

Raport

z procesu konsultacji społecznych

projektu Warunków Dotyczących Bilansowania

**Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach
oraz sposobie ich uwzględnienia**

Konstancin-Jeziorna, 28 czerwca 2023 r.

Spis treści:

1.	LISTA DZIAŁAŃ W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH	3
2.	LISTA PODMIOTÓW, KTÓRE ZGŁOSIŁY UWAGI W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH	4
3.	ZESTAWIENIE UWAG UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU I SPOSÓB ICH UWZGLĘDNIENIA.....	5
3.1.	UWAGI OGÓLNE	5
3.2.	UWAGI SZCZEGÓŁOWE.....	91
4.	SPECYFIKACJA ZMIAN DO PROJEKTU NOWYCH WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA	204
4.1.	ZMIANY WYNIKAJĄCE ZE ZGŁOSZONYCH UWAG	204
4.2.	ZMIANY WPROWADZONE W RAMACH KOREKT	240
5.	ZAŁĄCZNIK DO UWAGI OGÓLNEJ NR 94	274

1. Lista działań w procesie konsultacji społecznych

Działania operatora systemu przesyłowego w ramach procesu konsultacji społecznych projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej nazywanego również „projekt nowych WDB”) z użytkownikami systemu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Działania OSP w procesie konsultacji.

Lp.	Data	Opis działań
1.	22.02.2023	Komunikat OSP dotyczący opublikowania projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, opracowanego przez PSE S.A.
2.	22.02.2023	Opublikowanie projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania na stronie internetowej PSE S.A. wraz z informacją o możliwości zgłaszania uwag.
3.	29.03.2023	Spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania.
4.	05.04.2023	Komunikat OSP dotyczący przedłużenia o dwa tygodnie procesu konsultacji społecznych projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, opracowanego przez PSE S.A.
5.	22.02.2023 ÷ 05.05.2023	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania.
6.	08.05.2023 ÷ 28.06.2023	Analiza uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w nowych Warunkach Dotyczących Bilansowania.
7.	08.05.2023 ÷ 28.06.2023	Opracowanie nowych Warunków Dotyczących Bilansowania oraz raportu z procesu konsultacji społecznych.
8.	30.06.2023	Przedłożenie nowych Warunków Dotyczących Bilansowania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

2. Lista podmiotów, które zgłosiły uwagi w procesie konsultacji społecznych

Lp.	Podmiot
1.	Towarowa Giełda Energii S.A.
2.	EPEX SPOT SE, ECC AG
3.	Nord Pool AS
4.	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP)
5.	LERTA POWER POLAND Sp. z o.o.
6.	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME
7.	Towarzystwo Obrotu Energią
8.	PTPIREE
9.	ENERGA-OPERATOR S.A.
10.	TAURON Dystrybucja S.A.
11.	Stoen Operator Sp. z o.o.
12.	Enspirion Sp. z o.o.
13.	PGE Dystrybucja S.A.
14.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
15.	European Federation of Energy Traders
16.	Sympower B.V.
17.	Enea Operator sp. z o.o.
18.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
19.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
20.	Enel X Polska Sp. z o.o.

