszerzenie definicji URB typu Giełda Energii			
16.	**2.1.1.**	Podmioty Rynku Bilansującego	Zmianie ulega pkt 2.1.1.4.(4)
17.	**2.1.3.**	Obiekty Rynku Bilansującego	Zmianie ulega pkt 2.1.3.18.(11)
18.	**2.1.4.**	Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego	Zmianie ulegają pkt: 2.1.4.14., 2.1.4.26.
Aktualizacja nazw i kodów indeksów cenowych uprawnień do emisji CO_2			
19.	**5.3.1.**	Rozliczenia na Rynku Bilansującym	Zmianie ulega pkt 5.3.1.3.4.2.3.
Uaktualnienie zasad Wymiany Międzysystemowej			
20.	**2.2.4.**	Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej	Zmianie ulegają pkt: 2.2.4.1.3., 2.2.4.3.1., 2.2.4.3.2., 2.2.4.3.5., 2.2.4.3.8., 2.2.4.4.1.
21.	**4.5.1.**	Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych	Zmianie ulega pkt 4.5.1.5.
			Dodaje się pkt 4.5.1.7.
22.	**4.5.2.**	Zasady udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych	Zmianie ulega pkt 4.5.2.4.
Rozszerzenie zakresu informacji publikowanych przez OSP			
23.	**6.4.**	Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP	Zmianie ulegają pkt: 6.4.2. ÷ 6.4.5.

Specyfikacja zmian wprowadzanych Kartą aktualizacji nr CB/14/2015 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Zmianie ulegają następujące punkty Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi:

MODYFIKACJA ZASAD ROZLICZANIA OPERACYJNEJ REZERWY MOCY

1. WYKAZ SKRÓTÓW I OZNACZEŃ ORAZ DEFINICJE STOSOWANYCH POJĘĆ

1.1. Wykaz skrótów

W wykazie skrótów zaktualizowano opis następujących skrótów:

PWI – Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP

Do wykazu skrótów dodaje się następujące skróty:

RHKNUR – Raport handlowy korygujący rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

RHNUR – Raport handlowy rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

5.3.2. Rozliczenia Regulacyjnych Usług Systemowych JG_{Wa}

Pkt 5.3.2.1.6. otrzymuje brzmienie:

5.3.2.1.6. Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy (CRRM) jest równa średniemu jednostkowemu technicznemu kosztowi stałemu zdolności wytwórczych JG_{Wa} bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży, skorygowanemu współczynnikiem efektywności w_e, odniesionemu do mocy osiągalnej JG_{Wa}, alokowanemu do godzin szczytu zapotrzebowania (rozumianych

jako okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych).

Dla 2014 roku wartość ceny CRRM została wyznaczona na podstawie średnich kosztów stałych bez kosztu amortyzacji, kosztu zarządu oraz kosztu sprzedaży wykonanych w latach 2010 – 2012, skorygowanych współczynnikiem efektywności w_e równym 0,93, zindeksowanych odpowiednio wykonanymi wskaźnikami inflacji w latach 2011 i 2012 i prognozowanymi wskaźnikami inflacji na lata 2013 i 2014 oraz na podstawie mocy osiągalnych JGw_a w latach 2010 – 2012. Wartość ceny CRRM dla 2014 roku wynosi 37,13 zł/MW-h.

Wartość ceny CRRM dla kolejnych lat po 2014 roku jest wyznaczana poprzez indeksację ceny z roku poprzedniego, przy czym od 2016 roku stosuje się współczynnik efektywności w_e równy 1,00. Cena CRRM dla kolejnego roku r jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$CRRM_r = \frac{CRRM_{r-1} \cdot w_{e,r} \cdot WS_{r-1} \cdot PWI_r}{w_{e,r-1} \cdot WS_r} \qquad (5.100a)$$

gdzie:

$w_{e,r}$ – Współczynnik efektywności dla roku r.

WS_r – Współczynnik okresu szczytowego zapotrzebowania wyznaczony dla roku r, jako iloraz: (i) liczby godzin szczytu zapotrzebowania w roku r, oraz (ii) liczby wszystkich godzin w roku r.

PWI_r – Prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych, uznany przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla roku r.

r – Indeks roku, dla którego jest wyznaczana cena CRRM.

Tytuł pkt 5.3.2.3.1. otrzymuje brzmienie:

5.3.2.3.1. Rozliczenia za operacyjną rezerwę mocy

Pkt 5.3.2.3.1.7. otrzymuje brzmienie:

5.3.2.3.1.7. Należność miesięczna N_{jm}^{OR} dla j-tej JGw_r w miesiącu m za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako suma dobowych należności N_{jd}^{OR} z poszczególnych dób $d \in Dm$ miesiąca m oraz należności uzupełniającej miesięcznej NU_{jm}^{OR} za operacyjną rezerwę mocy w miesiącu m, wyznaczanej w sposób określony w pkt 5.3.2.3.1.8.:

$$N_{jm}^{OR} = \sum_{d \in Dm} N_{jd}^{OR} + NU_{jm}^{OR} \qquad (5.103)$$

Dodaje się pkt 5.3.2.3.1.8. o następującym brzmieniu:

5.3.2.3.1.8. Należność uzupełniająca miesięczna NU_{jm}^{OR} dla *j*-tej JGwr w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych godzinach miesiąca *m* według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w miesiącu *m* dla *j*-tej JGwr nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jm}^{OR} = \min\left[\left(LH_m^S \cdot BGOR - \sum_{d\in Dm}\sum_{i\in Jwr} N_{id}^{OR}\right)\cdot \frac{\sum_{d\in Dm}\left(POR_{jd}\cdot CRRM - N_{jd}^{OR}\right)}{\sum_{d\in Dm}\sum_{i\in Jwr}\left(POR_{id}\cdot CRRM - N_{id}^{OR}\right)}, \sum_{d\in Dm}\left(POR_{jd}\cdot CRRM - N_{jd}^{OR}\right)\right] \quad (5.103a)$$

gdzie:

BGOR	*[zł]*	-	Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy.
CRRM	*[zł/MW-h]*	-	Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy.
POR_{jd}	*[MW-h]*	-	Zdolności wytwórcze *j*-tej JGwr w dobie *d* rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy.
N_{jd}^{OR}	*[zł]*	-	Należność dobowa dla *j*-tej JGwr w dobie *d* za operacyjną rezerwę mocy.
LH_m^S		-	Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w miesiącu *m*, obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych miesiąca *m*.
Dm		-	Zbiór dób miesiąca *m*.
Jwr		-	Zbiór JGwr.

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{d\in Dm}\sum_{i\in Jwr}\left(POR_{id}\cdot CRRM - N_{id}^{OR}\right) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca miesięczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej JGwr w miesiącu *m* jest równa zero.

Numeracja dotychczasowego punktu 5.3.2.3.1.8. zostaje zmieniona na 5.3.2.3.1.9.

Dodaje się pkt 5.3.4. o następującym brzmieniu:

5.3.4. Rozliczenia uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.3.4.1. Ogólne zasady rozliczeń

5.3.4.1.1. Przedmiotem rozliczeń w ramach rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} są zdolności wytwórcze JG_{Wa} stanowiące operacyjną rezerwę mocy (POR), wyznaczone dla JG_{Wr} zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.3.

5.3.4.1.2. Należności z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} są wyznaczane, z zastrzeżeniem pkt 5.3.4.1.3., w ramach kwoty stanowiącej Uzasadniony koszt pozyskiwania operacyjnej rezerwy mocy w danym roku obowiązywania Taryfy OSP (UKOR) niewydatkowanej w rozliczeniach miesięcznych, dokonanych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.3.1.

5.3.4.1.3. Średnia cena operacyjnej rezerwy mocy dla JG_{Wr} dla danego roku obowiązywania Taryfy OSP, wyznaczona przy uwzględnieniu należności miesięcznych za operacyjną rezerwę mocy oraz należności uzupełniającej rocznej za operacyjną rezerwę mocy dla tego roku, nie może być większa od ceny CRRM wyznaczonej dla tego roku zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.2.1.6.

5.3.4.1.4. Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwą mocy JG_{Wa} jest rok obowiązywania Taryfy OSP. Terminem płatności jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego.

5.3.4.1.5. Korekta rozliczeń jest wykonywana do 15. dnia czwartego miesiąca kalendarzowego po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Po upływie tego okresu rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

5.3.4.1.6. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwą mocy JG_{Wa}, według zasad określonych w pkt 5.3.4., jest stosowane po raz pierwszy poczynając od roku obowiązywania Taryfy OSP zatwierdzonej przez Prezesa URE dla 2016 roku.

5.3.4.2. Procedura rozliczeń ilościowych i wartościowych

5.3.4.2.1. Rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy jest realizowane dla Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}) i dotyczy wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych składających się na tą JG_{Wr}. Rozliczenie jest dokonywane dla godzin szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7.00 do godziny 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku obowiązywania Taryfy OSP.

5.3.4.2.2. Należność uzupełniająca roczna NU_{jr}^{OR} dla *j*-tej JGWr w roku *r* za operacyjną rezerwę mocy jest wyznaczana jako rozłożenie sumy niewykorzystanych godzinowych budżetów operacyjnej rezerwy mocy (BGOR) w poszczególnych miesiącach roku *r* według następującego wzoru, uwzględniającego warunek, że średnia cena operacyjnej rezerwy mocy w roku *r* dla *j*-tej JGWr nie może być większa od ceny CRRM:

$$NU_{jr}^{OR} = \min\left[\left(LH_r^S \cdot BGOR - \sum_{m\in Mr}\sum_{i\in Jwr} N_{im}^{OR}\right)\cdot\frac{\sum_{m\in Mr}\left(POR_{jm}\cdot CRRM - N_{jm}^{OR}\right)}{\sum_{m\in Mr}\sum_{i\in Jwr}\left(POR_{im}\cdot CRRM - N_{im}^{OR}\right)}, \sum_{m\in Mr}\left(POR_{jm}\cdot CRRM - N_{jm}^{OR}\right)\right] \quad (5.129)$$

gdzie:

BGOR *[zł]* - Budżet godzinowy operacyjnej rezerwy mocy dla roku *r* wyznaczony zgodnie z pkt 5.3.2.1.4.

CRRM *[zł/MW-h]* - Cena referencyjna godzinowa operacyjnej rezerwy mocy dla roku *r* wyznaczona zgodnie z pkt 5.3.2.1.6.

POR_{jm} *[MW-h]* - Zdolności wytwórcze *j*-tej JGWr w miesiącu *m* rozliczone jako operacyjna rezerwa mocy, wyznaczone zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.9.