3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	<p>Prosimy o zamieszczenie informacji o harmonogramie wprowadzenia zmian wynikających z nowej wersji WDB.</p> <p>Prosimy o informacje dotyczące okresu przejściowego wprowadzenia WDB, w szczególności:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Czy podmioty posiadające kody Jednostek Grafikowych, na których obecnie zgłaszają USE otrzymają nowe kody Jednostek Bilansowych, jeżeli tak to w jakim terminie będzie ta zmiana przeprowadzona? ➤ Czy obecne umowy o świadczenie usług przesyłowych będą wymagały aneksów, jeżeli tak to w jakim terminie ten proces będzie przeprowadzony? ➤ W jaki sposób będzie przeprowadzony proces wdrożenia produkcyjnego nowych zasad w zakresie zgłoszeń ZUSE, ZUSEB? Czy w okresie przejściowym będzie można zgłaszać ZUSE, ZUSEB według obecnie obowiązujących zasad i nowych zasad zgłaszania ZUSE, ZUSEB, jeżeli tak to przez jaki okres będzie taka możliwość. Jeżeli nie będzie takiej możliwości to w jaki sposób będzie zmietygowane ryzyko związane z brakiem dokonywania zgłoszeń wynikających z awarii lub innych problemów technicznych po stronie PSE i uczestników rynku w okresie początkowym wdrożenia WDB. <p>Czy PSE przewiduje procedurę powrotu do obecnych zasad bilansowania w przypadku niepowodzenia wejścia w życie Reformy Rynku Bilansującego?</p>	<p>Towarowa Giełda Energii S.A.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Nowe Warunki Dotyczące Bilansowania (nowe WDB) wprowadzają nową strukturę podmiotową i obiektową rynku bilansującego (RB). System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do wprowadzanych zmian. Oznacza to, że nie jest możliwe zastosowanie obecnie obowiązujących kodów jednostek grafikowych jako kodów nowych jednostek bilansowych. Udostępnienie nowych kodów jednostek bilansowych jest planowane w ramach procesu wymiany informacji niezbędnych do zawarcia nowych umów o świadczenie usług przesyłania (umów przesyłania) oraz aneksów do umów MNA OA, dostosowanych do przepisów rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozporządzenia systemowego), nowych WDB oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Powołany proces zostanie rozpoczęty po zatwierdzeniu nowych WDB przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezesa URE) celem zawarcia nowych umów przesyłania oraz aneksów do umów MNA OA w terminie zapewniającym ich obowiązywanie na dzień wejścia w życie nowych WDB.</p> <p>Zgłoszenia umów sprzedaży energii (USE) dotyczące doby handlowej, od której wejdzie w życie WDB, oraz dób kolejnych, niezależnie od tego czy zgłoszenia te są dokonywane w ramach RB dnia następnego (RBN) czy też RB dnia bieżącego (RBB), należy dokonywać wg</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>nowych zasad, zgodnie z nowymi WDB i nowymi standardami WIRE. Zgłoszenia USE dotyczące dób wcześniejszych należy dokonywać wg obecnie obowiązujących zasad. Analogiczny podział dotyczy wszystkich dokumentów wymienianych poprzez WIRE. W szczególności raporty handlowe korygujące dotyczące okresów rozliczeniowych sprzed daty wejścia w życie nowych WDB będą przekazywane zgodnie z obecnie obowiązującymi zasadami i standardami. W tym celu w WIRE, zgodnie z opublikowaną wersją nowych standardów WIRE, utrzymany zostanie stary menedżer kolejek na potrzeby obsługi dokumentów w obecnie obowiązującym standardzie oraz nowy menedżer kolejek do obsługi dokumentów w nowym standardzie (wg nowych zasad).</p> <p>Odnosząc się do kwestii okresu przejściowego, o którym mowa w uwadze, to okres taki nie jest przewidywany. Zakres wdrażanych zmian w modelu RB – nowe kody jednostek bilansowych i podmiotów RB, zaktualizowane standardy dokumentów oraz zaktualizowane zasady weryfikacji zgłoszeń USE – praktycznie uniemożliwiają wdrożenie rozwiązania przejściowego zapewniającego jednoczesną obsługę zgłoszeń USE wg obecnie obowiązujących i nowych zasad. W celu poprawnego wdrożenia obsługi zgłoszeń USE zgodnie z nowymi WDB i nowymi standardami WIRE, ograniczenia ryzyka błędów lub awarii, są zaplanowane testy certyfikacyjne dostawców systemu WIRE oraz testy z podmiotami RB. Zaktualizowany harmonogram wdrożenia nowych WDB, w tym ww. testów, zostanie opublikowany na stronie internetowej OSP po przedłożeniu nowych WDB Prezesowi URE do zatwierdzenia, przy uwzględnieniu zaktualizowanej daty wdrożenia nowych WDB, o której mowa w odpowiedzi na uwagę ogólną nr 19.</p> <p>Od daty wejścia w życie nowych WDB będą obowiązywały nowe zasady funkcjonowania RB co</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			jednoznacznie oznacza brak możliwości powrotu w systemach informatycznych do obecnie obowiązujących zasad RB, ponieważ są one niezgodne z nowymi WDB. OSP dokłada wszelkich starań, w tym są zaplanowane testy wdrażanych rozwiązań, aby maksymalnie ograniczyć ryzyko pojawienia się problemów podczas wdrażania nowych WDB.
2.	<p><u>Termin nominacji:</u> Sugerowana przez PSE zmiana terminu nominacji z 45 min na 55 min przed dostawą:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ogólnoeuropejska zharmonizowana konfiguracja ma umożliwić wszystkim stronom handel w środowisku XBiD do 60 minut przed dostawą. Przewidywane przesunięcie terminu nominacji wymusiłoby na NEMO zamknięcie granic Polski wcześniej niż wszystkich innych granic, ponieważ 5 min czasu od obrotu do nominacji jest niewystarczające. Informujemy, że otrzymanie wszystkich istotnych wyników obrotu ze wspólnego systemu XBID może trwać nawet kilkanaście minut, co już pochłania znaczną część czasu z 5 min, którymi dysponujemy. Ponadto wszyscy CCP muszą uwzględnić te indywidualne transakcje i stworzyć zaktualizowaną pozycję każdego uczestnika rynku, a następnie przekształcić ją w nominację i przekazać do PSE. Dotyczyłoby to każdej jednostki czasu rynkowego i całkowicie zdesynchronizowało polski rynek w stosunku do reszty Europy. - W tym kontekście uważamy, że przesunięcie terminu nominacji musi zostać odrzucone i powinno <u>co najmniej</u> pozostać w obecnym stanie rzeczy czyli 45 min przed dostawą dla lokalnych nominacji. - Co więcej, zdaniem EPEX SPOT i ECC taki termin nie wydaje się konieczny w przypadku lokalnych nominacji. Inni OSP pozwalają na nominację standardową nawet po rozpoczęciu dostawy dla kont o charakterze ściśle lokalnym. 	EPEX SPOT SE, ECC AG	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Biorąc pod uwagę przytoczone w uwadze argumenty dotyczące czasu potrzebnego na dokonanie zgłoszeń USE zawartych w ramach procesu łączenia rynków dnia bieżącego, w tym w szczególności wynik analizy, o którym mowa w uwadze szczegółowej nr 7 zgłoszonej przez Towarową Giełdę Energii S.A., zgodnie ze zgłoszonym postulatem chwila zamknięcia bramki na RBB dla zgłoszeń USE została przesunięta na 45 minut przed rozpoczęciem danego okresu rozliczania niezbilansowania (ORN).</p> <p>Pkt 8.3.3(1), 8.3.3(3) i 8.5.4(11) oraz tabela 8.3 nowych WDB zostały odpowiednio zmienione.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>- Prosimy PSE o podzielenie się uzasadnieniem i uwarunkowaniami proponowanej zmiany, którą uważamy za przypadek jedyny w swoim rodzaju w całej Europie.</p>		
3.	<p><u>Obsługa komunikatów RHK przed i po okresie uruchomienia:</u></p> <p>Brakuje nam wyjaśnienia, czy zmiany zaczną obowiązywać w odniesieniu do dnia dostawy lub dnia nominacji (tj. dnia, w którym następuje wymiana danych). Ma to znaczenie zwłaszcza dla okresów niezbilansowania 10 dni (dekady). Nie jest też jasne, jak będą traktowane komunikaty RHK (korekta wielkości niezbilansowania). Powyższe komunikaty są wymieniane po upływie miesiący, a nawet ponad roku od faktycznej dostawy. Oba możliwe rozwiązania – a) nowy format wraz z uruchomieniem, niezależnie od bazowego okresu referencyjnego, lub b) format zależny od okresu referencyjnego – mają swoje wady i zalety.</p> <p>Ponadto, prosimy PSE o rozważenie możliwości uproszczenia procesu fakturowania (np. samofakturowanie przez PSE). W każdym przypadku, jasny plan musi zostać opracowany i udostępniony uczestnikom rynku przez PSE.</p>	<p>EPEX SPOT SE, ECC AG</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Rozliczenia dotyczące dób handlowych począwszy od daty wejścia w życie nowych WDB będą obsługiwane za pomocą dokumentów opisanych w nowych WDB, zgodnie z nowymi standardami WIRE. Rozliczenia dotyczące dób handlowych sprzed wejścia w życie nowych WDB, w tym rozliczenia korygujące tych dób handlowych, będą obsługiwane za pomocą dokumentów opisanych w zastępowanych WDB, tj. zgodnie z obecnie obowiązującymi zasadami i standardami WIRE.</p> <p>OSP występując do Prezesa URE o zatwierdzenie nowych WDB zawnioskuje, aby data wejścia w życie nowych WDB stanowiła pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19). Pozwoli to uniknąć różnych standardów dokumentów rozliczeniowych dla tego samego okresu rozliczeniowego. Okresem rozliczeniowym usług bilansujących i energii niezbilansowania w nowych WDB jest dekada miesiąca kalendarzowego, natomiast w obecnie obowiązujących WDB okresem rozliczeniowym dla rozliczeń energii na RB jest dekada miesiąca kalendarzowego, a dla usług systemowych jest miesiąc kalendarzowy.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p> <p>Odnosząc się do poruszonej w uwadze kwestii samofakturowania, wyjaśniamy, że obecnie OSP nie planuje wdrożenia takiego rozwiązania.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
4.	<p><u>Wdrożenie i testowanie:</u></p> <p>Chcielibyśmy formalnie wyrazić nasze obawy dotyczące krótkiego ustalonego harmonogramu wdrożenia nowych zasad, typów dokumentacji i standardów.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Po pierwsze, planowane zmiany dotyczą znacznej liczby uczestników rynku i będą wymagały prac wdrożeniowych, z którymi należy się liczyć. - Po drugie, pragniemy zwrócić uwagę na pokrywanie się harmonogramu z okresem wspólnego testowania SIDC w ramach ogólnoeuropejskiego projektu aukcji dnia bieżącego (IDA) - inicjatywy regulacyjnej o najwyższym priorytecie. Łączenie różnych zmian w złożonym środowisku z napiętym harmonogramem wiąże się z wysokim ryzykiem niepowodzenia, które wydaje się nie do zaakceptowania. - Po trzecie, bazując na naszym doświadczeniu operacyjnym z kilku lat pracy w systemie market coupling, zdecydowanie proponujemy nie przeprowadzać wdrożenia 1 stycznia ze względu na ograniczoną dostępność dla wszystkich uczestników rynku. Proponujemy przesunięcie uruchomienia na następny tydzień stycznia. 	<p>EPEX SPOT SE, ECC AG</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona w zakresie terminu wdrożenia nowych WDB</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p> <p><u>Wyjaśnienie do pozostałego zakresu uwagi</u></p> <p>Obecnie równolegle jest realizowanych wiele projektów informatycznych, wdrażających różnego rodzaju wymagania formalne i prawne, stąd nie ma możliwości osiągnięcia pełnego komfortu rozsuwającego w czasie wdrożenia poszczególnych projektów. Ewentualne interakcje pomiędzy projektami, w tym w szczególności ze wskazanym w uwadze projektem IDA, będą zarządzane na bieżąco, wraz z pozyskiwaniem aktualnych informacji o postępach prac wdrożeniowych.</p>
5.	<p><u>Współzależność:</u></p> <p>Prowadzenie ogólnoeuropejskich projektów (np. IDA) mogłoby ulec spowolnieniu. Niezbędne jest stworzenie planu, który uporządkuje lub połączy wszystkie zmiany w ramach IDA i polskiej reformy rynku bilansującego. Ponieważ nie można ich traktować jako całkowicie niezależnych, ingerencje powinny być rejestrowane wraz z oficjalnymi poleceniami zmian na kanałach SDAC i SIDC.</p>	<p>EPEX SPOT SE, ECC AG</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP w ramach prac nad wdrożeniem nowych WDB (etapu II reformy RB) uwzględnia zmiany konieczne do wdrożenia w celu osiągnięcia gotowości w projekcie IDA. Z tego powodu projekt IDA został uwzględniony w nowej wersji standardów WIRE przygotowanej na potrzeby wdrożenia nowych WDB. Niezwykle ważna jest właściwa kolejność tych dwóch projektów - najpierw wdrożenie nowych WDB, a następnie IDA. Nowa wersja standardów WIRE będzie wykorzystywana na potrzeby testowania IDA.</p> <p>Patrz również wyjaśnienie do uwagi ogólnej nr 4.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
6.	<p><u>Ogólne wnioski:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Podsumowując powyższe opinie, EPEX SPOT i ECC zdecydowanie opowiadają się za nieskracaniem czasu na nominacje. Jest to z pewnością najważniejsza opinia, którą musimy wyrazić. Ponadto, pragniemy zwrócić uwagę na fakt, że przewidywany czas, jaki pozostał do uruchomienia jest postrzegany jako bardzo krytyczny ze względu na otwarte pytania, brak szczegółów w planowaniu testów i brak widocznego marginesu czasowego na wdrożenie zmian oraz w razie potrzeby, poprawienie ewentualnych błędów, które mogą wystąpić u każdego uczestnika rynku. Wreszcie, zmiany będą miały wpływ zarówno na europejskie sprzężenie rynków dnia następnego, jak i dnia bieżącego; dlatego też konieczny wydaje się oficjalny wniosek o zmianę w ramach procedur europejskich, który nie został jeszcze złożony. 	EPEX SPOT SE, ECC AG	<p><u>Uwaga została uwzględniona w zakresie czasu na nominacje USE</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2.</p> <p><u>Uwaga została uwzględniona w zakresie terminu wdrożenia nowych WDB</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p> <p><u>Wyjaśnienie w zakresie wniosku o zmianę w ramach procedur europejskich</u></p> <p>Na forum polskiego podkomitetu operacyjnego (Polish OPSCOM) OSP ustalił z NEMO działającymi w polskim obszarze rynkowym, że wnioski o zmianę w systemach i procesach SDAC/SIDC w związku z wdrażaniem etapu II reformy RB nie będą zgłaszane. Zgodnie z ustaleniami z NEMO, grupy SIDC QARM i SDAC QARM odpowiedzialne za koordynację wdrożeń odpowiednio w SIDC i SDAC, zostały poinformowane o wdrażanym etapie II reformy RB oraz o występujących zależnościach pomiędzy tym projektem a projektami SIDC i SDAC.</p>
7.	Harmonogram uruchomienia reformy bilansującej	Nord Pool AS	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Rozwinięcie uwagi ogólnej zostało zgłoszone jako uwaga szczegółowa.</p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 28.</p>
8.	Harmonogram zgłaszania Umów Sprzedaży Energii	Nord Pool AS	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Rozwinięcie uwagi ogólnej zostało zgłoszone jako uwaga szczegółowa.</p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 29.</p>
9.	Jednostki czasowe dla wyników łączenia rynków w ramach rynku dnia bieżącego	Nord Pool AS	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Rozwinięcie uwagi ogólnej zostało zgłoszone jako uwaga szczegółowa.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 30.
10.	<p>Jaki po wejściu w życie nowego WDB status będą miały jednostki wytwórcze niebędące JWCD, elektrociepłownie i elektrownie ciepłne o mocy nieprzekraczającej 100MW, przyłączone do sieci dystrybucyjnej 110kV? Jaki wpływ będą miały wprowadzane zmiany na te jednostki?</p>	<p>Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Status modułu wytwarzania energii (jednostki wytwórczej) określa rozporządzenie systemowe. Moduł wytwarzania energii cieplny kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW przyłączony do skoordynowanej sieci 110 kV, zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego ma status jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD), z zastrzeżeniem, że status ten może być zmieniony na podstawie § 14 ust. 1. Natomiast pozostałe z wymienionych w uwadze jednostek wytwórczych, jeżeli nie zachodzi warunek centralnego dysponowania na podstawie odrębnych umów, o którym mowa w § 2 pkt 11 lit. c rozporządzenia systemowego, mają status niebędących JWCD.</p> <p>Zgodnie z § 20 ust. 4 i 5 rozporządzenia systemowego oraz nowymi WDB, każdy moduł wytwarzania energii posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie § 14 ust. 1 albo § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, ma obowiązek aktywnego udziału w RB w pełnym zakresie dysponowania (znacznik aktywności równy 1, ZAK=1).</p> <p>W zakresie modułu wytwarzania energii, który nie posiada statusu JWCD albo posiada status JWCD i jest objęty zwolnieniem na podstawie § 14 ust. 1 albo § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, nie ma obowiązku aktywnego udziału w RB. W zakresie tego modułu wytwarzania energii występuje dowolność w zakresie aktywnego udziału w RB, tj. może uczestniczyć aktywnie w RB w różnym zakresie dysponowania określanym przez znacznik aktywności (ZAK), jak również nie brać aktywnego udziału w RB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>Niezależnie od aktywnego udziału w RB zmieniają się zasady dotyczące niezbilansowania: obiektów RB stosowanych do wyznaczania niezbilansowania (jednostki bilansowe), zgłoszeń umów sprzedaży energii oraz wyceny i rozliczania niezbilansowania.</p>
11.	<p>Czy znacznik aktywności ZAK będzie przypisany do wszystkich jednostek wytwórczych także tych, które obecnie nie uczestniczą aktywnie w RB, nie są jednostkami JWCD?</p>	<p>Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Znacznik aktywności (ZAK) jest przypisywany wyłącznie do jednostek grafikowych (JG), czyli dotyczy zasobów, które poprzez JG uczestniczą aktywnie w RB. W zależności od rodzaju JG i związanego z rodzajem JG zakresu dysponowania JG przez OSP, ZAK może przyjmować wartości: 1, 2 lub 3, których znaczenie zostało zdefiniowane w pkt 3.3.4(10) nowych WDB.</p>
12.	<p>Jaki znacznik aktywności ZAK będą miały istniejące i nowo budowane farmy PV o mocy do 15MW przyłączone do sieci dystrybucyjnej 110kV? Które farmy będą miały obowiązkowy obowiązek aktywnego udziału w RB i jaki będą miały znacznik aktywności ZAK?</p>	<p>Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zarówno istniejące, jak i nowo budowane farmy fotowoltaiczne przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie będą miały obowiązku aktywnego udziału w RB. Oznacza to, że będą posiadały dowolność w zakresie aktywnego udziału w RB – będą mogły uczestniczyć w RB poprzez JG o różnej wartości ZAK albo nie uczestniczyć aktywnie w RB.</p> <p>Obowiązek aktywnego udziału w RB będzie dotyczył farm fotowoltaicznych przyłączonych do sieci przesyłowej. W tym przypadku znacznik aktywności JG utworzonej z danej farmy fotowoltaicznej będzie równy 1.</p>
13.	<p>Jaki status będą miały istniejące i nowo budowane magazyny energii o mocy nieprzekraczającej 10MW przyłączone do sieci dystrybucyjnej 110kV?</p>	<p>Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Magazyny energii elektrycznej o mocy 10 MW lub mniejszej przyłączone do sieci dystrybucyjnej, zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego, nie posiadają statusu centralnego dysponowania. Oznacza to, że będą posiadały dowolność w zakresie aktywnego udziału w RB – będą mogły uczestniczyć w RB poprzez</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			JG o różnej wartości ZAK albo nie uczestniczyć aktywnie w RB.
14.	Jakie dodatkowe aktywności będą ciążyły na POB, po wejściu w życie nowego WDB?	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Obowiązki, jak również warunki uczestnictwa w RB podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB), do którego należą jednostki bilansowe (JB), są opisane w punktach: 3.1.1, 3.3.3, 4.1 oraz 4.2 nowych WDB.</p> <p>Do podstawowych obowiązków POB w odniesieniu do danej JB należą: zgłaszanie do OSP zawartych umów sprzedaży energii oraz uczestniczenie w rozliczaniu RB w zakresie niezbilansowania.</p> <p>Nowe WDB nie wprowadzają dodatkowych obowiązków na POB, który zgodnie z obecnie obowiązującą strukturą podmiotową i obiektową RB jest uczestnikiem rynku bilansującego (URB) działającym wyłącznie jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe zasobów reprezentowanych w jednostkach grafikowych, które posiada URB.</p>
15.	Praca grafikowa – czy oprócz ewaluacji wykonania na podstawie porównania z pracą grafikową jest rozpatrywane wprowadzenie baseline'u? Ten sposób został ostatnio zaimplementowany w Czechach.	LERTA POWER POLAND Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W etapie II reformy rynku bilansującego dla JG innych niż JGz przyjęto rozwiązanie oparte na grafikach obciążenia zgłaszanych przez dostawców usług bilansujących w programach pracy. Potrzeba wprowadzenia innych mechanizmów, np. baseline-u, o którym mowa w uwadze, zostanie przeanalizowana w ramach dalszych prac nad rozwojem RB.</p>
16.	Czy sama praca grafikowa również będzie ewaluowana w poszczególnym zakresie wykonania (np. +/- 20%)?	LERTA POWER POLAND Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP będzie wyznaczał ilość energii odchylenia dla każdej JG i każdego OREB zgodnie z zasadami określonymi w pkt 14.8 nowych WDB. Jeżeli ilość energii bilansującej będzie równa 0 MWh w danym OREB, to niezależnie od wielkości różnicy pomiędzy grafikiem</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>obciążenia i ilością energii rzeczywistej JG, energia odchylenia będzie równa 0 MWh.</p> <p>Niezależnie od powyższego, powtarzająca się nieprawidłowa praca regulacyjna JG, zgodnie z pkt 8(2) załącznika nr 2 do nowych WDB, może być powodem utraty ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących przez zasób albo grupę zasobów tworzących JG.</p>
17.	<p>Co oznacza możliwość agregacji w jednej lokalizacji w 2024 roku? Czy mówimy tu o OSD/GPS/węzle czy np. konkretnym adresie?</p>	<p>LERTA POWER POLAND Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W okresie przejściowym wszystkie zasoby tworzące pojedynczą JG_{Z3} lub pojedynczą JG_A muszą być przyłączone do jednego węzła sieci przesyłowej albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle łączącym sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia.</p> <p>Powyższe ograniczenie dotyczy świadczenia usług bilansujących, czyli agregacji zasobów w ramach JG. Nie dotyczy JB, które mogą reprezentować dostawy energii elektrycznej zasobów z różnych lokalizacji.</p> <p>W związku ze zmianą brzmienia pkt 1.3(1.4) nowych WDB dotyczącego terminu wejścia w życie nowych WDB (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), skorygowane zostało odpowiednio brzmienie pkt 25(3) nowych WDB, tak aby zachować roczny okres przejściowy.</p>
18.	<p>Czy są przewidywane projekty pilotażowe z DUB, które pozwolą udoskonalać WDB i proponowane usługi?</p>	<p>LERTA POWER POLAND Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>OSP obecnie nie planuje przeprowadzania projektów pilotażowych z dostawcami usług bilansujących (DUB) w celu udoskonalania nowych WDB. OSP rozważy postulat zgłoszony w uwadze w ramach dalszych prac nad rozwojem RB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 33.
19.	<p>W trakcie prac nad reformą rynku bilansującego (RB) w Polsce, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) opracowały dokument pt. "Koncepcja zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce" i przeprowadziły spotkania informacyjne dotyczące harmonogramu wdrożenia. Według harmonogramu z marca 2021 roku, standardy miały zostać opublikowane na ponad rok przed datą wdrożenia reformy oraz przynajmniej 9 miesięcy od zatwierdzenia dokumentów. Ostatecznie PSE przedstawiło roboczą wersję dokumentów, a daty publikacji standardów to: WDB (21.02.2023), WIRE (16.03.2023) i SOWE (27.03.2023). Nie podano jednak oczekiwanej daty zatwierdzenia dokumentów, a wdrożenie zmian ustalono na 01.01.2024, co skraca czas implementacji zmian po stronie systemów wspierających podmioty działające na Rynku Energii. Zakres zmian jest znacząco rozszerzony w porównaniu do przytoczonego dokumentu, w tym m.in. zmiany architektoniczne systemów, przepisanie całego standardu wymiany informacji z PSE oraz zbudowanie zupełnie nowych dokumentów zgłoszeniowych. Harmonogram wdrożenia reformy Rynku Bilansującego w stosunku do przedstawianych wcześniej planów uruchomienia reformy Rynku Bilansującego. Tak radykalne skrócenie harmonogramu wdrożenia reformy Rynku Bilansującego stanowi ryzyko dla Użytkowników biznesowych, którzy nie będą mieli wystarczającego wsparcia przy tworzeniu ofert. To może prowadzić do licznych błędów w wartościach, co z kolei naraża spółki na straty. W związku z tym, jeśli reforma nie spełni oczekiwań, Rynek Bilansujący nie będzie działał poprawnie, co może narazić spółki na bardzo wysokie koszty związane z dodatkową pracą użytkowników, w celu obsługi procesów OHT, rozliczeniowych oraz handlowych. Ponadto, wdrożenie reformy w zaproponowanym terminie niesie ryzyko nakładania kar za niewywiązywanie się z nałożonych regulacji dotyczących przejrzystości działań rynkowych. Uważamy, że PSE powinno utrzymać wcześniej zaplanowany harmonogram, czyli, że</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Na spotkaniu informacyjnym zorganizowanym przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz PSE S.A. inicjującym prace mające na celu wdrożenie etapu II reformy RB, które odbyło się 9 marca 2021 r., zostało przedstawione, że planowany termin wdrożenia tego etapu mieści się w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 1 czerwca 2023 r., przy czym ostateczny termin wdrożenia zostanie dookreślony w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB, stosownie do znanych już wtedy terminów zakończenia prac nad rozporządzeniem systemowym w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przy uwzględnieniu okresu wymaganego na realizację prac po podjęciu ww. decyzji.</p> <p>Wykonany harmonogram prac nad ww. rozporządzeniem systemowym oraz w konsekwencji nad opracowaniem projektu nowych WDB był dłuższy niż pierwotnie planowano, co głównie było spowodowane sytuacją występującą w 2022 r. Wzrost cen paliw kopalnych w 2022 r. w szczególności ze względu na wojnę w Ukrainie i embargo nałożone przez państwa członkowskie Unii Europejskiej, w tym przez Polskę, na import paliw kopalnych z Federacji Rosyjskiej, skutkowało potrzebą realizacji bieżących działań zaradczych, co miało wpływ na prace nad etapem II reformy RB.</p> <p>Data 1 stycznia 2024 r. wskazana w projekcie nowych WDB jako najwcześniejszy termin wejścia w życie nowych WDB miała na celu ograniczenie opóźnienia wejścia w życie etapu II reformy RB w stosunku do pierwotnie planowanego terminu oraz uwzględniała przesunięcie wdrożenia tego etapu wskazane w uzasadnieniu do projektu rozporządzenia Ministra</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>publikacja standardów powinna nastąpić na ponad rok przed datą wdrożenia reformy, a dokumenty powinny być zatwierdzone przez URE przynajmniej 9 miesięcy wcześniej.</p>		<p>Klimatu i Środowiska z dn. 21 września 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, przekazanego na komisję prawniczą – dostępnego na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji:</p> <p>https://legislacja.gov.pl/projekt/12362606/katalog/12899547#12899547</p> <p>Biorąc pod uwagę stosunkowo liczne uwagi dotyczące ryzyka, bądź wręcz braku możliwości wdrożenia zmian wynikających z nowych WDB z początkiem 2024 r., ze względu na zakres i złożoność wdrażanych rozwiązań, czas potrzebny na dostosowanie systemów informatycznych i ich przetestowanie, szkolenia personelu, aneksowanie różnego rodzaju umów odwołujących się do obecnych zasad RB, OSP skorygował brzmienie pkt 1.3(1.4) nowych WDB. Skorygowane brzmienie tego punktu wskazuje jako termin wejścia w życie nowych WDB datę określoną w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej nowe WDB. Jednocześnie OSP występując o zatwierdzenie nowych WDB zawnioskuje, aby data wejścia w życie nowych WDB była nie wcześniejsza niż po upływie 9 miesięcy kalendarzowych od daty zatwierdzenia nowych WDB przez Prezesa URE i stanowiła równocześnie pierwszy dzień miesiąca kalendarzowego.</p> <p>Termin wejścia w życie nowych WDB, o który zawnioskuje OSP, spełnia również postulat zgłoszony w uwadze dotyczący publikacji standardów. Wersje robocze standardów zostały opublikowane po rozpoczęciu konsultacji społecznych projektu nowych WDB a publikacja zaktualizowanych wersji odbędzie się po publikacji raportu z procesu konsultacji społecznych projektu nowych WDB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			W związku ze zmianą brzmienia pkt 1.3(1.4), o którym mowa powyżej, skorygowane zostało odpowiednio brzmienie postanowień przejściowych nowych WDB w zakresie pkt 25(1), 25(3), 25(5) i 25(9), tak aby zachować roczny okres przejściowy.
20.	<p>Prosimy o doprecyzowanie w legislacji, czy zakładem wytwarzania energii może być też instalacja hybrydowa OZE połączona z magazynem energii. Instalacja hybrydowa OZE połączona z magazynem energii to zespół urządzeń składających się z odnawialnych źródeł energii oraz baterii lub innych urządzeń służących do magazynowania energii elektrycznej. Magazyn energii jest urządzeniem sterowalnym i bardzo elastycznym, co pozwala na wykorzystanie zgromadzonej energii w celu stabilizowania częstotliwości sieci elektroenergetycznej. W przypadku zmniejszenia mocy w sieci, system OZE z magazynem może dostarczyć dodatkową moc, aby zrekompensować brakującą moc. Z drugiej strony, gdy występuje nadmiar mocy w sieci, system OZE z magazynem może przechowywać dodatkową energię elektryczną do późniejszego wykorzystania. Dodatkowo, hybrydowa instalacja OZE z magazynem może pomóc w zapewnieniu równowagi między produkcją a zużyciem energii elektrycznej w czasie rzeczywistym. System może kontrolować ilość energii, która jest generowana przez OZE i dostarczana do sieci oraz ilość energii pobieranej z sieci i magazynowanej w bateriach. W ten sposób system może zapewnić odpowiedni poziom mocy w sieci w każdej chwili. Instalacje hybrydowe z magazynem mogą przyczynić się do stabilizacji częstotliwości sieci, co jest kluczowe dla zapewnienia niezawodnej i stabilnej dostawy energii elektrycznej dla odbiorców. Hybrydowa instalacja OZE z magazynem jest zatem innowacyjnym rozwiązaniem, które może pomóc w rozwiązaniu problemów związanych z produkcją i dystrybucją energii elektrycznej w sposób bardziej zrównoważony i stabilny.</p> <p>Uważamy, że wykluczenie hybrydowych instalacji OZE z magazynem z rynku usług systemowych negatywnie podziela na</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Struktura obiektowa RB definiuje kilka rodzajów JG w celu jak najlepszego uwzględnienia uwarunkowań różnych zasobów w kontekście świadczenia usług bilansujących. W szczególności zdefiniowana została JG magazynu (JG_M), która uwzględnia ograniczenia magazynu wynikające z jego pojemności oraz stanu naładowania. Magazyn energii elektrycznej może również tworzyć JG agregatu (JG_A), wraz z innymi zasobami, i w tym przypadku ograniczenia magazynu wynikające z pojemności i stanu naładowania muszą być w całości zarządzane przez DUB.</p> <p>W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej tworzy jeden moduł parku energii wraz z farmą wiatrową lub farmą fotowoltaiczną, to może uczestniczyć aktywnie w RB poprzez JG wytwórczą (JG_W) albo JG_A wraz z innymi zasobami. W celu zapewnienia możliwości poprawnego aktywnego udziału w RB takiego modułu parku energii poprzez JG źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (JG_Z) wprowadzone zostały następujące zmiany w nowych WDB:</p> <ul style="list-style-type: none"> • w pkt 2.2 zmieniono opisy skrótów MB_{AI} i ΔP, dodany został skrót MB_{AZ} oraz zostały usunięte skróty MB_{AFW} i MB_{APV}; • w pkt 2.3 uszczegółowione zostały definicje estymaty, mocy maksymalnej i minimalnej JG oraz dodana została definicja modułu parku energii; • w zakresie AFD_{MB} dodany został atrybut użytkownika AZ oraz zostały usunięte atrybuty użytkownika AFW