N_{jm}^{OR} *[zł]* - Należność miesięczna dla *j*-tej JGWr w miesiącu *m* za operacyjną rezerwę mocy, wyznaczona zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.7.

LH_r^S - Liczba godzin szczytu zapotrzebowania w roku *r*, obejmująca godziny od 7.00 do 22.00 we wszystkich dniach roboczych roku *r*.

Mr - Zbiór miesięcy roku *r*.

Jwr - Zbiór JGWr.

r - Indeks roku obowiązywania Taryfy OSP.

W przypadku, gdy zachodzi warunek:

$$\sum_{m\in Mr}\sum_{i\in Jwr}\left(POR_{im}\cdot CRRM - N_{im}^{OR}\right) = 0$$

przyjmuje się, że należność uzupełniająca roczna za operacyjną rezerwę mocy dla każdej JGWr w roku *r* jest równa zero.

5.3.4.2.3. Ilość zdolności wytwórczych *j*-tej JGWr rozliczonych jako operacyjna rezerwa mocy w roku *r* (POR_{jr}) jest równa sumie wielkości miesięcznych POR_{jm}, wyznaczonych zgodnie z pkt 5.3.2.3.1.9.

Dodaje się pkt 5.4.6. o następującym brzmieniu:

5.4.6. Procedury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.4.6.1. Faktury dotyczące rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w poszczególnych okresach rozliczeniowych wystawiają URB_W nie później niż 7. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

5.4.6.2. Na fakturze winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

5.4.6.3. Na fakturze korygującej winny być wyspecyfikowane następujące wielkości rozliczeniowe:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty:

(2.1) Należność z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} w danym okresie rozliczeniowym.

5.4.6.4. Terminem płatności faktur za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} jest 22. dzień po zakończeniu okresu rozliczeniowego. Terminem płatności faktur korygujących za rozliczenie uzupełniające roczne za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

Dodaje się pkt 5.5.5. o następującym brzmieniu:

5.5.5. Procedury udostępniania danych rozliczeniowych dotyczących rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa}

5.5.5.1. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy

5.5.5.1.1. Do 6. dnia po zakończeniu okresu rozliczeniowego, OSP udostępnia każdemu Operatorowi Rynku raport handlowy (RHNUR).

5.5.5.1.2. Każdy raport handlowy ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.5.1.3. W ramach raportu handlowego są udostępniane następujące dane dla poszczególnych Operatorów Rynku dotyczące ich JG_{Wr}, na które składają się JG_{Wa}:

(1) Należność dla *j*-tej JG_{Wr} w roku *r* z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} (NU_{jr}^{OR}).

5.5.5.2. Udostępnianie danych rozliczeniowych rocznych – Raport Handlowy Korygujący

5.5.5.2.1. W przypadku korekty rozliczeń OSP udostępnia poszczególnym Operatorom Rynku raport handlowy korygujący (RHKNUR).

5.5.5.2.2. Raport handlowy korygujący jest udostępniany nie później niż 15. dnia miesiąca, w którym jest wykonywana korekta rozliczeń dla okresu rozliczeniowego.

5.5.5.2.3. Każdy raport handlowy korygujący ma swój unikalny numer zawierający numer rozliczenia i identyfikator OR, dla którego jest przeznaczony.

5.5.5.2.4. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer raportu handlowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty.

5.5.5.2.5. W raporcie handlowym korygującym dla korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane:

(1) Wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne):

(1.1) Należność dla *j*-tej JG_{Wr} w roku *r* z tytułu rozliczenia uzupełniającego rocznego za operacyjną rezerwę mocy JG_{Wa} (NU_{jr}^{OR}).

(2) Wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty: zakres danych zawartych w raporcie jest taki sam jak określony w ppkt (1).

WPROWADZENIE ZASAD WYKORZYSTYWANIA ORAZ ROZLICZANIA INTERWENCYJNEJ REZERWY ZIMNEJ

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego

Pkt 2.1.4.18. otrzymuje brzmienie:

2.1.4.18. Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), może posiadać również:

(1) Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na Rynku Bilansującym z odchyleń od planowanych ilości energii na tych połączeniach, oraz Jednostki Grafikowe Wytwórcze rozliczeniowe (JG_{Wr}), jeżeli posiada Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSPa}).

3. PROCEDURY ZGŁASZANIA I PRZYJMOWANIA DO REALIZACJI PRZEZ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO UMÓW SPRZEDAŻY ORAZ PROGRAMÓW DOSTARCZANIA I ODBIORU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1.2. Tryb i harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych

Pkt 3.1.2.1.1.5. otrzymuje brzmienie:

3.1.2.1.1.5. Zgłoszenie USE w ramach RBN (dokumenty ZUSE) jest obowiązkowe dla wszystkich Jednostek Grafikowych, z wyłączeniem: Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}), Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna, oraz z zastrzeżeniem określonym w pkt 3.1.3.5.

Pkt 3.1.2.2.3. otrzymuje brzmienie:

3.1.2.2.3. Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna (dokumenty ZOBT) dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych i jest opcjonalne (nie jest obowiązkowe).

3.1.5. Zgłaszanie Ofert Bilansujących – części handlowej

Dodaje się pkt 3.1.5.1.6. o następującym brzmieniu:

3.1.5.1.6. Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.1.7.6.