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>sygnały inwestycyjne. Postulujemy, że takie instalacje powinny być dopuszczone do rynku bilansującego, pod warunkiem spełnienia odpowiednich wymagań technicznych i proceduralnych.</p> <p>Działalność na rynku regulacyjnych usług systemowych hybrydowej instalacji OZE z magazynem powinna być opisana za pomocą odpowiednich załączników. Postulujemy opisanie jej jako osobnego typu JG.</p>		<p>i APV w pkt 3.3.2(8.2);</p> <ul style="list-style-type: none"> • uszczegółowiona została definicja JGz w pkt 3.3.4(19.4); • wprowadzony został grafik obciążenia magazynu w programie pracy JGz w pkt 8.6.1(13), 8.6.1(14), 8.6.12(19) i 10.6.1(3); • zdefiniowane zostały zasady weryfikacji grafiku obciążenia magazynu w zgłoszeniach programów pracy – dodano pkt 8.6.2(5.1.f.vii) oraz zmieniono pkt 8.6.8(2), 8.6.9(2) i 8.6.12(6.5); • grafik obciążenia magazynu został uwzględniony w rozliczeniach energii bilansującej w pkt 12.2(1), 14.2.1(3), 14.2.2(4) i 14.8(4); • grafik obciążenia magazynu został uwzględniony w algorytmach optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG – w załączniku nr 1 dodano oznaczenie P_{jt}^{GOM} i pkt 3.3.1(1.4) oraz zmieniono pkt 5.1(1); • uszczegółowione zostały pkt 4(1.1), 4(4) i 4(14) (poprzednio 4(13)) oraz dodany pkt 4(9) w załączniku nr 2; • we wzorach dokumentów, o których mowa w pkt 11 załącznika nr 2, uszczegółowione zostały definicje mocy maksymalnej i minimalnej JG, analogicznie jak w pkt 2.3 nowych WDB, oraz uszczegółowiony został zakres przekazywanych informacji i danych na potrzeby tworzenia JGz. <p>Grafik obciążenia magazynu wraz z estymatą JGz, która odnosi się do łącznej generacji farm wiatrowej lub fotowoltaicznej tworzących JGz, będą określały ilość energii JGz, jaka powinna zostać wyprodukowana przez JGz w sytuacji braku redukcji generacji. W przypadku takiej JGz DUB będzie mógł świadczyć usługi bilansujące właściwie regulując pracę farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej lub magazynu energii elektrycznej.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
21.	Czy planowane jest wprowadzenie ograniczeń cenowych na ceny usług systemowych, w tym na ceny energii i mocy, obejmujące zarówno ograniczenia z góry, jak i z dołu?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Ceny ofertowe w ofertach na energię bilansującą oraz ceny rozliczeniowe energii bilansującej bez korekty uzupełniającej cen energii bilansującej oraz bez korekty związanej z energią odchylenia muszą się zawierać pomiędzy dolnym i górnym limitem ceny określonymi zgodnie z pkt 8.7.3(4) nowych WDB.</p> <p>Ceny ofertowe w ofertach portfolio na moce bilansujące i w ofertach na moce bilansujące oraz ceny rozliczeniowe nabytych mocy bilansujących muszą być dodatnie oraz nie większe niż górny limit ceny określony zgodnie z pkt 8.7.3(4) i 25(1) nowych WDB.</p>
22.	Czy PSE dysponuje i może udostępnić liczbowe przykłady rozliczeń z DUB za dostarczanie mocy i energii bilansującej, które pozwolą na zrozumienie sposobu wyliczania i rozliczania przychodów DUB związanych z tymi usługami?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Przykłady rozliczeń zostały dodane do dokumentu wyjaśniającego do nowych WDB.</p>
23.	Od jakiej daty PSE planuje publikować ceny za niezbilansowanie z zastosowaniem nowej formuły, takiej jak podział na składowe średnia CEB i CSDAC, umożliwiającej wstępne oszacowanie kosztów związanych z niezbilansowaniem w nowych warunkach, przed 01.01.2024?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Publikacja cen niezbilansowania wyznaczanych w sposób określony w nowych WDB będzie realizowana zgodnie z terminami publikacji informacji o rynku energii elektrycznej określonymi w pkt 21 nowych WDB. Pierwszą dobą handlową, której będzie dotyczyła publikacja informacji wg nowych WDB, w tym cen niezbilansowania, będzie doba odpowiadająca dacie wejścia w życie nowych WDB.</p>
24.	Jaka jest różnica między upoważnieniem a umocowaniem?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Elektromobilności PIME	
25.	Jakie wielkości zapotrzebowania na FCR, FRR, RR do pozyskania na rynku mocy bilansujących przewiduje PSE?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Wielkości zapotrzebowania na FCR, FRR, RR do pozyskania na rynku mocy bilansujących będą wynikały z przewidywanej sytuacji KSE. Zasady, na podstawie których określone będą te wielkości, są przedstawione w pkt 7.1(4) nowych WDB.
26.	Jakie metody i narzędzia zostaną wykorzystane do ciągłego wyznaczania estymaty mocy czynnej możliwej do generacji przez JGZ, czy będzie to wartość ex post na podstawie pomiarów wiatru czy ex ante z uwzględnieniem dostępności źródła energii pierwotnej i warunków eksploatacyjnych? Jeśli estymata będzie określana ex ante, to z jakim wyprzedzeniem będzie definiowana?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Wartość estymaty będzie wyznaczana przez narzędzia DUB, w czasie rzeczywistym na podstawie pomiarów energii pierwotnej (siły wiatru lub nasłonecznienia) oraz przy uwzględnieniu warunków eksploatacyjnych. Patrz również odpowiedź na uwagę szczegółową nr 145.
27.	Prosimy o informację, jakie będą konsekwencje dla DUB w przypadku niedostarczenia zakontraktowanych mocy bilansujących. Czy przewiduje się kary lub inne sankcje? Jakie są przewidywane skutki finansowe dla DUB w takim przypadku?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Dla niedostarczonych mocy bilansujących wyznaczone są opłaty, które pomniejszają należność dla JG za moc bilansującą. W szczególności wynikowa należność może przyjąć wartość ujemną, co oznacza konieczność zapłaty OSP za niewywiązanie się z obowiązku dostarczenia zakontraktowanych mocy bilansujących. Niezależnie od powyższego, powtarzająca się nieprawidłowa praca regulacyjna JG, w szczególności skutkująca niedostarczeniem mocy bilansujących, zgodnie z pkt 8(2) załącznika nr 2 do nowych WDB, może być powodem utraty ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących przez zasób albo grupę zasobów tworzących JG.
28.	Ostatnio bardzo często OSP redukowały generację FW w sposób nierynkowy, a my uważamy, że OSP powinny korzystać z rezerwy operacyjnej w dół w sposób rynkowy. Zdajemy sobie sprawę, że	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania	<u>Wyjaśnienie</u> W ostatnim okresie, ze względu na bardzo dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych, a zwłaszcza bardzo szybki

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>w okresach dużej penetracji przez OZE może być bardziej wartościowe wykorzystanie rezerwy operacyjnej w dół niż w górę. Jednocześnie, uważamy, że operatorzy systemów dystrybucyjnych powinny wyceniać rezerwy operacyjne w sposób bardziej rynkowy i elastyczny, tak aby ich wykorzystanie odzwierciedlało rzeczywistą wartość rynkową.</p>	<p>Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p>przyrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych, coraz częściej dochodzi do wysokiej nadpodaży energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania odbiorców na tę energię. W okresach nadwyżki podaży energii elektrycznej ponad popyt, podstawowym środkiem równoważenia bilansu powinny być środki rynkowe. W pierwszej kolejności niskie ceny energii elektrycznej na rynkach krótkoterminowych (rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego) powinny zapewniać zachęty do zwiększania zużycia energii lub ograniczania wytwarzania energii elektrycznej. Do rynkowych mechanizmów należą także oferty redukcji generacji za wynagrodzeniem, składane na rynek bilansujący oraz oferty na świadczenie usług systemowych dla operatorów systemu.</p> <p>W przypadku gdy rynkowe środki redukcji generacji są niewystarczające, stosowana jest przez OSP nierynkowa redukcja generacji jako ostateczny środek zaradczy.</p> <p>Aby w okresach nadpodaży generacji, przy niskim popycie na energię elektryczną, rynkowe mechanizmy mogły zadziałać na rynku bilansującym, to muszą być dostępne oferty redukcji, które mogą być wykorzystane przy jednoczesnym spełnieniu warunków bezpiecznej pracy KSE. Stąd bardzo ważny jest szeroki aktywny udział w RB zasobów nieposiadających statusu JWCD, w tym farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych.</p> <p>Odnosnie do samej kwestii pozyskiwania przez OSP rezerwy w dół, to nowe WDB poza FCR i FRR przewidują możliwość pozyskiwania RR w dół w okresach szczególnego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół.</p> <p>Poruszona w uwadze kwestia wyceny rezerwy mocy w dół przez OSD wykorzystywanej ze względu na warunki pracy sieci dystrybucyjnej nie jest przedmiotem nowych WDB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
29.	<p>Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Często podmiotem zarządzającym hybrydową instalacją OZE jest OSDn. Czy OSDn może pełnić rolę Dostawcy Usług Bilansujących (DUB) i jakie warunki musi spełnić, aby to możliwe?</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z pkt 3.4(7) nowych WDB „URB będący POB_{GE} albo POB_{OSP} albo POB_{OSD} nie może być jednocześnie DUB”. Skrót POB_{OSD} jest zdefiniowany jako „POB będący OSDp”.</p> <p>Nowe WDB nie zawierają powołanych ograniczeń dla OSDn, uwzględniając, że w tym zakresie ma zastosowanie art. 9d ustawy Prawo energetyczne dotyczący zasad rozdziału działalności operatorskiej od innych rodzajów działalności, z uwzględnieniem wyłączenia powołanego w art. 9d ust. 7 ustawy Prawo energetyczne.</p> <p>Nowe WDB (pkt 3.1.1(5) po zmianie brzmienia w wyniku zgłoszonych uwag), w związku z § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego, stanowi, że DUB może być podmiot, który ma zawartą z OSP umowę przesyłania, na mocy której z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, których jest właścicielem lub w odniesieniu do których został umocowany, świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w nowych WDB.</p> <p>DUB w odniesieniu do każdego zasobu tworzącego JG, poprzez którą są świadczone usługi bilansujące, działa w imieniu własnym i na własny rachunek (pkt 3.7.1(3) nowych WDB).</p> <p>Pytanie zawarte w uwadze nie precyzuje w sposób wystarczający sformułowania „podmiotem zarządzającym hybrydową instalacją OZE jest OSDn”, w tym nie wskazuje czy do tego OSDn ma zastosowanie wyłączenie powołane w art. 9d ust. 7 ustawy Prawo energetyczne.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>W odpowiedzi założono więc, że na potrzeby pełnienia roli DUB właściciel/właściciele instalacji OZE udzieli/udzielią OSDn umocowania do korzystania z zasobu i rozporządzania zasobem w procesie kwalifikacji DUB oraz w ramach świadczenia usług bilansujących na RB.</p> <p>Jak przywołano powyżej ustawa Prawo energetyczne w art. 9d co do zasady, z uwzględnieniem wyłączenia powołanego w art. 9d ust. 7, wprowadza obowiązek rozdzielania działalności dystrybucyjnej od działalności wytwórczej oraz działalności obrotowej. Art. 9d ust. 1h ustawy Prawo energetyczne stanowi, że OSD nie może wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych. Ocena zgodności z tymi przepisami dla przypadku realizacji funkcji DUB przez OSDn pozostaje kwestią odpowiedzialności OSDn. Uzasadnionym jest przeprowadzenie takiej oceny, tj. ustalenie czy OSDn spełnia warunki powołane w art. 9d ust. 7 ustawy Prawo energetyczne, przed przyjęciem przez OSDn umocowania od właściciela instalacji OZE do korzystania z tego zasobu i rozporządzania tym zasobem w procesie kwalifikacji DUB dla tego zasobu oraz w ramach świadczenia usług bilansujących na RB.</p> <p>DUB świadczy usługi bilansujące poprzez jedną lub więcej JG – pkt 3.7.1(2) nowych WDB.</p> <p>Zgodnie z § 20 rozporządzenia systemowego OSP umożliwia tworzenie JG składających się z:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej; 2) modułu wytwarzania energii innego niż określony w pkt 1;

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>3) magazynu energii elektrycznej;</p> <p>4) sterowanego odbioru;</p> <p>5) grupy zasobów wymienionych w pkt 2-4, w tym grupy zasobów tworzących zamknięty system dystrybucyjny;</p> <p>- pod warunkiem, że łączna moc osiągalna zasobów tworzonej JG jest równa 200 kW lub wyższa.</p> <p>Warunki utworzenia JG dla grupy zasobów, o których mowa w pkt 5 powyżej określa dodatkowo § 20 ust. 2 rozporządzenia systemowego.</p> <p>Zgodnie z § 20 ust. 6 rozporządzenia systemowego warunkiem utworzenia JG jest pomyślne ukończenie procesu kwalifikacji wstępnej odpowiedniego dla zakresu usług bilansujących, które DUB będzie świadczyć przez tę JG. Proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek właściciela zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.</p> <p>Podstawą do dokonania przyporządkowania zasobu lub grupy zasobów do JG danego DUB jest, zgodnie z pkt 3.7.1.(6.1) nowych WDB, 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.</p> <p>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</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>DUB, zgodnie z załącznikiem nr 2 do nowych WDB, pozostaje w mocy. Warunki dodatkowe określa ponadto pkt 3.7.1(6.2) nowych WDB.</p> <p>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 (pkt 3.7.1(8) nowych WDB).</p> <p>Warunki jakie muszą być spełnione, aby DUB świadczył usługi bilansujące na RB są określone w pkt 4.3 nowych WDB.</p>
30.	<p>Jeśli certyfikacja dla jednostek przyłączanych do sieci 110 kV będzie nieobowiązkowa, prośba o potwierdzenie, że certyfikacja podmiotów dla których udział nie jest obligatoryjny będzie możliwa od razu (w najszybszym możliwym terminie).</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z postanowieniami pkt 3.3.4(11) nowych WDB: 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.</p> <p>MWE, w tym MWE przyłączone do sieci 110 kV, posiadające status JWCD definiuje § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego.</p> <p>Właściciel (lub podmiot przez niego umocowany) MWE posiadającego status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie § 14 ust. 1 albo § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego ma obowiązek przystąpienia do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących i jego zakończenia z wynikiem pozytywnym, w zakresie wskazanym w nowych WDB, przy uwzględnieniu § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego w odniesieniu do MWE aktywnie</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>uczestniczących w RB przed dniem wejścia w życie ww. rozporządzenia.</p> <p>Jeśli chodzi o MWE nieposiadający statusu JWCD, to jego właściciel lub podmiot przez niego umocowany, będzie mógł przystąpić do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, w odniesieniu do takiego zasobu, natychmiast po wejściu w życie nowych WDB.</p>
31.	<p>Czy suma mocy osiągalnej jest tożsama z sumą mocy znamionowej?</p> <p>Doceniamy zamiar przejścia na 15-minutowy harmonogram i nominację, również zgodnie z dorobkiem prawnym UE, chociaż zauważamy, że dotrzymanie terminu takiej zmiany w styczniu 2024 r. może okazać się bardzo trudne dla wielu lokalnych uczestników rynku. Chociaż odnotowujemy zbliżające się terminy wynikające z prawodawstwa UE (np. w zakresie przystąpienia do wspólnych rezerwowych platform zamówień publicznych), zdajemy sobie również sprawę, że niezdolność uczestników rynku do terminowego dostosowania może spowodować poważne zakłócenia i zakłócenia równowagi w całym systemie. Korzystamy również z okazji, aby ponownie podkreślić potencjalnie szkodliwe konsekwencje odejścia od nominacji w blokach energetycznych (MW), choć po warsztatach zorganizowanych 29.03.2023 ufamy, że zagrożenie to zostało dostrzeżone przez PSE i zostaną dokonane niezbędne korekty, aby zachować obecnie stosowaną metodologię.</p> <p>Zauważamy, że swobodne kształtowanie się cen na polskim rynku bilansującym będzie nadal zakłócanie w kilku obszarach:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cena SDAC ma służyć jako dolna granica ceny niezbilansowania dla danej godziny, aby zapobiec arbitrażowi - zauważamy, że takie podejście może przynieść efekt 	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Suma mocy osiągalnej może być tożsama z sumą mocy znamionowych, w szczególności w odniesieniu do nowych instalacji wytwórczych. W wyniku eksploatacji, zdolność do generacji mocy czynnej może ulec zmianie ze względu na proces starzenia się urządzeń technologicznych. W takim przypadku moc osiągalna będzie mniejsza od mocy znamionowej, która identyfikowana jest na tabliczce znamionowej urządzenia wytwórczego.</p> <p><u>Odnośnie do terminu wdrożenia nowych WDB:</u> patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p> <p><u>Odnośnie do zgłaszania umów sprzedaży energii w MW:</u> patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 35.</p> <p><u>Odnośnie do ceny SDAC</u> jako dolnej granicy ceny niezbilansowania: w zależności od stanu zakontraktowania KSE (SK) cena SDAC może być zarówno dolną (w przypadku SK < 0), jak i górną granicą (w przypadku SK > 0) ceny niezbilansowania. Sam zaś stan zakontraktowania jest wyznaczany na podstawie energii niezbilansowania wszystkich JB, przez co odzwierciedla rzeczywistą sytuację w KSE, a nie prognozowane niezbilansowanie systemu. Takie podejście premiuje użytkowników, którzy swoimi działaniami wspierają zbilansowanie KSE oraz</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>przeciwny do zamierzonego, ponieważ może zignorować zmienność systemu w ciągu dnia i przynieść nieoptymalne wyniki</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mechanizm ustalania cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy zostaje utrzymany, podczas gdy nadal twierdzimy, że dobrze funkcjonujący rynek jest w stanie generować sygnały cenowe, które należy uwzględnić ryzyko niedoboru. Biorąc pod uwagę, że oczekuje się, iż elastyczność rynku równoważącego ulegnie poprawie wraz z wdrożeniem omawianej reformy, uważamy, że składnik cen w przypadku niedoboru mocy może prowadzić do niepotrzebnej inflacji cen, niezależnie od tego, czy poziom nierównowagi w różnych ramach czasowych wymagał jakiegokolwiek formy interwencji, czy też nie. Ustalanie cen w sposób odzwierciedlający niedobory mocy będzie również nieuchronnie miało wpływ na konkurencję na szczeblu UE. Chociaż zdajemy sobie sprawę, że przewidziano tymczasowy pułap poziomu wynagrodzeń w ramach programu, obawiamy się, że trzymiesięczny okres jest zbyt krótki, aby ocenić długoterminowy wpływ, jaki może mieć na ceny niezbilansowane, i – zgodnie z naszą wiedzą – nie zaproponowano żadnej procedury mającej na celu usunięcie składnika ceny niedoboru, jeżeli okaże się on szkodliwy i uciążliwy. • Przewidziano dodatkowy pułap dla ofert rezerw mocy w ciągu 2024 r., co ze względu na skalę kryzysu energetycznego, którego doświadcza obecnie Europa, może być źródłem dodatkowego ryzyka, a nie środkiem zapobiegawczym. Zdajemy sobie sprawę, że pułap został ustalony na wysokim poziomie, ale zauważamy, że tego rodzaju jednostronny pułap na zintegrowanym rynku UE może być szkodliwy. <p>Zauważamy, że brak szczegółowych informacji na temat przyszłej interakcji z platformami zamówień rezerwowych może być jedynie szkodliwy dla wszelkich długoterminowych decyzji</p>		<p>zniechęca do podejmowania działań, które przyczyniają się do niezbilansowania systemu – zachęcając do korygowania swoich pozycji bilansowych również w ramach rynku dnia bieżącego.</p> <p><u>Odnośnie do mechanizmu rezerwy operacyjnej:</u> wdrożenie tego mechanizmu jest realizacją zobowiązania złożonego przez Polskę w procesie notyfikacji do KE wdrożenia rynku mocy.</p> <p>Rezerwa operacyjna jest składnikiem kompensującym niedostateczną aktywność strony odbiorowej na RB (nieelastyczny popyt). Wartość składnika rezerwy operacyjnej dodawanego do ceny energii bilansującej (a przez to też pośrednio do ceny energii niezbilansowania) jest zależna od wielkości rezerwy operacyjnej. W szczególności, dla poziomu rezerwy operacyjnej, dla którego prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (LOLP) jest równe 0, cena rezerwy operacyjnej przyjmuje wartość 0 zł/MW-h.</p> <p>Dodatkowo, w celu ograniczenia wpływu długoterminowych niedoborów mocy, w mechanizmie rezerwy operacyjnej został zaimplementowany górny limit dobowy ceny rezerwy operacyjnej ($CORD^{Max}$), który zabezpiecza przed nadmiernym wzrostem cen rezerwy operacyjnej oraz jej wpływem na wzrost cen energii bilansującej. Ponadto parametr α^{Max}, stosowany do wyznaczenia ograniczonej średniej ceny rezerwy operacyjnej dla kwartału, ma na celu ograniczenie kwartalnej zmienności średniej ceny rezerwy operacyjnej i zapobiec ewentualnemu rozchwianiu cen rezerwy operacyjnej wskutek zaburzeń dostępności mocy o dużej wartości, które mogłyby wynikać ze zdarzeń, których skutki wykroczyłyby poza kilka kwadransów.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>inwestycyjnych dotyczących nowych mocy wytwórczych w Polsce i ogólnie regionalnego bezpieczeństwa dostaw. Rozumiemy skalę wyzwania, przed którym stoją PSE przy wdrażaniu tak daleko idącej przebudowy rynku bilansującego, ale podkreślamy, że należy jak najszybciej zapewnić jasność co do przyszłej interakcji z platformami TERRE, MARI i PICASSO</p> <p>Aktualne definicje jednostek graficznych nie uwzględniają utrzymania statusu OZE (rozliczenie na podstawie szacunków) po rozbudowie instalacji o magazyn energii bateryjnej.</p> <p>W przypadku braku dostępu do nowych mocy przyłączeniowych spowodowanego ograniczeniami w przepustowości systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz brakiem wolnych miejsc przyłączeniowych, wdrożenie magazynów energii w ramach istniejących mocy przyłączeniowych stanowi korzystne rozwiązanie zarówno dla OSD/OSP, jak i właścicieli obecnych instalacji OZE. Poszerzenie jednostek graficznych OZE (JGZ1 i JGZ2) o zintegrowane magazyny energii przyniosłoby następujące korzyści dla OSD/OSP:</p> <p>Eliminacja potrzeby rozbudowy punktów sieci, dzięki uniknięciu zajmowania nowych miejsc przyłączeniowych. Brak zwiększenia maksymalnych mocy generacji w systemie, co skutkuje mniejszą rezerwą przepustowości. Możliwość obniżenia generacji jednostek graficznych OZE przez ładowanie zintegrowanego magazynu energii (przechowywanie energii zamiast jej traconej), co potencjalnie obniży koszty realizacji usług bilansujących.</p>		<p><u>Odnośnie do limitu ceny dla ofert portfolio na moce bilansujące (OPMB) i ofert na moce bilansujące (OMB):</u> przytoczone zawężenie górnego limitu ceny jest tymczasowe i dotyczy wyłącznie cen, po których mogą być oferowane moce bilansujące. Regulacje UE nie określają wartości limitów cen dla mocy bilansujących. Ponadto przytoczony limit nie ma zastosowania do cen energii bilansującej aktywowanej z tych mocy bilansujących.</p> <p>W związku ze zmianą brzmienia pkt 1.3(1.4) nowych WDB dotyczącego terminu wejścia w życie (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), skorygowane zostało odpowiednio brzmienie pkt 25(1) nowych WDB, tak aby zachować roczny okres przejściowy.</p> <p><u>Odnośnie do zasad uczestniczenia w platformach MARI i PICASSO:</u> OSP 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, zgodnie z harmonogramem określonym w pkt 1.3(2) nowych WDB.</p> <p><u>Odnośnie do JGz uwzględniających magazyn energii elektrycznej:</u> patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 20.</p>
32.	<p>Czy znany jest przewidywany okres czasu od zatwierdzenia do wejścia w życie nowych WDB (jaki będzie okres dostosowawczy)? Odpowiednia długość okresu dostosowawczego (postulowane podczas dyskusji z TOE 9 miesięcy) jest ważna z punktu widzenia praktycznej realizacji – wdrożenia rozwiązania oraz odpowiedniego czasu na zmiany</p>	<p>Towarzystwo Obrotu Energią</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	informatyczne, które mogą rozpocząć się w praktyce po zatwierdzeniu przez Prezesa URE nowych WDB. Dodatkowym argumentem za odpowiednim okresem dostosowawczym (wg TOE min. 9 miesięcy) jest konieczność zmiany (aneksowania) umów, nie tylko przez OSP, ale także (licznych) umów przez uczestników rynku energii elektrycznej, w tym spółki obrotu.		
33.	Ze względu na zakres zmian WDB i ryzyka z nimi związane czy jest możliwe uruchomienie środowiska testowego na potrzeby testowych zgłoszeń i rozliczeń ?	Towarzystwo Obrotu Energia	<u>Wyjaśnienie</u> Zgodnie z przedstawionym harmonogramem prac związanych z etapem II reformy RB przed wdrożeniem nowych zasad jest przewidywane przeprowadzenie testów z podmiotami RB. Zaktualizowany harmonogram wdrożenia nowych WDB, w tym ww. testów, zostanie opublikowany na stronie internetowej OSP po przedłożeniu nowych WDB Prezesowi URE do zatwierdzenia, przy uwzględnieniu daty wejścia w życie nowych WDB, o którą zawnioskuje OSP występując do Prezesa URE o zatwierdzenie nowych WDB (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19).
34.	Data wdrożenia z dnia 31 grudnia 2023 r. na 1 stycznia 2024 r. może być wysoce ryzykowna z punktu widzenia realizacji procesów operacyjnych ze strony OHT/OH przy tak gruntownej zmianie strukturalno - funkcjonalnej rynku bilansującego (RB). TOE rekomenduje wdrożenie zmiany w trakcie tygodnia roboczego np. 3 stycznia 2024 r. (środa), a najlepszym rozwiązaniem byłoby przyjęcie daty wdrożenia przy uwzględnieniu tzw. rozliczeń dekadowych, np. 11 stycznia 2024 r.	Towarzystwo Obrotu Energia	<u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u> Brzmienie pkt 1.3(1.4) nowych WDB dotyczące terminu wejścia w życie nowych WDB zostało zmienione – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19. Odnosnie do kwestii wejścia w życie nowych zasad w dniu roboczym lub z początkiem dekady miesiąca kalendarzowego, to ze względu na obecnie obowiązujące okresy rozliczeniowe dekadowe i miesięczne, zasadne jest wejście w życie nowych WDB z początkiem miesiąca kalendarzowego, o co zawnioskuje OSP występując do Prezesa URE o zatwierdzenie nowych WDB (patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 3).