3.1.7. Weryfikacja Zgłoszeń Ofert Bilansujących – części handlowej

Dodaje się pkt 3.1.7.6. o następującym brzmieniu:

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

3.1.7.6.1. Dla *j*-tej Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JG_{OSPa}) świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla godziny *h* jest wyznaczana w następujący sposób:

(1) Moc dyspozycyjna (P_{jh}^{DYSP}), moc maksymalna (P_{jh}^{MAX}) oraz moc minimalna (P_{jh}^{MIN}) JG_{OSPa} są przyjmowane według stanu na godzinę 14.30 doby *n*-1, ustalonego przez OSP na podstawie danych pozyskanych dla tej JG_{OSPa} przy pomocy systemu SOWE.

(2) Przyjęta Oferta Bilansująca – część handlowa dla JG_{OSPa} zawiera dwa pasma ofertowe ($k = 1$ i $k = 2$) określone w następujący sposób:

(2.1) Moc brutto dla pasma $k = 1$ jest równa P_{jh}^{MIN} natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn mocy brutto oraz współczynnika brutto/netto (γ^{KOE}) określonego w danych stałych JG_{OSPa}.

(2.2) Moc brutto dla pasma $k = 2$ jest równa różnicy pomiędzy P_{jh}^{MAX} oraz P_{jh}^{MIN} natomiast moc netto tego pasma jest wyznaczana jako iloczyn tej różnicy oraz współczynnika brutto/netto (γ^{KOE}) określonego w danych stałych JG_{OSPa}.

(2.3) Przyjęta cena ofertowa dla pasma $k = 1$ ($POFC_{jh1}$) jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$POFC_{jh1} = CW_j + KC_{jd}^{CO2} \tag{3.1}$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez *j*-tą JG_{OSPa}, określona w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna [zł/MWh].

KC_{jd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla *j*-tej JG_{OSPa} wyznaczony zgodnie ze wzorem określonym w pkt 5.3.1.3.4.2.2., przyjmując w tym wzorze wartość RC_d^{CO2} wyznaczoną, w sposób określony w pkt 5.3.1.3.4.2.3., dla najbliższej doby poprzedzającej dobę *d*; Do wyznaczenia KC_{jd}^{CO2} stosuje się wskaźnik emisji CO_2 (W_j^{CO2}) dla *j*-tej JG_{OSPa} określony w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna.

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

$$POFC_{jh2} = POFC_{jh1} + 0{,}01 \tag{3.2}$$

4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

4.1.1. Zasady ogólne planowania koordynacyjnego

Dodaje się pkt 4.1.1.6. o następującym brzmieniu:

4.1.1.6. W ramach planowania koordynacyjnego dobowego PKD i BPKD zaplanowanie do pracy JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna może następować tylko w sytuacjach, gdy bez tych JWCD nie jest możliwe zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc przy występujących ograniczeniach systemowych.

4.1.4. Procedura tworzenia Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD)

Pkt 4.1.4.2.1. otrzymuje brzmienie:

4.1.4.2.1. Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu PKD są:

(1) Posiadane przez OSP aktualne dane w zakresie:

(1.1.) Dyspozycyjności, ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych poszczególnych JWCD.

(1.2.) Prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

(1.3.) Planu produkcji jednostek wytwórczych nJWCD.

(1.4.) Planu wymiany międzysystemowej.

(1.5.) Stanu krajowego systemu elektroenergetycznego w każdym podstawowym okresie handlowym doby n-1.

(1.6.) Występujących w KSE ograniczeń systemowych.

(2) Dane do tworzenia macierzy rozpływów W:

(2.1.) Dane o układzie normalnym, określającym topologię sieci oraz bazowe wytwarzanie i pobór energii na dobę n.

(2.2.) Plan wyłączeń elementów sieci na każdy podstawowy okres handlowy doby n.

(3) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących.

(4) Specyfikacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna oraz danych je opisujących.

5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

5.1.1. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych

Pkt 5.1.1.4. otrzymuje brzmienie:

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

5.1.3. Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych

Pkt 5.1.3.2.(3) otrzymuje brzmienie:

5.1.3.2.(3) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych (JG_{OSPa}) wielkość ES_{jh} jest równa rzeczywistej ilości dostaw energii ER_{jh}, wyznaczonej według zasad określonych w pkt 5.2.5., w przypadku gdy ER_{jh} jest większe od zera oraz zero w przeciwnym przypadku:

$$ES_{jh} = max(0, ER_{jh}) \quad (5.15)$$

5.1.4. Wyznaczanie cen za wytwarzanie i redukcję energii elektrycznej

Pkt 5.1.4.1. i 5.1.4.2. otrzymują brzmienie:

5.1.4.1. Dla potrzeb rozliczeń na Rynku Bilansującym są określane dla każdej godziny ceny za wytwarzanie *(CO)* energii elektrycznej dla poszczególnych JG_{Wa} i JG_{OSPa}, odpowiadające poszczególnym pasmom zdolności wytwórczych tych JG, oraz ceny za redukcję (*CR*) energii elektrycznej dla poszczególnych JG_{Oa}, odpowiadające poszczególnym pasmom mocy redukcyjnych tych JG.

(1) Dla JG_{Wa} ceny są określane dla pasm zdolności wytwórczych w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa.

(2) Dla JG_{OSPa} ceny są określane dla całego pasma zdolności wytwórczych odpowiadającego skorygowanej ilości dostaw energii (ES) danej JG_{OSPa}.

(3) Dla JG_{Oa} ceny są określane dla pasm redukcji obciążenia w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia.

5.1.4.2. Cena za wytwarzanie energii elektrycznej *j*-tej JG_{Wa} i JG_{OSPa} w godzinie *h* dla pasma *k* (CO_{jhk}) oraz cena za redukcję *j*-tej JG_{Oa} w godzinie *h* dla pasma *k* (CR_{jhk}) jest wyznaczana według następujących zasad:

(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (JG_{Wa}) cena *CO* dla danego pasma i danej godziny jest równa cenie ofertowej określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Bilansującej – część handlowa JG_{Wa}.

(2) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych (JG_{OSPa}) cena *CO* dla danego pasma i danej godziny jest równa 1500 zł/MWh.

(3) Dla Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych (JG_{Oa}) cena *CR* dla danego pasma redukcji obciążenia i danej godziny jest równa cenie ofertowej $OFCR_{jhk}$ określonej dla tego pasma i tej godziny w Przyjętej Ofercie Redukcji Obciążenia JG_{Oa}.

5.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym

Pkt 5.3.1.3.4.3.4. i 5.3.1.3.4.3.5. otrzymują brzmienie:

5.3.1.3.4.3.4. Przy tworzeniu planu BPKD/BO są uwzględniane:

(1) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych objęte USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych, oraz

(2) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych powyżej USE dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci, oraz

(3) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej, oraz

(4) Wykorzystane moce redukcyjne (*WMR*) Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, w części w jakiej zostały faktycznie zrealizowane.

5.3.1.3.4.3.5. Zapotrzebowanie *ZRB* uwzględniane przy tworzeniu planu BPKD/BO jest równe sumie prognozowanych przez OSP godzinowych poborów energii z obszaru Rynku Bilansującego, które muszą zostać pokryte przez JG_{Wa} oraz JG_{OSPa}, skorygowanych o:

(1) Saldo międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej, to znaczy wymiany energii w ramach pomocy awaryjnej oraz redispatchingu, oraz

(2) Ilość energii elektrycznej zużytej na pompowanie w źródłach szczytowo-pompowych reprezentowanych w Jednostkach Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych.

Pkt 5.3.1.3.4.4.3. otrzymuje brzmienie:

5.3.1.3.4.4.3. Cena CRK_{jhk} energii w *k*-tym paśmie, dla którego zachodzi warunek $ES_{jhk} \neq EZ_{jhk}$, *j*-tej JG_{OSPa} w godzinie *h*, jest wyznaczana według następujących zasad:

5.3.1.3.4.4.3.1. Dla JG_{OSPa} świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna do rozliczeń energii w paśmie *k*, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę wyznaczaną według następującego wzoru:

$$CRK_{jhk} = CW_j + KC_{jd}^{CO2} \qquad (5.50)$$

gdzie:

CW_j – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej przez j-tą JG_{OSPa}, określona w Umowie o świadczenie usługi interwencyjna rezerwa zimna [zł/MWh].

KC_{jd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla j-tej JG_{OSPa} wyznaczony zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

5.3.1.3.4.4.3.2. Dla JG_{OSPa} reprezentującej źródła pompowo-szczytowe do rozliczeń energii w paśmie k, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę równą ilorazowi: (i) średniej arytmetycznej z cen CRO w siedmiu poprzednich dobach w godzinach: od 1 do 7 włącznie i od 23 do 24 włącznie – z wyłączeniem tych godzin z tego okresu, w których choć jedna JG_{OSPa} reprezentująca źródła pompowo-szczytowe wytwarzała energię elektryczną, oraz (ii) współczynnika sprawności cyklu przetwarzania tej JG_{OSPa} (η), określonego w umowie na świadczenie usługi praca interwencyjna zawartej pomiędzy URB i OSP ($0 < \eta < 1$). Jeżeli nie jest możliwe wyznaczenie ceny CO według powyższych zasad, to zasady te stosuje się bez wyłączenia, o którym mowa w (i).

5.3.1.3.4.4.3.3. Dla pozostałych JG_{OSPa} do rozliczeń energii w paśmie k, jako cenę CRK_{jhk} przyjmuje się cenę rozliczeniową odchylenia (CRO_h).

$$CRK_{jhk} = CRO_h \tag{5.51}$$

Pkt 5.3.1.3.4.4.6. otrzymuje brzmienie:

5.3.1.3.4.4.6. Kwalifikacja wykorzystania danego pasma, jako (i) zmiany swobodnej albo (ii) zmiany wymuszonej, odbywa się na podstawie znacznika wykorzystania pasma ZP_{jhk} z zastrzeżeniem, że dostawy energii elektrycznej przez JG_{OSPa} są zawsze kwalifikowane jako zmiana wymuszona. Znacznik ZP jest równy zero (ZP = 0) dla zmiany swobodnej, oraz jest równy jeden (ZP = 1) dla zmiany wymuszonej.