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
35.	<p>TOE, zgodnie z pismem z dnia 1 czerwca 2022 r., stoi na stanowisko, że w ramach modelu zgłoszeń transakcji 15-to minutowych na RB ważne będzie funkcjonowanie rozwiązań podobnych jak na innych rynkach europejskich (posiadających w swojej ofercie instrumenty 15-min.) oraz przyjęcie standardu składania zleceń i zawierania transakcji w jednostkach mocy, a w konsekwencji również zgłaszanie umów sprzedaży (grafików) w analogiczny sposób. Zdaniem Członków TOE za przyjęciem ww. modelu świadczą m.in. następujące argumenty:</p> <ul style="list-style-type: none"> • jest to rozwiązanie sprawdzone i stosowane od wielu lat; • handel na Giełdach odbywa się poprzez zawieranie transakcji o danej mocy w jednostce czasu; • stwarza to jednolite i przejrzyste podejście do handlu na platformach giełdowych, a następnie w systemach ewidencji i zgłaszaniu grafików; • rekomendowany przez TOE model wyeliminuje niepotrzebne przeliczenia i algorytmy mogące wprowadzać w błąd podczas zgłaszania grafików; • nowe i niesprawdzone rozwiązania generują więcej problemów niż już przetestowane oraz dobrze funkcjonujące. <p>Reasumując ze strony TOE zwracamy się jeszcze raz z prośbą o pogłębioną analizę tematu oraz przyjęcie w nowym modelu zgłoszeń transakcji 15-to minutowych na RB składania zleceń i zawierania transakcji w jednostkach mocy.</p> <p>Pragniemy także (dodatkowo) zwrócić uwagę na konieczność ujednoczenia ww. modelu zgłoszeń z modelem zgłoszeń danych handlowych i technicznych DUB.</p>	<p>Towarzystwo Obrotu Energią</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W zgłoszeniach umów sprzedaży energii, zgodnie z postulatem zgłoszonym w uwadze, wprowadzone zostało określanie ilości dostaw energii elektrycznej w MW z dokładnością do 0,001 MW. Dodatkowo wprowadzony został wymóg określenia ilości dostaw energii elektrycznej jako wielokrotności 0,004 MW, aby zapewnić, że wynikający z tej ilości wolumen sprzedaży albo zakupu energii elektrycznej, a tym samym pozycję bilansową JB można było wyrazić w pełnych kWh dla ORN.</p> <p>W związku z powyższym, w nowych WDB zostały odpowiednio zmienione następujące pkt: 8.5.1(3.2.c), 8.5.4(2.5) (poprzednio pkt 8.5.4(2.4)), 8.5.4(5), 8.5.4(9) i 8.5.4(12) oraz dodano pkt 8.5.3(3.5) i 8.5.4(2.4).</p>
36.	<p>W jakiej formie i w jakich terminach będą publikowane dane dotyczące RB, w oparciu o które będzie prowadzona kontraktacja mocy/energii bilansującej (np. pkt 8.7.3 (4) WDB) (ceny minimalne i maksymalne OEB)</p>	<p>Towarzystwo Obrotu Energią</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Wielkości górnego i dolnego limitu wyrażone w zł/MWh, o których mowa w pkt 8.7.3(4) nowych WDB, nie będą publikowane przez OSP. Natomiast wielkości te</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>wyrażone w EUR/MWh są wyznaczone zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań, która została opracowana zgodnie z art. 30 ust. 1 i 3 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania. Metoda ta jest opublikowana na stronie internetowej OSP:</p> <p>https://www.pse.pl/documents/20182/b2b63992-ecf4-4902-af5e-fedf6765afab.</p> <p>Zgodnie z tą metodą docelowa wartość górnego i dolnego limitu ceny ma być równa odpowiednio 99 999 EUR/MWh i -99 999 EUR/MWh. Metoda ta wprowadza również okres przejściowy z limitami równymi odpowiednio 15 000 EUR/MWh i -15 000 EUR/MWh, zdefiniowany w art. 9 ust. 3.</p> <p>Z kolei średni kurs Narodowego Banku Polskiego (NBP) wykorzystywany do przeliczenia wielkości górnego i dolnego limitu wyrażonego w EUR/MWh na zł/MWh jest publikowany na stronie internetowej NBP.</p> <p>Zakres informacji o rynku energii elektrycznej publikowanych na stronie internetowej OSP, w tym danych, o których mowa w uwadze, wraz z terminami publikacji jest określony w pkt 21 nowych WDB.</p>
37.	<p>Prosimy o wskazanie czy użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a który jednocześnie umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu jest zobowiązany posiadać systemy SOWE, WIRE, PREU. Czy wystarczającym będzie zapewnienie posiadania tych systemów przez innego DUB umocowanego?</p>	<p>Towarzystwo Obrotu Energią</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z pkt 3.7.1(10) nowych WDB, użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie § 14 ust. 1 albo § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a który jednocześnie umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>W projekcie nowych WDB określono jakie systemy musi posiadać jednostka grafikowa. Jednakże, pominięta została kwestia posiadania systemów przez użytkownika systemu będącego właścicielem zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu. Zgodnie z projektem nowych WDB ww. właściciel zobowiązany jest do pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących (na wypadek zaprzestania świadczenia usług bilansujących przez umocowanego DUB – w okolicznościach określonych dalej w WDB).</p>		<p>utworzoną z tego zasobu jest zobowiązany uzyskać pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do JG utworzonej z tego zasobu (z zastrzeżeniem § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego) oraz wskazać w umowie przesyłania operatora rynku dla tej JG.</p> <p>Uzyskanie pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do danej JG oznacza w szczególności zapewnienie dostępu do systemów wymiany informacji handlowych i technicznych niezbędnych do świadczenia usług bilansujących przez JG. Jest to określone w pkt 7.2 załącznika nr 2 do nowych WDB, który określa etapy procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących. Wymagane systemy wymiany informacji handlowych i technicznych dla poszczególnych rodzajów JG zostały określone w tabeli 1 ww. załącznika.</p>
38.	<p>Wnioskujemy o dookreślenie pojęć „podmiot upoważniony” oraz „podmiot umocowany” poprzez dodanie definicji do punktu 2.3 Definicje stosowanych pojęć projektu nowych WDB.</p> <p>W obecnym brzmieniu projektu nowych WDB brakuje szczegółowego rozróżnienia podmiotu upoważnionego od podmiotu umocowanego. Podczas gdy WDB zawierają wzór „Oświadczenia o umocowaniu DUB wraz z załącznikami A i B dotyczącymi obowiązku informacyjnego”, tak nie zawierają szczegółowych regulacji dotyczących podmiotu upoważnionego. Jediną wskazówką dotyczącą znaczenia tego pojęcia może stanowić definicja „podmiotu reprezentującego zasób” (znajdująca się w Załączniku nr 2 (Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących)), zgodnie z którą jest to „właściciel zasobu lub grupy zasobów albo podmiot umocowany przez właściciela lub właścicieli zasobów, który planuje jako DUB świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub grupy zasobów”. Doprecyzowanie ww. pojęć pozwoli uniknąć</p>	Towarzystwo Obrotu Energia	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Użyte pojęcia „podmiot upoważniony” oraz „podmiot umocowany” są konsekwencją rozwiązań przyjętych w przepisie § 19 ust.2 rozporządzenia systemowego. Zgodnie z powołanym przepisem:</p> <p><i>„W umowie lub umowach o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej użytkownik systemu w odniesieniu do każdego swojego zasobu przyłączonego do sieci albo podmiot przez niego upoważniony:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1) <i>wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie;</i> 2) <i>może wskazać dostawcę usług bilansujących.”</i> <p>Regulacja szczególna w stosunku do zacytowanego przepisu, dotycząca użytkownika systemu, którym jest odbiorca końcowy przyłączony do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, jest zawarta w § 19 ust. 3 rozporządzenia systemowego.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	wątpliwości interpretacyjnych w zakresie możliwości delegowania funkcji POB i DUB.		<p>Rozporządzenie systemowe nie definiuje pojęcia „podmiot upoważniony”. Znaczenie tego pojęcia w obrocie prawnym jest bowiem powszechnie znane, uwzględniając ogólne przepisy kodeksu cywilnego (KC) dotyczące przedstawicielstwa (zawarte w Księdze Pierwszej Część Ogólna, Tytuł IV Czynności prawne, Dział VI Przedstawicielstwo). Istota przedstawicielstwa jest wskazana w przepisie art. 95 KC, który stanowi:</p> <p><i>„§ 1. Z zastrzeżeniem wyjątków w ustawie przewidzianych albo wynikających z właściwości czynności prawnej, można dokonać czynności prawnej przez przedstawiciela.</i></p> <p><i>§ 2. Czynność prawna dokonana przez przedstawiciela w granicach umocowania pociąga za sobą skutki bezpośrednio dla reprezentowanego.”</i></p> <p>Zgodnie z art. 96 KC <i>„Umocowanie do działania w cudzym imieniu może opierać się na ustawie (przedstawicielstwo ustawowe) albo na oświadczeniu reprezentowanego (pełnomocnictwo).”</i></p> <p>Pojęcie „podmiot upoważniony” użyte w przepisie § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego oraz w projekcie nowych WDB (pkt 3.6.1(4) i pkt 3.7.1(3) przed korektami jn.) oznacza więc pełnomocnika, który będzie działał w imieniu użytkownika, na podstawie udzielonego mu przez tego użytkownika pełnomocnictwa. Co do formy pełnomocnictwa mają w tym zakresie zastosowanie przepisy KC, tj. art. 98 i 99 KC.</p> <p>Uwzględniając więc przywołane regulacje KC dotyczące przedstawicielstwa, które są w obrocie prawnym powszechnie znane i stosowane nie ma uzasadnienia, aby „dookreślać pojęcie podmiot upoważniony” poprzez dodanie definicji do punktu 2.3. Na gruncie powołanych powszechnie obowiązujących regulacji KC nie ma wątpliwości interpretacyjnych co oznacza pojęcie</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>„podmiot upoważniony”. Przywołując per analogia, do zasad określania definicji pojęć w nowych WDB, zasady w tym zakresie wynikające z Zasad techniki prawodawczej (rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie "Zasad techniki prawodawczej" - t.j. Dz. U. z 2016 r. poz. 283) należy wskazać, że definicję danego określenia formułuje się, jeżeli m.in. „znaczenie danego określenia nie jest powszechnie znane” albo jest wieloznaczne albo nieostre (§ 146 ust.1 Załącznik Zasady Techniki Prawodawczej). W odniesieniu do określenia „podmiot upoważniony” taka sytuacja nie ma miejsca.</p> <p>Uwzględniając:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zgłoszoną w uwadze wątpliwość co do braku rozróżnienia w projekcie nowych WDB podmiotu upoważnionego od podmiotu umocowanego; • powołany stan prawny w zakresie regulacji KC dotyczących pełnomocnictwa, z których jasno wynika, że każda czynność prawna (z zastrzeżeniem wyjątków wskazanych w ustawie albo wynikających z właściwości czynności prawnej) może być dokonana przez pełnomocnika i w tym zakresie zbędne są dodatkowe postanowienia nowych WDB; • przepis § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego, który w sposób nie budzący wątpliwości stanowi, że użytkownik systemu wykonując obowiązek wskazania POB lub prawo wskazana DUB może działać przez podmiot przez niego upoważniony i w tym zakresie zbędne jest powtarzanie tej regulacji na poziomie nowych WDB; <p>OSP uwzględnia zgłoszoną uwagę i dokonuje korekty, polegającej na usunięciu pojęcia „podmiot upoważniony” w następujących punktach nowych WDB: 3.1.1(4.1), 3.1.1(5.1), 3.1.1(5.2), 3.6.1(4), 3.6.1(6), 3.6.1(8),</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>3.6.2(1.1), 3.7.1(3), 3.7.1(6.1), 3.7.1(6.2), 3.7.1(7), 3.7.1(9), 3.7.1(10), 3.7.1(12.1), 3.7.2(1.1), 4.2(1.3), 4.3(2.7).</p> <p>Powołana zmiana redakcji nie wpływa w żaden sposób na prawo działania przez pełnomocnika w zakresie wskazania POB lub DUB, a usuwa zgłoszoną w uwadze wątpliwość co do braku rozróżnienia w projekcie nowych WDB podmiotu upoważnionego od podmiotu umocowanego.</p> <p>W zakresie części uwagi dotyczącej pojęcia „podmiot umocowany” wyjaśnić należy, że na gruncie powołanego przepisu § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego jest to podmiot wskazany jako POB lub DUB przez użytkownika systemu albo podmiot przez niego upoważniony. Zgodnie z pkt 3.7.1(3) nowych WDB zdanie drugie (uwzględniając korektę jw.), DUB w oparciu o umocowanie udzielone przez właściciela zasobu, które składa do OSP w procesie kwalifikacji zgodnie z załącznikiem nr 2 do nowych WDB, działa w imieniu własnym i na własny rachunek.</p> <p>OSP rozpoczyna proces kwalifikacji DUB po otrzymaniu od podmiotu reprezentującego zasób Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek” – pkt 2(1) załącznika nr 2 do nowych WDB). Podmiot reprezentujący zasób jest zdefiniowany w załączniku nr 2 do nowych WDB jako właściciel zasobu lub grupy zasobów albo podmiot umocowany przez właściciela lub właścicieli zasobów, który planuje jako DUB świadczyć usługi bilansujące z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub grupy zasobów.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>Powyższe rozwiązania uwzględniają regulację § 20 ust. 6 rozporządzenia systemowego zdanie drugie, zgodnie z którą proces kwalifikacji wstępnej prowadzi OSP na wniosek właściciela zasobu albo podmiotu umocowanego przez właściciela zasobu do korzystania i rozporządzania zasobem w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.1(3) załącznika nr 2 do nowych WDB, jeżeli podmiot reprezentujący zasób nie jest wskazanym we Wniosku właścicielem zasobu, to wówczas wraz z Wnioskiem ma obowiązek przekazać Oświadczenie o umocowaniu DUB, które obejmuje umocowania do:</p> <ul style="list-style-type: none"> • korzystania przez DUB z zasobu lub grupy zasobów w imieniu własnym i na własny rachunek w procesie kwalifikacji DUB dla tego zasobu lub grupy zasobów; • świadczenia przez DUB usług bilansujących z wykorzystaniem tego zasobu lub grupy zasobów w imieniu własnym i na własny rachunek. <p>Wzór Oświadczenia o umocowaniu DUB wraz z załącznikami A i B dot. ochrony danych osobowych OSP publikuje na stronie internetowej (pkt 11(1.2) załącznika nr 2 do nowych WDB).</p> <p>W odniesieniu więc do DUB podmiot umocowany jest to podmiot, który dysponuje Oświadczeniem o umocowaniu DUB, udzielonym mu przez właściciela lub właścicieli zasobów. W oparciu o powyższe Oświadczenie o umocowaniu DUB, podmiot umocowany, działając w imieniu własnym i na własny rachunek, może wystąpić do OSP z Wnioskiem wszczynającym proces kwalifikacji DUB w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów i po jego zakończeniu z wynikiem pozytywnym oraz spełnieniu warunków powołanych w pkt 4.3(1) nowych WDB może świadczyć</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>na rzecz OSP usługi bilansujące z wykorzystaniem JG utworzonej z zasobu lub grupy zasobów.</p> <p>Odnosnie do wskazanych w uwadze wątpliwości interpretacyjnych co do „delegowania funkcji DUB”, stwierdzić należy, że są one nieuzasadnione. Nowe WDB i obowiązujący przepis § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego nie stosuje takiego pojęcia, ale stanowi o wskazaniu POB i możliwości wskazania DUB. Wskazanie DUB w odniesieniu do danego zasobu następuje poprzez podpisanie przez właściciela tego zasobu Oświadczenia o umocowaniu DUB, co wynika z przywołanych powyżej postanowień nowych WDB, w tym załącznika nr 2 do nowych WDB.</p> <p>Jaki podmiot może być DUB na RB wynika z brzmienia pkt 3.1.1(5) – po zmianie redakcji jw. (tj. skreśleniu pojęcia „podmiot upoważniony” i uzupełnieniu o regulację analogiczną jak w załączniku nr 2 do nowych WDB w definicji pojęcia: „podmiot reprezentujący zasób”):</p> <p><i>„Dostawcą usług bilansujących jest podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:</i></p> <p><i>(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</i></p> <p><i>(5.2) W odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących;</i></p> <p><i>świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz</i></p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p><i>rezerwy operacyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w WDB.”</i></p> <p>Nowe WDB zawierają również regulacje, zgodne z przywołanym § 19 ust. 2 rozporządzenia systemowego, w zakresie dotyczącym wskazania POB. W tym przypadku w nowych WDB jest również stosowane pojęcie „podmiot umocowany”, którym jest podmiot, który dysponuje udzielonym mu przez właściciela zasobu przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB Oświadczeniem o umocowaniu POB, który w ramach swojej JBz będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu na RB działając w imieniu własnym i na własny rachunek (pkt 3.6.1(4) nowych WDB po zmianie redakcji jw., tj. po skreśleniu pojęcia „podmiot upoważniony). Wzór Oświadczenia o umocowaniu POB jest publikowany przez OSP na stronie internetowej OSP (pkt 3.6.1(5) nowych WDB). Analogiczne rozwiązania w zakresie umocowania POB, w oparciu o Oświadczenie o umocowaniu POB, funkcjonują w ramach aktualnego WDB jednak są ograniczone do możliwości wskazania POB przez URBoK i URB posiadającego źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru RB. W ramach tych rozwiązań nie były zgłaszane do OSP żadne problemy interpretacyjne dotyczące umocowania POB, co uzasadnia przyjęcie, że te rozwiązania nie budziły wątpliwości.</p> <p>Nowe WDB wskazując typy POB, w pkt 3.1.1(4.1) po uwzględnieniu zmiany redakcji jw., (tj. skreśleniu pojęcia „podmiot upoważniony” i uzupełnieniu o regulację analogiczną jak dotyczącą DUB w zakresie działania zamiast właściciela, innego użytkownika systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub zasobów) stanowi w sposób jasny:</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>„POBz – podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów:</p> <p>(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</p> <p>(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;”.</p>
39.	<p>W związku z wprowadzeniem mechanizmu „scarcity pricing” postulujemy rezygnację z powrotu do mechanizmu wyznaczania ceny energii niezbilansowania (CEN) zależnie od stanu zakontraktowania KSE (SK). Jak rozumiemy, przedstawiony mechanizm wyznaczania CEN zależnie od SK ma na celu eliminację tzw. "arbitrażu" pomiędzy rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym. Należy jednak oczekiwać, że mechanizm „scarcity pricing” wraz z likwidacją ograniczeń C_{max} przyniesie wzrost zmienności cen na rynkach krótkoterminowych i drastyczny wzrost niepewności dotyczącej poziomów cen rozliczeniowych rynku bilansującego. W ten sposób mechanizm „scarcity pricing” będzie wystarczająco motywował i penalizował uczestników mierzących się z ryzykiem niezbilansowania będącym naturalnym zjawiskiem na rynku energii. Jesteśmy zdania, że obydwa powyżej opisane mechanizmy, czyli "scarcity pricing" oraz wyznaczanie CEN zależnie od SK mają ten sam efekt końcowy, gdyż zniechęcają uczestników rynku od prób stosowania "arbitrażu" i samo przyjęcie mechanizmu "scarcity pricing" będzie wystarczające. Mechanizm wyznaczania CEN zależnie od SK okresowo zaburza symetrię rynku i może zniechęcać uczestników do podejmowania działań handlowych korzystnych dla zbilansowania systemu (np. importu/eksportu na rynku Intraday), ograniczać płynność dobrze rozwijającego się rynku intraday i w</p>	<p>Towarzystwo Obrótu Energią</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Wdrożenie mechanizmu wyznaczania ceny energii niezbilansowania zależnie od stanu zakontraktowania KSE wynika z postanowień § 23 ust. 2 rozporządzenia systemowego.</p> <p>Niezależnie od wymogów prawnych, mechanizm ma na celu stworzenie zachęt do poprawnej kontraktacji energii elektrycznej, w tym ograniczenie arbitrażu pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB. Uzależnienie wartości ceny energii niezbilansowania od stanu zakontraktowania i ceny SDAC przyczynia się do lepszego wynagrodzenia uczestników rynku, którzy przyczyniają się do zbilansowania systemu, i w konsekwencji do mniej korzystnego rozliczenia tych, którzy to niezbilansowanie powodują, przy czym za każdym razem jest to rozliczenie wg tej samej jednolitej ceny.</p> <p>Uczestnicy rynku, w celu ograniczenia kosztów bilansowania, powinni zgłaszać zbilansowane pozycje na RB i nadażnie je korygować w wymagających tego przypadkach. W przypadku pozostania z otwartą pozycją</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	sposób nieuzasadniony podnosić koszty bilansowania podmiotów sprzedających energię do klientów końcowych i przez to ceny energii dla tych odbiorców.		<p>kontraktową na RB, koszt bilansowania danego uczestnika może być bardzo wysoki. Ponadto kontraktacja na rynkach wcześniejszych przyczynia się do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców w związku z zakontraktowaniem z wyprzedzeniem mocy wymaganych do pokrycia ich zapotrzebowania.</p> <p>Z kolei celem mechanizmu „scarcity pricing” jest tworzenie zachęt dla uczestników rynku bilansującego do utrzymania dostępności / dyspozycyjności / rozbudowy elastyczności jednostek grafikowych, w tym zapewnienia rezerwy operacyjnej, na potrzeby pokrycia niedoborów mocy w systemie, np. w wyniku awarii mocy wytwórczych</p> <p>W związku z powyższym cele obu mechanizmów nie są tożsame. Ponadto strategię kontraktacji energii elektrycznej oparte na zakupie bądź sprzedaży energii na RB, bo tylko w takich przypadkach wdrażane zasady wyznaczania cen niezbilansowania mają istotny wpływ na uczestników rynku, nie są strategiami pożądanymi.</p>
40.	Czy w związku z planowanymi do wdrożenia zmianami w WDB, zmiany kodyfikacji będą wymagały wszystkie Jednostki Grafikowe (JG), również te, które aktualnie uczestniczą w RB w sposób aktywny i które po zmianach w WDB również będą aktywnie uczestniczyć w RB po przejściu stosownych kwalifikacji DUB, w których będą posiadaniu?	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do zmian wprowadzanych nowymi WDB. Tak więc zmiany kodów dotyczą zarówno jednostek grafikowych, które aktualnie aktywnie uczestniczą w RB, oraz jednostek grafikowych, które aktualnie pasywnie uczestniczą w RB.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
41.	Czy OSP przewiduje publikowanie cen za energię niezbilansowania (CEN/CEB/CSDAC) w okresie poprzedzającym wejście w życie zmian w WDB? Taki zabieg pozwoliłby URB oszacować koszty niezbilansowania jakie mogą ponosić po wejściu w życie rzeczonych zmian.	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 23.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
42.	<p>Mając na uwadze treść:</p> <p>1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku,</p> <p>2) pkt. 1.3 ppkt. (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”)</p> <p>w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia 2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.</p> <p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niezbilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.</p>
43.	<p>Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb $m+8$ dla $FDMB$. Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta $m+15$ jest zbyt odległą korektą od $m+4$ (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny. Dodatkowo OSDp montują masowo liczniki LZO i nie ma aktualnie uzasadnienia do utrzymywania tak długiego okresu pomiędzy korektami $m+4$ i $m+15$.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W nowych WDB wprowadzony został tryb korekt $m+8$, co oznacza, że dane pomiarowo-rozliczeniowe dla miesiąca m będą korygowane na RB w miesiącach: $m+2$, $m+4$, $m+8$ oraz $m+15$.</p> <p>W związku z powyższym zaktualizowane zostało brzmienie następujących punktów nowych WDB: 11.4.2(6), 14.11(5) i 15.5(5).</p> <p>Wprowadzenie dodatkowej korekty $m+8$ skutkuje wydłużeniem okresu potrzebnego na wykonanie korekt rozliczeń w danym miesiącu. Okres, w którym obecnie są wykonywane korekty rozliczeń, trwający od 1. do 15. dnia</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			miesiąca kalendarzowego, został wydłużony o dwa dni, tj. do 17. dnia miesiąca kalendarzowego i jednocześnie data, do której są wystawiane faktury korygujące, została zmieniona z 20. na 21. dzień miesiąca kalendarzowego. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone w następujących punktach nowych WDB: 14.11(6), 15.5(6), 16.1.3(1), 16.2.3(1), 16.3.3(1), 17.1.3(1), 18.1(5) i 19.1(5).
44.	Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60' na 15' i nazewnictwo z FPP na FRP?	PTPIREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W ramach etapu II reformy RB zmienione zostaną zasady kodowania MB oraz zasady oznaczania FRP. Stosowne instrukcje w tym zakresie zostaną zamieszczone na stronie internetowej OSP.</p> <p>Od dnia wejścia w życie nowych WDB dane pomiarowo-rozliczeniowe powinny być przekazywane w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> • za okres sprzed wejścia w życie nowych WDB: z wykorzystaniem dokumentów xml: DGPP/DGMB z rozdzielczością 60 minut z uwzględnieniem dotychczasowych kodów; • za okres począwszy od dnia wejścia w życie nowych WDB: z wykorzystaniem dokumentów xml: DFRP/DFDMB z rozdzielczością 15 minut z uwzględnieniem nowych kodów. <p>Nowe umowy przesyłania obowiązujące od dnia wejścia w życie nowych WDB będą uwzględniały nowe kody.</p>
45.	Czy istniejący kod JG _{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG _{OSD} na JB _{OSD} ?	PTPIREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do zmian wprowadzanych nowymi WDB. Tak więc zmiany kodów dotyczą również JB_{OSD}.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>Nowe umowy przesyłania obowiązujące od dnia wejścia w życie nowych WDB będą uwzględniały nowe kody JB_{OSD}.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
46.	<p>Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp?</p>	<i>PTPIREE</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do zmian wprowadzanych nowymi WDB. Tak więc zmiany kodów dotyczą również POB_{OSD}.</p> <p>Udostępnienie nowych kodów jest planowane w ramach procesu wymiany informacji niezbędnych do zawarcia nowych umów przesyłania dostosowanych do przepisów rozporządzenia systemowego, nowych WDB oraz IRiESP. Powołany proces zostanie rozpoczęty po zatwierdzeniu nowych WDB przez Prezesa URE. Uczestnicy rynku bilansującego nie będą musieli wnioskować o nowe kody.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
47.	<p>Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępnia dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE. Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane dane pomiarowe również po trybach korekt? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.</p>	<i>PTPIREE</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Od dnia wejścia w życie nowych WDB dane pomiarowo-rozliczeniowe na potrzeby rynku mocy i usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (usługi IRP) powinny być przekazywane w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> • za okres sprzed wejścia w życie nowych WDB: z wykorzystaniem dokumentu DPDSR; • za okres począwszy od dnia wejścia w życie nowych WDB: z wykorzystaniem dokumentu DPPE. <p>Dla PPE, dla których dane były przekazywane przed dniem wejścia w życie nowych WDB, ponowne wysłanie dokumentu ZPPE nie będzie wymagane.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>OSP nie przewiduje dodatkowego trybu przekazywania dokumentu RPP.</p> <p>Dokumenty ZPPE i DPPE są dedykowane do przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych na potrzeby procesów dotyczących rozliczeń podmiotów uczestniczących w rynku mocy i świadczących usługę IRP. Nowe WDB nie obejmują ww. procesów dlatego informacje dotyczące dokumentów ZPPE i DPPE nie są w nich uwzględnione.</p> <p>W związku z powyższym stosowne zmiany w zakresie dokumentów ZPPE i DPPE dedykowanych do usługi IRP zostały wprowadzone do opublikowanej wersji roboczej standardów WIRE (wersja 14.0).</p>
48.	<p>Mając na uwadze treść:</p> <p>1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku,</p> <p>2) pkt 1.3 ppkt (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”)</p> <p>w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia 2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.</p> <p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niezbilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny</p>	<p>ENERGA- OPERATOR S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.		
49.	Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb m+8 dla FD_{MB} . Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta m+15 jest zbyt odległą korektą od m+4 (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny. Dodatkowo OSDp montują masowo liczniki LZO i nie ma aktualnie uzasadnienia do utrzymywania tak długiego okresu pomiędzy korektami m+4 i m+15.	ENERGA-OPERATOR S.A	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.
50.	Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60' na 15' i nazewnictwo z FPP na FRP ?	ENERGA-OPERATOR S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 44.
51.	Czy istniejący kod JG_{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG_{OSD} na JB_{OSD} ?	ENERGA-OPERATOR S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 45.
52.	Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp ?	ENERGA-OPERATOR S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 46.
53.	Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępniła dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE ? Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane dane pomiarowe również po trybach korekt ? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.	ENERGA-OPERATOR S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
54.	<p>Mając na uwadze treść:</p> <p>1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku,</p> <p>2) pkt. 1.3 ppkt. (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”)</p> <p>w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia 2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.</p> <p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niezbilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A.</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.</p>
55.	<p>Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb m+8 dla $F_{D}MB$. Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta m+15 jest zbyt odległą korektą od m+4 (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny. Dodatkowo OSDp montują masowo liczniki LZO i nie ma aktualnie uzasadnienia do utrzymywania tak długiego okresu pomiędzy korektami m+4 i m+15.</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>
56.	<p>Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60’ na 15’ i nazewnictwo z FPP na FRP?</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 44.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
57.	Czy istniejący kod JG _{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG _{OSD} na JB _{OSD} ?	TAURON Dystrybucja S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 45.
58.	Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp?	TAURON Dystrybucja S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 46.
59.	Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępni dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE. Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane dane pomiarowe również po trybach korekt? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.	TAURON Dystrybucja S.A	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.
60.	Mając na uwadze treść: 1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku, 2) pkt. 1.3 ppkt. (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”) w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia 2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.	Stoen Operator Sp. z o.o.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niebilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.</p>		
61.	<p>Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb m+8 dla FD_{MB}. Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta m+15 jest zbyt odległą korektą od m+4 (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny. Dodatkowo OSDp montują masowo liczniki LZO i nie ma aktualnie uzasadnienia do utrzymywania tak długiego okresu pomiędzy korektami m+4 i m+15.</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>
62.	<p>Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60' na 15' i nazewnictwo z FPP na FRP?</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 44.</p>
63.	<p>Czy istniejący kod JG_{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG_{OSD} na JB_{OSD}?</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 45.</p>
64.	<p>Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp?</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 46.</p>
65.	<p>Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępnia dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE. Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	dane pomiarowe również po trybach korekt? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.		
66.	Czy JGA może składać się FZMB i AFDMB?	Enspirion Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>JGA, zgodnie z pkt 3.3.4(19.5) nowych WDB, jest zbiorem FMB, w których do obszaru RB są przyłączone MWE lub MEE lub SO (FZMB), lub poprzez które są reprezentowane w obszarze RB dostawy energii elektrycznej zasobów URD (AFDMB), z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB. Oznacza to, że JGA może być zbiorem FZMB lub AFDMB, czyli w szczególności FZMB i AFDMB.</p> <p>W okresie przejściowym, tj. w okresie roku od daty wejścia w życie nowych WDB, zgodnie z pkt 25(3) nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), wszystkie zasoby tworzące pojedynczą JGA muszą być przyłączone do jednego węzła sieci przesyłowej albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle łączącym sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia.</p>
67.	Prosimy o uściślenie czy minimalne zabezpieczenie w wysokości 500 000,00 zł jest kwotą na DUB/JGA?	Enspirion Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Minimalna wysokość dostępnego zabezpieczenia ($Z^{DOSTmin}$) dotyczy URB, niezależnie od tego czy URB jest wyłącznie POB albo wyłącznie DUB albo jednocześnie POB i DUB. $Z^{DOSTmin}$ nie zależy od liczby jednostek (JG lub JB), które posiada URB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
68.	Uwzględnienie rezerwy operacyjnej w dół – w związku z występującymi ograniczeniami pracy OZE.	Enspirion Sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> OSP aktualnie nie planuje wprowadzenia mechanizmu rezerwy operacyjnej w dół. Wprowadzane zmiany zasad funkcjonowania RB, szczególnie w zakresie sygnałów cenowych tworzonych na RB, powinny przyczynić się do lepszej integracji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym. W konsekwencji przełoży się to na zmniejszenie nierynkowych redukcji OZE. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 28.
69.	Czy DUB musi posiadać jednego OR, czy może korzystać z usług kilku OR?	Enspirion Sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> DUB dla każdej swojej JG może wyznaczyć dowolnego operatora rynku (OR), w szczególności dla każdej JG może to być inny OR. Jedyne ograniczenie w tym zakresie dotyczy tego, że DUB dla jednej JG może wyznaczyć tylko jednego OR. Jeżeli DUB nie wyznaczy OR dla swojej JG, oznacza to, że sam pełni rolę OR dla tej JG.
70.	Czy JB i JG muszą posiadać tego samego OR?	Enspirion Sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Każda JB i każda JG może posiadać innego OR.
71.	Mając na uwadze treść: 1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku, 2) pkt. 1.3 ppkt. (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”) w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia	PGE Dystrybucja S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.</p> <p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niezbilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.</p>		
72.	<p>Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb m+8 dla $_{FD}MB$. Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta m+15 jest zbyt odległą korektą od m+4 (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny.</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>
73.	<p>Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60' na 15' i nazewnictwo z FPP na FRP?</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 44.</p>
74.	<p>Czy istniejący kod JG_{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG_{OSD} na JB_{OSD}?</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 45.</p>
75.	<p>Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp?</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 46.</p>
76.	<p>Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępnia dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE?</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane dane pomiarowe również po trybach korekt? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.		
77.	<p>Uruchomienie dla magazynów JGM1 (ESP)</p> <p>Czy dodanie ceny uruchomienia dla JGM1 (opisywanych dla JG ciepłych np. w pkt. 2.2 – CU) nie poprawiłoby efektywności wykorzystania ESP w ramach KSE, względem używanych obecnie szczegółowych zapisów wynikających z umów przesyłania, a stabilizujących tworzone przez PSE plany pracy dla ESP np. minimalne czasy pracy, maksymalna liczba uruchomień na dobę, minimalny czas postoju?</p> <p>Czy praca algorytmu optymalizującego pracę KSE nie byłaby bardziej efektywna?</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W rozporządzeniu systemowym sposób kalkulacji cen za uruchomienie został uregulowany wyłącznie w zakresie jednostek grafikowych utworzonych z pojedynczego modułu wytwarzania energii cieplnego. Ze względu na brak takich regulacji dla pozostałych jednostek grafikowych, w tym JGM1, w nowych WDB przyjęto, że dla nich ceny za uruchomienie nie są wyznaczane, i tym samym nie są uwzględniane w planowaniu pracy KSE. Bez poprawnego sposobu określania cen za uruchomienie dla ESP nie jest możliwa ocena efektywności ich wykorzystania w procesie planowania.</p> <p>W etapie II reformy RB utrzymano obecny mechanizm ograniczenia liczby zmian stanu ESP poprzez zastosowanie maksymalnej liczby uruchomień w dobie. Ewentualna zmiana tego mechanizmu będzie przedmiotem dalszych prac OSP nad rozwojem RB.</p>