Pkt 5.3.1.3.6.3.3. otrzymuje brzmienie:

5.3.1.3.6.3.3. W przypadku, gdy ilość energii ΔEZS_{jhk} dla danego pasma j-tej JG_{Wa} (z wyłączeniem JG_{OSPa}) została rozliczona, zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.6.3.2., jako zmiana wymuszona (ZP=1), to cenę CRK_{jhk} dla tej JG_{Wa} i tego pasma zwiększa się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC_{jd}^{CO2}), wyznaczony dla tej JG_{Wa} i doby, której dotyczy rozliczenie. KC^{CO2} jest wyznaczany zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.2.

ROZSZERZENIE DEFINICJI URB TYPU GIEŁDA ENERGII

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

2.1.1. Podmioty Rynku Bilansującego

Pkt 2.1.1.4.(4) otrzymuje brzmienie:

2.1.1.4.(4) Giełdy Energii (URB_{GE}) – (i) podmioty prowadzące giełdę towarową, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego lub (ii) podmioty pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych lub pełniące funkcję giełdowej izby rozrachunkowej na podstawie przepisów ustawy o obrocie instrumentami finansowymi, które prowadzą rozliczenia i rozrachunki transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych na giełdzie towarowej, w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, lub w obrocie pozagiełdowym, których realizacja następuje w obszarze Rynku Bilansującego.

2.1.3. Obiekty Rynku Bilansującego

Pkt 2.1.3.18.(11) otrzymuje brzmienie:

2.1.3.18.(11) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego ($_{W}MB$), poprzez które URB typu Giełda Energii (URB_{GE}) realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią".

(11.1.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.

(11.2.) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa (JG_{GEp}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEpZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEpS}). Poprzez te jednostki jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią" (transakcje giełdowe).

2.1.4. Powiązania pomiędzy podmiotami i obiektami Rynku Bilansującego

Pkt 2.1.4.14. otrzymuje brzmienie:

2.1.4.14. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) musi posiadać jedną (podwójną) Jednostkę Grafikową Giełdy Energii podstawową (JG_{GEp}) i

może posiadać jedną Jednostkę Grafikową Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego nierównoległą (JG_{WMUn}), jeżeli na podstawie stosownej umowy zawartej z OSP dokonuje alokacji zdolności przesyłowych połączenia międzysystemowego nierównoległego w ramach aukcji niejawnych (tj. alokacji zdolności przesyłowych wraz z energią – udostępnianie typu „implicit"). W przypadku dokonywania alokacji zdolności przesyłowych dla kilku połączeń międzysystemowych nierównoległych, każde z tych połączeń może być reprezentowane przez odrębną JG_{WMUn}. Uczestnik Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URB_{GE}) nie może posiadać żadnej innej Jednostki Grafikowej.

Pkt 2.1.4.26. otrzymuje brzmienie:

2.1.4.26. Operatora Rynku dla swoich Jednostek Grafikowych wyznacza Uczestnik Rynku Bilansującego, przy czym Operatorem Rynku dla JG_{GE} jest Uczestnik Rynku Bilansującego posiadający JG_{GE}.

AKTUALIZACJA NAZW I KODÓW INDEKSÓW CENOWYCH UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO2

5. PROCEDURA ROZLICZANIA KOSZTÓW BILANSOWANIA SYSTEMU I KOSZTÓW OGRANICZEŃ SYSTEMOWYCH

5.3.1. Rozliczenia na Rynku Bilansującym

Pkt 5.3.1.3.4.2.3. otrzymuje brzmienie:

5.3.1.3.4.2.3. Cena RC^{CO2} [zł/Mg CO_2] dla doby handlowej d (RC_d^{CO2}) jest wyznaczana jako średnia arytmetyczna z określonych indeksów cenowych (dalej nazywanych cenami) uprawnień do emisji CO_2, wyznaczanych w dobie d na rynkach spot oraz na rynkach terminowych. Cena RC_d^{CO2} jest wyznaczana według następującego wzoru:

$$RC_d^{CO2} = \frac{CS_d^E + CS_d^N + CS_d^I + CT_d^E + CT_d^N + CT_d^I}{|N|} \tag{5.43}$$

gdzie:

CS_d^E – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot giełdy EEX, określona podczas sesji notowań w dobie d (cena dla produktu: EUA Secondary Market) [zł/MgCO_2].

CS_d^N – Cena uprawnień do emisji CO_2 na rynku spot giełdy Nasdaq OMX, określona podczas sesji notowań w dobie d (cena dla produktu: EUAD) [zł/MgCO_2].

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 Phase 3 Daily Futures) [zł/$MgCO_2$].

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: FEUA (Dec-rr), gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/$MgCO_2$].

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: NEDECr, gdzie „r" oznacza ostatnią cyfrę roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/$MgCO_2$].

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 Dec-rr, gdzie „rr" oznacza dwie ostatnie cyfry roku, w którym jest realizowana dostawa) [zł/$MgCO_2$].

$|N|$ – Łączna liczba notowań w dobie *d* na rynkach spot oraz na rynkach terminowych giełd, w ramach których to notowań zostały określone wartości cen, odpowiednio: CS^E, CT^E, CS^N, CT^N, CS^I *lub* CT^I, i jednocześnie informacja o tych wartościach jest dostępna dla OSP.