78.	<p>Prosimy o zmianę zasad rozliczania redysponowania jednostek odnawialnych, reprezentowanych w JGz.</p> <p>Jednostki te w ogromnej większości przypadków posiadają w umowach o przyłączenie postanowienia dot. braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy, jednocześnie ze względu na charakter działalności operatorskiej (monopol naturalny), właściciele jednostek nie mogą wybrać innego operatora, do którego systemu są przyłączeni. Tym samym nie mają realnej możliwości negocjowania postanowień umownych w zakresie braku gwarancji wyprowadzenia mocy. Na gruncie</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Postanowienia pkt 14.7(10.5)-(10.8) nowych WDB dotyczą redukcji generacji/poboru z powodów systemowych (zmiana wymuszona), która jest zgodna z zakresem postanowień umowy przesyłania dotyczących braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy. Wskazane punkty nie dotyczą przypadków swobodnej redukcji z powodów bilansowych, ani przypadków zwiększenia poziomu generacji.</p> <p>W przypadku redukcji jednostki grafikowej z powodów systemowych, w zakresie zgodnym z postanowieniami</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>przedmiotowego projektu nowych WDB będzie to prowadzić do sytuacji, w której jednostki odnawialne uczestniczące aktywnie na rynku bilansującym nie dość, że nie będą otrzymywały rekompensat z tytułu obowiązkowych redukcji, ale wręcz będą musiały płacić za redukcje cenę krańcową na RBpp. Tym samym, jednostki te nie będą posiadały żadnego zabezpieczenia strony przychodowej, a zapisy np. ustawy offshorowej w zakresie zapewnienia rekompensat/prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku redukcji, w praktyce okażą się martwe.</p> <p>W przypadku wytwarzania wymuszonego z kolei może dojść do sytuacji, w której jednostka musi zapłacić Zarządcy Rozliczeń za generację (cena energii na RDN była wyższa niż cena z CfD), a jednocześnie nie uzyska pokrycia tego kosztu przez PSE – taka sytuacja jest niedopuszczalna z perspektywy finansowania projektów odnawialnych, zwłaszcza dużych i kapitałochłonnych. Przy takich postanowieniach WDB i praktyce operatorów do wydawania warunków przyłączenia bez gwarancji – nie powstaną nowe źródła odnawialne, nie będzie bowiem możliwym przeprowadzenie rachunku ekonomicznego opłacalności inwestycji w akceptowalnych ramach ryzyka oraz uzyskanie finansowania dłużnego na realizację nowych projektów.</p> <p>W związku z tym postulujemy usunięcie punktów 14.7 (10.5-10.8), ewentualnie wyłączenie jednostek JGz, które posiadają kontrakty różnicowe z ich stosowania i rozliczania tych jednostek na zasadach ogólnych, wyrażonych w punktach 10.1-10.4 tak, aby w wyniku redysponowania wychodziły one na wynik ekonomiczny określony przez posiadany kontrakt różnicowy.</p>		<p>umowy przesyłania dotyczącymi braku gwarantowania wyprowadzenia mocy, nie jest zasadne wypłacanie rekompensaty za taką redukcję.</p> <p>W przypadku redukcji generacji z powodów systemowych bądź bilansowych innych niż wynikające z braku gwarantowania wyprowadzenia mocy, zastosowanie mają postanowienia pkt 14.7(10.4) nowych WDB, które gwarantują pokrycie kosztów wyznaczonych wg CWO, jeśli tylko były one odzwierciedlone w ofercie na energię bilansującą.</p>
79.	<p>Prośba o wyjaśnienie czy dla JGM1 (ESP), w przypadku programu pracy przewidującego tryb pracy pompowej będzie możliwość zaoferowania rezerwy mFRRd w górę w zakresie sumy wartości mocy pompowania i mocy maksymalnej generacji (zmiana stanu z Pracy Pompowej na Pracę Turbinową)?</p> <p>Analogicznie prośba o danie odpowiedzi czy będzie możliwość zaoferowania mFRRd w dół z maksymalnej mocy generacji do</p>	<p>PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W ofercie na moce bilansujące dla JGM1 dla typu rezerwy mocy mFRRd^G lub mFRRd^D może zostać określona oferowana moc maksymalna osobno dla kierunku generacji i poboru, która nie może być większa niż maksymalny zakres rezerwy mocy dla danego typu mocy bilansującej dla danego kierunku określony w umowie</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>mocy pompowania (zmiana stanu z Pracy Turbinowej na Pracę Pompową)</p> <p>Jeśli nie jest to możliwe w ramach zapisów projektu WDB, to prosimy o dostosowanie zapisów finalnego WDB, tak aby było to możliwe. Taki charakter jest możliwy z punktu technicznego (zmieszczenie się w czasie 12,5 minuty – wymagany czas dla mFRRd).</p>		<p>przesyłania. Jednakże w zależności od stanu JG_{M1} oferta na moce bilansujące może być wykorzystana tylko dla jednego kierunku: generacji w stanie R, P^G i U^G albo poboru w stanie R, P^P i U^P. Nie ma zatem możliwości, aby JG_{M1} mogła w danym OREB świadczyć mFRRd w wielkości równej sumie maksymalnych zakresów rezerwy mocy dla kierunku generacji i poboru.</p> <p>Aktywacja mFRRd zgodnie z produktem standardowym wymienianym na platformie mFRR (platformie MARI) może dotyczyć jednego kwadransu. W przypadku świadczenia mFRRd poprzez odstawienie i zmianę kierunku pracy JG_{M1}, o którym mowa w uwadze, oznaczałoby to, że w wyniku aktywacji mFRRd JG_{M1} dla jednego kwadransu w czasie niecałych 30 minut musiałaby dwa razy odstawić się i uruchomić. Nawet, jeżeli byłoby to technicznie możliwe, to zdaniem OSP świadczenie w taki sposób mFRRd ze względu na konieczność szybkiego przełączenia się na pracę w przeciwnym kierunku na krótki czas, nie było często oferowane przez dostawców usług bilansujących ze względu na związane z tym ograniczenia w pracy pozostałych JG_{M1} danej ESP (uniknięcie pracy JG_{M1} danej ESP w przeciwnych kierunkach w przypadku aktywacji mFRRd). Dlatego w rozwiązaniach etapu II reformy RB przyjęto, że nie ma takiej możliwości. Wprowadzenie takiego mechanizmu wymagałoby znacznych zmian w nowych WDB oraz istotnie wpłynęłoby na złożoność algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG. W ramach dalszych prac nad rozwojem RB zostanie przeanalizowana potrzeba i możliwość świadczenia mFRRd poprzez odstawienie i zmianę kierunku pracy JG_{M1}.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
80.	<p>Prosimy o informację jaka jest procedura zmiany statusu na RB, według WDB, z JGW1 na JGW2? Prosimy o doprecyzowanie w jakich przypadkach tego typu zmiana będzie możliwa i będzie pozytywnie rozstrzygana przez PSE.</p>	<p>PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Status zasobu definiuje rozporządzenie systemowe określając w § 2 pkt 11 i 12, które moduły wytwarzania energii mają status jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej (JWCD) albo koordynowanej (JWCK). Zmiana statusu z JWCD na JWCK może być przyznana na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego.</p> <p>Zmiana z JGW₁ na JGW₂, o której mowa w uwadze, dotyczy zmiany rodzaju JG. Taka zmiana może być zrealizowana poprzez utworzenie nowej JGW₂, wnioskowanej przez DUB, pod warunkiem zakończenia procesu kwalifikacji z wynikiem pozytywnym w odniesieniu do tej JG.</p> <p>Zmiana z JGW₁ na JGW₂, w przypadku gdy zasób tworzący JGW₁ ma status JWCD, jest możliwa pod warunkiem wcześniejszego uzyskania zwolnienia z obowiązku podlegania centralnemu dysponowaniu na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego albo w przypadku gdy ma zastosowanie § 52 ust. 2 rozporządzenia systemowego.</p>
81.	<p>EFET welcomes the major progress made in terms of revising the balancing reform phase II following the proposed changes back in 2021. We appreciate that many of the core elements of the reform that we have raised over the course of the previous consultation (link) have been reintroduced to their original format from 2019. We particularly appreciate the division between energy and reserve procurement which is a major step towards further integration with the rest of the EU. The inflexibility of the single procurement procedure has until now forced PSE to safeguard supply security of the Polish system through the imposition of import/export constraints (as explained by PSE for the purpose of the Baltic CCR TSOs Methodology for calculating cross zonal capacity) – we are therefore hopeful that the new</p>	<p>European Federation of Energy Traders</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Uwaga nie wymaga komentarza, przy czym w zakresie poruszonych w uwadze ograniczeń importowych / eksportowych dodatkowo wyjaśniamy, że nie są one przedmiotem nowych WDB.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	methodology will help optimizing the use of interconnection points in the spirit of an internal market for electricity.		
82.	<p>We further appreciate the intention to move towards 15-min ISP scheduling and nomination, also in line with the EU acquis, although we do note that meeting the January 2024 deadline for such a change may prove to be very challenging for many local market participants. We note the forthcoming deadlines of July 2024 for PSE stemming from the EU legislation e.g. in terms of joining the European PICASSO and MARI balancing platform. We would welcome a better analysis and timeline to address the delays to join TERRE as soon as possible (given that PSE's deadline is set for first half of 2023). We would support PSE to join the FCR cooperation. With these challenges in mind we suggest that the July deadline is considered as more realistic in terms of adopting the comprehensive reform, as the inability for the market participants to timely adjust to the 15-min ISP can result in major disruptions and imbalances for the entire system. We also take this opportunity to reemphasize the potentially damaging consequences of shifting away from nominations in power units (MW), although following the workshop organized on 29.03.2023 we trust that this threat has been recognized by PSE and the necessary adjustments will be made to retain the currently applied methodology.</p>	European Federation of Energy Traders	<p><u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u></p> <p>Odnosnie do terminu wdrożenia nowych WDB: patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p> <p>Odnosnie do zgłaszania umów sprzedaży energii w MW: patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 35.</p>
83.	<p>We note that free formation of prices on the Polish balancing market will continue to be disrupted in several areas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The SDAC price is to serve as a floor/cap for the imbalance price for the given hour to prevent arbitrage – we note that such approach may be counterproductive as it may ignore within-day volatility of the system and bring sub-optimal results • Scarcity pricing mechanism is retained whereas we continue to argue that a well-functioning market is capable of generating price signals that take due account of the risk of scarcity. With the balancing market flexibility expected to 	European Federation of Energy Traders	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 31 w zakresie stosowania ceny SDAC, mechanizmu rezerwy operacyjnej oraz limitu ceny dla ofert portfolio na moce bilansujące (OPMB) i ofert na moce bilansujące (OMB).</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>improve along with the implementation of the reform in question, we believe that the scarcity price component may result in an unnecessary inflation of the prices regardless of whether its imbalance level at different timeframes required any form of intervention or not. Scarcity pricing will also inevitably impact competition at an EU level. While we recognize that an interim cap on the level of remuneration under the scheme has been envisaged, we fear that a three-month period is too short to evaluate the long-term impact it might have on imbalance prices and – to our knowledge – no procedure has been proposed to remove the scarcity price component if it proves to be counterproductive and burdensome.</p> <ul style="list-style-type: none"> An additional cap has been envisaged for reserve capacity offers over the course of 2024, which, given the scale of the energy crisis Europe is currently experiencing, can be a source of additional risk rather than a precautionary interim measure. We note that a single-sided cap of this sort on an integrated EU market may be damaging. We urge PSE to adhere to ACER methodology¹. <p>¹ https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-has-decided-amendment-common-pricing-methodology-european-electricity-balancing-markets</p>		
84.	<p>We note that the lack of detailed information on the forthcoming interaction with the reserve procurement platforms can only be damaging for any long-term investment decisions in new generation capacity in Poland and regional supply security in general. We understand the scale of the challenge PSE is facing when implementing such a far-reaching overhaul of the balancing market, but we stress that clarity over the forthcoming interaction with TERRE, MARI and PICASSO platforms need to be provided as soon as possible.</p> <p>PSE uses neither standard nor specific products, as defined by the EBGL. Because PSE has not yet joined any of the platforms</p>	European Federation of Energy Traders	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 31 w zakresie uczestniczenia w platformach MARI i PICASSO.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	for the exchange of balancing energy, currently it only uses local products based on the integrated scheduling process bids submitted by BSPs. We support PSE to join the balancing platform as soon as possible to reach a greater level of needs harmonisation in balancing products.		
85.	Definicja obszaru RB podana w punkcie 3.2 (5.3) nie jest do końca jasna. W szczególności ograniczenia dla jednostek grafikowych: "Jednostki grafikowe muszą pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego dotyczące połączeń zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB." Będziemy wdzięczni za wyjaśnienie tego punktu. Zasadniczo obawiamy się, że ograniczenia geograficzne dotyczące agregacji zasobów mogą zostać narzucone i ograniczyć działanie DUB.	Sympower B.V	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Każda JG musi pokrywać wszystkie miejsca dostarczania energii rynku bilansującego (MB) dotyczące połączeń zasobów, z wykorzystaniem których JG świadczy usługi bilansujące na RB. W konsekwencji wszystkie JG pokrywają wszystkie MB dotyczące połączeń zasobów, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, o czym mowa w pkt 3.2(5.3) nowych WDB.</p> <p>JG jest tworzona z zasobów i jest zbiorem MB zasobów tworzących JG. Celem pkt 3.2(5.3) nowych WDB jest wyłącznie wskazanie, że MB danego zasobu nie może zostać nieprzypisane do JG, jeżeli dany zasób jest „aktywny” na RB, tzn. jest wykorzystywany do świadczenia usług bilansujących poprzez JG.</p> <p>Jeśli chodzi o ograniczenia geograficzne dotyczące agregacji zasobów, to dotyczą one okresu przejściowego – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 17.</p>
86.	W konsultowanym tekście nie jest jasne, czy DUB musi mieć umowę zawartą z POB, by zapewnić moc bilansującą i energię bilansującą. Będziemy wdzięczni za wyjaśnienie w tym zakresie, a w szczególności potwierdzenie, że DUB nie musi wyznaczać bezpośrednio POB ani mieć umowy zawartej z POB, by uczestniczyć w rynku.	Sympower B.V	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Nowe WDB nie wymuszają zawarcia przez DUB umowy z POB w celu świadczenia usług bilansujących z wykorzystaniem zasobu bilansowanego handlowo przez POB. Zasady współpracy pomiędzy DUB i POB powinny być wypracowane pomiędzy tymi podmiotami, jeżeli podmioty te uznają to za zasadne.</p>
87.	Mając na uwadze treść:	Enea Operator sp. z o.o.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 19 i 34.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>1) dokumentu wyjaśniającego do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku,</p> <p>2) pkt. 1.3 ppkt. (1.4) Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB”)</p> <p>w zakresie odnoszącym się do terminu wejścia w życie nowych WDB, proponujemy, aby nowe WDB obowiązywały od 1. dnia miesiąca kalendarzowego (nie wcześniej jednak niż od 1 stycznia 2024 r.) z zastrzeżeniem opublikowania decyzji Prezesa URE zatwierdzającej WDB na co najmniej 30 dni przed dniem wejścia w życie WDB.</p> <p>Powyższe wynika z zakresu i przedmiotu zmian WDB, w tym istotnej dla operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego („OSD”) zmiany okresu rozliczeniowego niezbilansowania (z 60 minut na 15 minut) wpływającej w znaczny sposób na realizację przez OSD procesów związanych z wyznaczaniem i przekazywaniem danych pomiarowych.</p>		
88.	<p>Należy do trybów korekt miesięcznych dodać tryb m+8 dla F_{DMB}. Dodatkowa korekta umożliwi szybsze przekazanie ostatecznych danych dla POB i dokonanie rozliczeń na Rynku Bilansującym. Korekta m+15 jest zbyt odległą korektą od m+4 (aż 9 miesięcy), zwłaszcza w przypadku OSDp którzy mają maksymalny cykl odczytowy np. 6-miesięczny. Dodatkowo OSDp montują masowo liczniki LZO i nie ma aktualnie uzasadnienia do utrzymywania tak długiego okresu pomiędzy korektami m+4 i m+15.</p>	<p>Enea Operator sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>
89.	<p>Czy istniejące w umowie przesyłowej z OSP kody dla FPP, MB, pozostaną bez zmian, a zmieni się jedynie standard komunikatów, granulacja danych z 60' na 15' i nazewnictwo z FPP na FRP?</p>	<p>Enea Operator sp. z o.o.</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 44.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
90.	Czy istniejący kod JG _{OSD} zostanie zachowany, a zmianie ulegnie tylko JG _{OSD} na JB _{OSD} ?	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 45.
91.	Czy w ramach aktualizacji umowy przesyłowej zostanie nadany dla OSDp kod POB, czy zmianie ulegnie tylko nazewnictwo i kodem POB będzie dotychczasowy kod UR występujący w aktualnych WDB, a który nie występuje już w projekcie WDB. Jeżeli kod POB będzie nowym kodem, to jaka jest jego kodyfikacja, czy należy wnioskować o ten kod, czy zostanie nadany automatycznie w ramach aktualizacji Umowy Przesyłowej, czy może jest to kod EIC OSDp?	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 46.
92.	Czy PPE dla których były przez OSP wysłane ZPDSR i w ramach których OSDp udostępniła dane w DPDSR będą wymagały ponownego zgłoszenia poprzez nowe dokumenty ZPPE i DPPE. Czy raport RPPE będzie aktualizowany o nowe lub skorygowane dane pomiarowe również po trybach korekt? Obecnie raport RDSR nie jest aktualizowany po trybach korekt. Brak w WDB rozdziału dot. ZPPE i DPPE, dokumenty występują tylko w Standardach WIRE 14.0.	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 47.