UAKTUALNIENIE ZASAD WYMIANY MIĘDZYSYSTEMOWEJ

2. WARUNKI BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

2.2.4. Warunki uczestnictwa w wymianie międzysystemowej

Pkt 2.2.4.1.3. otrzymuje brzmienie:

2.2.4.1.3. Każdy UWM może uczestniczyć w wymianie międzysystemowej poprzez rezerwację zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w ramach:

(i) Rynku Dnia Następnego Wymiany Międzysystemowej, oraz

(ii) Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej, z zastrzeżeniem że udział danego UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej

może zostać zawieszony przez OSP, na warunkach określonych w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, w przypadku, gdy UWM naruszy zasady udziału w tym segmencie rynku dotyczące obowiązku wykorzystania rezerwacji ZPW.

Pkt 2.2.4.3.1. i 2.2.4.3.2. otrzymują brzmienie:

2.2.4.3.1 Prawo do korzystania z rezerwacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na danym przekroju handlowym mają UWM którzy:

(1) Posiadają rezerwację ZPW (samodzielnie lub z udziałem PH) uzyskanych w Procesie Alokacji ZPW dla Dnia Bieżącego prowadzonym przez Biuro Alokacji ZPW.

(2) Ustanowili zabezpieczenia zgodnie z wymaganiami określonymi w pkt 2.2.1.2.

2.2.4.3.2. Udostępnianie rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW odbywa się bez opłat z tytułu rezerwacji, według czasowej reguły pierwszeństwa dostępu do tych zdolności (First Comes First Served). Udostępnianie rezerwacji ZPW jest realizowane poprzez portal internetowy prowadzony przez Biuro Alokacji ZPW. Szczegółowe reguły udostępniania rezerwacji ZPW przez Biuro Alokacji ZPW określają Zasady rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowane na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW.

Pkt 2.2.4.3.5. otrzymuje brzmienie:

2.2.4.3.5. Każdy UWM, który pozyskał rezerwacje ZPW dla Dnia Bieżącego jest zobowiązany do ich wykorzystania w całości, tj. realizacji dostawy energii w ramach USE_{WM} na poszczególnych przekrojach handlowych w ilości odpowiadającej pozyskanej przez siebie rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego. Niezastosowanie się przez UWM do powyższego obowiązku może, zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanych na stronie internetowej Biura Alokacji ZPW, skutkować zawieszeniem przez OSP udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej.

OSP informuje UWM o zawieszeniu jego udziału w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej przesyłając powiadomienie faksem oraz pocztą elektroniczną (e-mail), odpowiednio pod numer faksu oraz pod adres poczty elektronicznej określone w Umowie przesyłania. Powiadomienie zawiera datę pierwszego dnia zawieszenia oraz datę ostatniego dnia zawieszenia a także specyfikację dób, dla których miało miejsce naruszenie wyżej powołanej zasady. Powiadomienie jest wysyłane nie później niż w dniu poprzedzającym pierwszy dzień zawieszenia.

OSP informuje Prezesa URE o zawieszeniu udziału UWM w Rynku Dnia Bieżącego Wymiany Międzysystemowej z powodu naruszenia przez niego zasady wykorzystania rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego.

Pkt 2.2.4.3.8. otrzymuje brzmienie:

2.2.4.3.8. Poszczególne sesje udostępniania ZPW mogą być odwoływane przez Biuro Alokacji ZPW zgodnie z regułami określonymi w Zasadach rezerwacji ZPW dla Dnia Bieżącego opublikowanymi przez Biuro Alokacji ZPW. W szczególności dotyczy to następujących sytuacji:

(1) Prowadzenia prac modernizacyjnych lub konserwacyjnych systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW.

(2) Awarii systemów informatycznych Biura Alokacji ZPW lub OSP służących do udostępniania ZPW.

Pkt 2.2.4.4.1. otrzymuje brzmienie:

2.2.4.4.1. Operator Systemu Przesyłowego ma prawo zastosować redukcję rezerwacji ZPW oraz UGWM dla Dnia Następnego według obowiązujących zasad dla alokacji i nominacji ZPW dla regionu CEE publikowanych przez Biuro Przetargów, w szczególności w przypadku wystąpienia:

(1) Siły wyższej.

(2) Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w tym awarii sieciowej lub awarii w systemie.

(3) Awarii w zagranicznych systemach elektroenergetycznych.

(4) Awarii systemów teleinformatycznych OSP wykorzystywanych do obsługi wymiany międzysystemowej.

4. PROCEDURY BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

4.5.1. Zasady zarządzania połączeniami systemów elektroenergetycznych

Pkt 4.5.1.5. otrzymuje brzmienie:

4.5.1.5. Do umów i porozumień, o których mowa w pkt 4.5.1.4. należą w szczególności:

(1) Multilateral Agreement.

(2) Service Level Agreement for Explicit Allocation.

(3) Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination.

(4) Porozumienia ruchowe z operatorami zagranicznych systemów przesyłowych.

Dodaje się pkt 4.5.1.7. o następującym brzmieniu:

4.5.1.7. Metody alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami opracowane zgodnie z przepisami rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE działającego w tym zakresie na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 11b) ustawy Prawo energetyczne.

4.5.2. Zasady udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach systemów elektroenergetycznych

Pkt 4.5.2.4. otrzymuje brzmienie:

4.5.2.4. Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu nierównoległym łączącym systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji (SwePol Link) odbywa się w drodze aukcji niejawnych, tj. alokacji zdolności przesyłowych tego połączenia w ramach procesu kojarzenia ofert sprzedaży i zakupu energii (aukcja typu „implicit").

ROZSZERZENIE ZAKRESU INFORMACJI PUBLIKOWANYCH PRZEZ OSP

6 PROCEDURY I ZAKRES WYMIANY INFORMACJI NIEZBĘDNEJ DO BILANSOWANIA SYSTEMU I ZARZĄDZANIA OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI

6.4 Zakres informacji o rynku energii elektrycznej i pracy KSE publikowanych przez OSP

Pkt 6.4.2. ÷ 6.4.5. otrzymują brzmienie:

6.4.2. Informacje o zasobach wytwórczych KSE, z uwzględnieniem zdolności wytwórczych źródeł, których rozpoczęcie eksploatacji jest przewidywane w okresie najbliższych 3 lat, są publikowane na stronie internetowej OSP raz w roku, do końca listopada.

(1) Informacje dotyczące poszczególnych JWCD.

(1.1) Nazwa elektrowni.

(1.2) Kod jednostki.

(1.3) Moc osiągalna jednostki.

(1.4) Napięcie przyłączenia jednostki.

(1.5) Rodzaj paliwa podstawowego jednostki.

(2) Wykaz JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(3) Wykaz JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(4) Informacje dotyczące nJWCD.

(4.1) Przewidywana sumaryczna moc osiągalna wszystkich nJWCD.

6.4.3. Informacje o planowanej pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP na podstawie odpowiedniego planu i zawierają:

(1) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKR:

(1.1) Zagregowane wartości średnie miesięczne bilansu mocy KSE w szczycie dobowym dni roboczych.

(1.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.

(1.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(2) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKM:

(2.1) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie dobowym w poszczególnych dniach miesiąca.

(2.2) Informacja o planowanych remontach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz planowany termin rozpoczęcia i zakończenia remontu.

(2.3) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(3) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BTHD:

(3.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(3.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(3.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(3.4) Sumaryczna generacja nJWCD.

(3.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(4) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu WPKD:

(4.1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(4.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(4.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(4.4) Sumaryczna generacja nJWCD.

(4.5) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(4.6) Informacja o planowanych remontach lub odstawieniach poszczególnych JWCD, w tym nazwa elektrowni oraz numer JWCD.

(4.7) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(4.8) Wymagana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

(5) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu PKD (ppkt: (5.1) ÷ (5.10)) oraz dane z etapu tworzenia pierwszej wersji planu BPKD (ppkt: (5.11)):

(5.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.

(5.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(5.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(5.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(5.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(5.6) Sumaryczna generacja nJWCD.

(5.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(5.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(5.9) Ograniczenia sieciowe, jako dane o minimalnej wymaganej mocy (liczbie jednostek) i maksymalnej dopuszczalnej mocy (liczbie jednostek) w poszczególnych węzłach wytwórczych sieci zamkniętej.

(5.10) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

(5.11) Cena rozliczeniowa odchylenia wyznaczona dla zapotrzebowania wyższego o 5% i niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE wyznaczonym w dobie *n*-1 (CRO^{+}, $CROS^{+}$, $CROZ^{+}$, CRO^{-}, $CROS^{-}$, $CROZ^{-}$).

(6) Dane prognozowane z etapu tworzenia planu BPKD:

(6.1) Zapotrzebowanie na moc KSE.

(6.2) Suma zdolności wytwórczych jednostek wytwórczych w KSE (JWCD i nJWCD).

(6.3) Sumaryczna generacja JWCD.

(6.4) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(6.5) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(6.6) Sumaryczna generacja nJWCD.

(6.7) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(6.8) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(6.9) Planowana rezerwa mocy ponad i poniżej zapotrzebowania.

6.4.4. Informacje o pracy KSE są publikowane na stronie internetowej OSP w dobie *n*+1 i zawierają:

(1) Zapotrzebowanie na moc w KSE.

(2) Krajowe saldo wymiany międzysystemowej (równoległej, nierównoległej).

(3) Zagregowane wartości bilansu mocy KSE w szczycie rannym i wieczornym doby *n*.

(4) Zestawienie ubytków mocy poszczególnych JWCD w poszczególnych godzinach doby *n*, w tym nazwa elektrowni, numer JWCD oraz wielkość ubytku, w podziale na ubytki sieciowe i elektrowniane.

(5) Sumaryczna generacja JWCD oraz nJWCD.

(6) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę praca interwencyjna.

(7) Sumaryczna generacja JWCD świadczących usługę interwencyjna rezerwa zimna.

(8) Sumaryczna generacja nJWCD.

(9) Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych.

(10) Zdolności wytwórcze JG Wytwórczych aktywnych stanowiące operacyjną rezerwę mocy.

6.4.5. Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego są publikowane na stronie internetowej OSP, raz na dobę w postaci zagregowanej, dla każdej godziny doby *n* w dobie *n*+1 i zawierają:

(1) Podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej:

(1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym.

(1.4) Ilość energii elektrycznej realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.

(1.5) Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO).

(2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:

(2.1) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na RB dla JG Wytwórczych aktywnych i JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).

(2.2) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystane przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych).

(2.3) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej.

(2.4) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO).

(2.5) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO_S, CRO_Z).

(2.6) Cena za operacyjną rezerwę mocy (C^{OR}).

(2.7) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ).

(2.8) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB).

(2.9) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO).

(2.10) Dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.

(2.11) Koszt usługi praca interwencyjna.

(2.12) Koszt usługi interwencyjna rezerwa zimna.