93.	<p>Przedłużenie do 1 lipca 2024 r. terminu wdrożenia WDB z możliwością rozłożenia procesu wdrażania zmian na etapy, po przeprowadzeniu kompleksowych szkoleń, wdrożeniu systemów IT i ich przetestowaniu oraz po uprzednim przywróceniu funkcjonowania rynku energii elektrycznej.</p> <p>Uzasadnienie: Projekt nowego WDB jest bardzo skomplikowanym i obszernym programem, a jednocześnie są nowelizowane inne dokumenty, m.in. IRiESP, standardy WIRE i SOWE. Wdrażanie tak złożonych zmian będzie obarczone wieloma zagrożeniami. Wymaga dogłębnego poznania nowych rozwiązań, wyszkolenia personelu, zaprojektowania systemów IT i ich wdrożenia, a następnie przetestowania ich funkcjonalności. Proponujemy dokonanie</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u></p> <p>Oдноśnie do terminu wdrożenia nowych WDB, to uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Zakres wdrażanych zmian, w tym w szczególności zmiana struktury podmiotowej i obiektowej RB, oraz zależności w rozliczeniach RB pomiędzy poszczególnymi wdrażanymi elementami etapu II reformy RB, praktycznie uniemożliwiają postulowane w uwadze etapowe wdrażanie zmian. Ponadto zgodnie z § 53. ust. 1 rozporządzenia systemowego, OSP jest zobowiązany do przedłożenia Prezesowi URE, nie</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>możliwych uproszczeń, staranne przygotowanie wdrożenia i ewentualne wprowadzenie okresu przejściowego o zmniejszonej sankcyjności dla uczestników rynku. Widzimy uzasadnienie dla etapowego wdrażania i deklarujemy gotowość podjęcia dialogu w celu wspólnego wypracowania podziału poszczególnych rozwiązań na podetapy i wdrożenie ich po właściwym przygotowaniu.</p> <p>W pierwszym kroku postulujemy uchylenie regulacji przejściowych ograniczających funkcjonowanie rynku bilansującego (cena MaxCO) i przywrócenie funkcjonowania rynku energii elektrycznej na minimum 6 miesięcy, co powinno doprowadzić do ustabilizowania zachowań uczestników rynku energii i właściwego przygotowania do wdrożenia nowych zasad.</p> <p>Złożony zakres wprowadzanych zmian wymaga starannego przygotowania organizacyjnego, kadrowego i informatycznego minimalizującego ryzyka ekonomiczne, zakłócenia rynkowe i problemy techniczne w funkcjonowaniu KSE. Dogłębne poznanie zmian i ich wzajemnych powiązań oraz algorytmów poszczególnych procesów jest kwestią kluczową dla poprawnego zbudowania struktury funkcjonalnej oraz systemów IT wspierających wdrażanie WDB w zakresie komunikacji z OSP oraz w zarządzaniu procesami w jednostkach wytwórczych.</p> <p>Z tego względu postulujemy do PSE SA o przeprowadzenie kompleksowych szkoleń dla służb technicznych i handlowych.</p> <p>Zaprojektowanie i wdrożenie systemów IT służących do komunikacji z OSP oraz do wspierania procesów w jednostkach wytwórczych wymaga także czasu. Według uzyskanych informacji od potencjalnych dostawców takich systemów, wdrożenie tak szerokich zmian wymaga co najmniej kilku miesięcy na zbudowanie wymaganych narzędzi i ich przetestowanie. Jako uzasadnienie wskazuje się harmonogram prac wdrożeniowych II etapu reformy RB, przedstawiony w 2021 r., który przewidywał około 9 miesięczny okres dostosowawczy od publikacji WDB zatwierdzonych przez Prezesa URE. Na taki okres dostosowawczy przygotowywali się uczestnicy rynku i</p>		<p>później niż w terminie czterech miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia systemowego, WDB zgodnych z tym rozporządzeniem oraz art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195, czyli uwzględniających wszystkie wdrażane zmiany.</p> <p>Uchylenie regulacji przejściowych wdrażanych ustawą bądź rozporządzeniem nie może być dokonane zmianą WDB. Odnośnie do ograniczenia na maksymalną cenę ofertową (MaxCO), to zgodnie z § 53. ust. 4 rozporządzenia systemowego, rozwiązanie to wygaśnie wraz z wejściem w życie nowych WDB.</p> <p>Odnośnie do testów z podmiotami RB oraz udostępnienia zaktualizowanego harmonogramu prac: patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 33.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>współpracuje z nimi firmy, głównie z obszaru IT. Obecnie, przy założeniu wdrożenia nowych WDB od 1.01.2024 r. okres wymagany na właściwe dostosowanie nie zostanie zapewniony.</p> <p>Mając na uwadze obiektywne okoliczności omówione powyżej, postulujemy o niezwłoczne przedstawienie zaktualizowanego harmonogramu wdrażania zmian WDB do konsultacji z uczestnikami rynku energii elektrycznej.</p>		
94.	<p>Zmodyfikowanie rozwiązań wyceny operacyjnych rezerw mocy.</p> <p>Proponujemy korektę wzoru (12.30) do kalkulacji ceny operacyjnej rezerwy mocy (COR) w okresie rozliczania (OREB) oraz korektę wielkości do ustalania limitów przeciętnej ceny dobowej. Proponujemy rozważenie likwidacji limitów przeciętnej ceny dobowej operacyjnej rezerwy mocy od 1.01.2026r., tj. po wejściu w życie limitu EPS 550 w rynku mocy. Propozycję modyfikacji przedstawiamy w uwagach szczegółowych oraz w załączonym arkuszu kalkulacyjnym.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Zawarte w projekcie WDB rozwiązania nie spełniają podstawowych kryteriów, tj. nie będą kreować wystarczających sygnałów dla inwestorów i nie będą stanowić zachęty do utrzymywania wysokiej dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Odbiorcy/konsumenci energii nie będą dostawać sygnałów o zagrożeniach wynikających z niewystarczających mocy dyspozycyjnych w KSE i nie będą mogli podejmować działań stabilizujących – ubezpieczających.</p> <p>Zgodnie z Decyzją KE uzgadniającą rynek mocy w Polsce, obecnie procedowany projekt WDB powinien wdrażać rozwiązanie specyficznego cenotwórstwa w okresach niedoborów rezerwy mocy (ang. scarcity pricing). Rozwiązania powinny wykorzystywać prawdopodobieństwo niedostarczenia energii z powodu braku mocy dyspozycyjnych (LOLP) i wartość utraconych korzyści w przypadku niedostarczenia energii (VOLL),</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Przedstawiona w arkuszu kalkulacyjnym analiza nie odzwierciedla w sposób dokładny mechanizmu wyznaczania COR opisanego w nowych WDB.</p> <p>Współczynnik ograniczający zmianę (10%) odnosi się do średniej kwartalnej wartości COR, a nie limitu dobowego COR. W związku z tym, przeprowadzone w arkuszu symulacje ilustrują przyrost średniej kwartalnej wartości COR, a nie limitu dobowego COR. Różnica ta ma zasadniczy wpływ na wyciągnięte wnioski – ceny w poszczególnych kwadransach mogą być wyższe niż zawarte w tabeli wartości średniej kwartalnej wartości COR, przez co mogą stanowić bodziec stymulujący dla operatorów i inwestorów jednostek wytwórczych.</p> <p>Oдноśnie do przedstawionej w załączonym arkuszu kalkulacyjnym propozycji zastąpienia współczynnika COR^{Max} przez iloczyn A_p i VOLL: patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 129.</p> <p>Oдноśnie do pozostałych propozycji przedstawionych w załączonym arkuszu kalkulacyjnym: patrz odpowiedzi na uwagi szczegółowe nr 127, 128 i 130.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>a cena rezerw mocy (COR) w danym okresie rozliczeniowym (OREB) powinna być równa iloczynowi LOLP i VOLL (lub części VOLL). W projekcie proponuje się iloczyn LOLP i limitu COR dla doby, w której jest dany okres rozliczeniowy. Ponieważ LOLP zawiera się od 0 do 1, to powoduje, że COR nigdy nie przekroczy limitu dobowego. Przeciętny limit dobowy dla danego kwartału nie może być wyższy niż przeciętna COR w poprzednim kwartale (z wyłączeniem części OREB, w których operacyjne rezerwy mocy są niższe niż wymagane dla FCR).</p> <p>Projekt ustala przeciętną COR w kwartale poprzedzającym wprowadzenie stosowania nowych WDB w wysokości 10 zł/MW-h. Przeciętny limit ceny dobowej operacyjnej rezerwy mocy w kwartale nie może być większy o więcej niż 10% od przeciętnej COR w poprzednim kwartale. Taki sposób kalkulacji COR i wprowadzenie limitów powoduje, że przeciętna cena operacyjnej rezerwy mocy w kwartale będzie wahać się od 10 do kilkunastu zł/MW-h.</p>		
95.	<p>Przeanalizowanie dokumentu pod kątem zgodności z zakresem podstawy prawnej WDB i usunięcie zapisów będących przedmiotem kompleksowych uregulowań w innych aktach prawnych.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Prosimy o zwrócenie uwagi na niektóre zapisy projektowanych WDB pod kątem ewentualnego przekroczenia zakresu podstawy prawnej wynikającej z przepisu art. 18 Rozporządzenia Komisji 2017/2195 ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.</p> <p>Przykładowo mamy wątpliwość czy w pkt 4.1 Ogólne warunki, niektóre zapisy są uzasadnione. Oceniamy je jako powtórzenie wymogów z aktów prawnych wyższego rzędu, a ich wybiórcze przytoczenie z katalogu ogólnych praw i obowiązków uczestników rynku oraz sposób ich sformułowania może być przedmiotem nieporozumień. Ponadto opis działań, których nie powinni podejmować URB w punkcie (2) jest bardzo ogólny, w punktach (3) i (4) jest doszczegółowienie tylko niektórych działań POB i</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W kontekście pkt 4.1 należy po pierwsze wskazać, że punkt ten w nowych WDB jest jedynie dostosowaniem postanowień zawartych w pkt 2.2.1.1. obecnie obowiązujących WDB. Nie sposób zgodzić się z tezą, że postanowienia te są powtórzeniem wymogów z aktów prawnych wyższego rzędu – wskazują one bowiem przykłady konkretnych zachowań uczestników RB wyrażonych z użyciem konkretnych ram pojęciowych właściwych dla danego modelu RB. Zakres przedmiotowy WDB obejmuje tego typu ogólne wymogi, w szczególności art. 18 ust. 4 lit. a rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 określa, że: „4. Warunki dla dostawców usług bilansujących: a) określają racjonalne i uzasadnione wymogi świadczenia usług bilansujących”. Wymóg, aby uczestnicy rynku nie podejmowali działań</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>DUB. Sformułowanie „nie powinni” nie oznacza, że takie działanie jest zabronione, a jednocześnie o takich działaniach będzie informowany Prezes URE. W kolejnym punkcie jest zapis o obowiązku zgłaszania zmian, wygaśnięcia lub cofnięcia koncesji, takie zestawienie punktów sugeruje, że na podstawie informacji operatora, Prezes URE może nawet cofnąć koncesję. Takie sankcje mogą być stosowane tylko w przypadkach działań niedozwolonych.</p>		<p>zaburzających jego funkcjonowanie z pewnością mieści się w powyższym katalogu.</p> <p>Teza w uwadze, że sformułowanie „nie powinni” nie oznacza, że coś jest zabronione, pozostaje w sprzeczności ze stwierdzeniem, że przedmiotowy punkt stanowi powtórzenie wymogów prawa. W tym kontekście warto wskazać, że w systemie prawnym sformułowanie „powinien” występuje w znaczeniu obowiązku lub nakazu określonego zachowania.</p> <p>Nie sposób także się zgodzić, że zestawienie punktów sugeruje jakoby naruszenie obowiązku poinformowania o zmianach w statusie koncesji mogło prowadzić do jej cofnięcia – pkt 4.1(5) nowych WDB jednoznacznie wskazuje, że informowanie Prezesa URE dotyczy naruszeń, o których mowa w pkt 4.1(2) - 4.1(4) nowych WDB.</p>
96.	<p>Aktualizacja parametrów rynkowych zgłaszanych przez wytwórców.</p> <p>Wnosimy o dokonanie zmian:</p> <ul style="list-style-type: none"> - skrócenie 15 - dniowego terminu wejścia w życie nowych parametrów kosztowych zgłaszanych przez wytwórców do 5 - dniowego terminu od dnia ich zgłoszenia; - proponujemy odstąpienie od nakładania na wytwórców obowiązku uzasadniania zgłaszanej zmiany parametrów kosztowo-produkcyjnych lub uzasadnienia braku zgłoszenia zmiany tych parametrów. <p>Uzasadnienie:</p> <p>Uważamy, iż w tak dynamicznych warunkach rynkowych, 15 - dniowy okres procedowania przez OSP jest stanowczo za długi i proponujemy jego istotne skrócenie. Uznajemy obowiązek składania uzasadnienia jako zbędne obciążenie administracyjne. Wyjaśniamy, że wytwórca pod rygorem odpowiedzialności</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>OSP ma 15 dni kalendarzowych na obsłużenie zgłoszonej aktualizacji cen, w którym to terminie powinien ją rozpatrzyć i wprowadzić do stosowania wnioskowane wartości cen lub składników cen. OSP w terminie do 10 dnia kalendarzowego od dnia doręczenia zgłoszenia rozpatruje zgłoszoną aktualizację cen, w którym to terminie ma również powiadomić wytwórcę o ewentualnym odrzuceniu zgłoszenia wraz z podaniem przyczyny. Ponadto OSP zobowiązany jest do poinformowania wytwórcy o akceptacji aktualizacji cen nie później niż 2 dni robocze przed wskazanym w aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen lub składników cen.</p> <p>Biorąc pod uwagę, że do powyższych terminów wliczają się nie tylko dni robocze, ale również dni wolne od pracy oraz że w tych samych okresach obsługiwane są aktualizacje cen od poszczególnych wytwórców, termin</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>dokonuje wpisów do ksiąg rachunkowych, które są audytowane przez niezależnego audytora i wielkości te przenosi zgodnie z rozporządzeniem do formularza zgłoszenia aktualizacyjnego. Mając powyższe na uwadze wnosimy o wykreślenie zapisów zobowiązujących wytwórców do przedstawianie dodatkowego uzasadnienia zgłaszanych danych.</p>		<p>15 dni kalendarzowych jest terminem zapewniającym prawidłowe obsłużenie zgłoszonych aktualizacji cen.</p> <p>Dodatkowo zgodnie z rozporządzeniem systemowym i nowym WDB wytwórca w terminie do 50 dni od zakończenia kwartału ma obowiązek zgłoszenia aktualizacji cen. Termin ten został wprowadzony na prośbę wytwórców w wyniku procesu konsultacji projektu Zmian nr 1/2020 WDB. Z tego też względu nie widzimy podstaw do skracania terminu OSP na rozpatrzenie aktualizacji cen.</p> <p>Brak uzasadnienia przyczyny zmiany wartości poszczególnych składników cen przez wytwórców w praktyce uniemożliwiłby OSP merytoryczną weryfikację poprawności składanych aktualizacji. Praktyka pokazuje, że w zgłoszeniach aktualizacji cen pojawiają się błędy, które można wychwycić jedynie na etapie weryfikacji uzasadnienia.</p>
97.	<p>Dostosowanie zapisów WDB w zakresie obowiązku zgłaszania programów pracy w przypadkach szczególnych dotyczących pracy tylko jednej jednostki w danej elektrowni.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Nowe rozwiązania przedstawione w WDB nie uwzględniają zapisanych w obecnie obowiązujących Umowach Przesyłania ograniczeń elektrownianych, uznając za jedyny punkt odniesienia bezpiecznej pracy elektrowni program pracy jaki zostanie zgłoszony przez wytwórcę, co rozumiane jest jako brak ograniczeń w przypadku braku programu pracy lub przerwania programu pracy równego zero.</p> <p>Wytwórca, u którego w danym okresie pracuje tylko jedna jednostka, po jej wypadnięciu awaryjnym musi wg. nowych zasad niezwłocznie zgłosić program pracy na innej jednostce chcąc utrzymać ruch w elektrowni. W przeciwnym przypadku jego ograniczenia elektrowniane zostają „wyzerowane”.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Ograniczenia elektrowniane dotyczące minimalnej liczby pracujących JG_{W1} w zakładzie wytwarzania energii (ZWE), określone w umowie przesылania, są uwzględniane w procesie planowania pracy KSE w zakresie w jakim zostały one uwzględnione w programach pracy zweryfikowanych (PPZ) JG_{W1} ZWE. Oznacza to, że jeżeli w PPZ dla danej grupy JG_{W1} te ograniczenia elektrowniane są spełnione, to również będą one uwzględnione w programach pracy skorygowanych (PPS) poleconych przez OSP. Jeżeli po wypadnięciu awaryjnym liczba pracujących JG_{W1} w PPZ spadnie poniżej wymaganej liczby, to wytwórca powinien zaktualizować program pracy dla JG_{W1}, która ma zostać dodatkowo uruchomiona w celu spełnienia ograniczenia elektrownianego. Uwzględnianie takiego ograniczenia elektrownianego przez OSP w procesie planowania</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Nowe zasady pozwalają na takie uruchomienie w przypadku zbilansowania systemu tylko po przesłaniu programu pracy na inną jednostkę. Prosimy o przemodelowanie tej zasady dla przypadku szczególnego, gdy na terenie elektrowni pracuje tylko jedna jednostka wytwórcza ciepła.</p>		<p>pracy KSE, pomimo braku jego spełnienia w PPZ, mogłoby skutkować nieuzasadnionym zwiększeniem kosztów bilansowania systemu wynikającym z dodatkowego uruchomienia JG_{W1} przez OSP niezaplanowanego przez wytwórcę. Dotyczy to zarówno przypadku gdy w elektrowni pracuje kilka JG_{W1} jak również dla przypadku jednej pracującej JG_{W1}.</p>
98.	<p>Wprowadzenie korelacji w programach pracy i rozliczeniach pomiędzy działaniami OSP na RB a Rynkiem Mocy.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Obecne i projektowane regulacje dotyczące rynku mocy i rynku bilansującego nie mają praktycznie żadnych powiązań, co może prowadzić do konfliktów. Prosimy o wyjaśnienia i ewentualne uzupełnienie zapisów WDB o powiązania z rynkiem mocy. W nowym modelu rynku wytwórcza będzie sam musiał zgłosić właściwy program pracy na godzinę TOP, który nie zawsze może być zbieżny z wcześniejszym przyjętym przez OSP programem pracy. W przypadku rozbieżności tych planów Wytwórcza może być narażony na stratę związaną z koniecznością zapewnienia Programu Pracy na czas TOP.</p> <p>Wskazujemy również na ryzyko dla JG_{M1}- wskutek zmian w programie pracy wynikających z ZPG stan naładowania magazynu nie pozwoli na realizację zgłoszonego i zweryfikowanego Grafiku Obciążenia (GO) oraz grafiku mocy bilansujących. Konieczna jest, naszym zdaniem, koordynacja między procesami ZPG a procesami Rynku Mocy, w szczególności podczas okresu przywołania rynku mocy.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Procesy RB w odniesieniu do poszczególnych JG nie są powiązane z działaniami w obszarze rynku mocy, w szczególności rozliczenia RB nie są zależne od kontraktów mocowych zawartych na rynku mocy. W przypadku gdy dostrzegają Państwo niepoprawność zadziałania przywołań na rynku mocy w związku ze zmieniającymi się zasadami RB, prosimy o przekazanie stosownego zgłoszenia na adres rynek.mocy@pse.pl.</p> <p>Niezależnie od powyższego, uwaga zostanie przekazana do służb OSP odpowiedzialnych za rynek mocy.</p>
99.	<p>Wprowadzenie okresu przejściowego w rozliczeniach generacji wymuszonej jednostek wytwórczych realizujących dostawę ciepła, aby praca tego typu jednostek była wynagradzana na podobnych zasadach jak obecnie – gwarantujących co najmniej pokrycie kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej (obecna cena CWD).</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Wymuszenia pracy JG wynikające z produkcji ciepła należą do kategorii ograniczeń elektrowniowych i muszą być uwzględnione w programie pracy zgłaszanym przez wytwórcę w celu ich uwzględnienia w planowaniu pracy KSE i co do zasady powinny być pokryte umowami</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Uzasadnienie:</p> <p>W ramach wdrażania II-go etapu RB zmieniają się zasady płatności za prace wymuszoną jednostek wytwórczych aktywnie bilansujących system oraz dodatkowo poszerza się zakres jednostek zobowiązanych do aktywnego bilansowania KSE. Zrodzi to negatywne skutki finansowe dla jednostek konwencjonalnych zobowiązanych umowami do produkcji ciepła i równocześnie generującymi energię elektryczną.</p> <p>Przy wzroście cen CO2 oraz spadku cen hurtowych za energię elektryczną istnieje realne ryzyko braku możliwości sprzedaży energii z takich jednostek po cenie pokrywającej co najmniej koszty zmienne. W wyniku tego jednostki, które muszą generować energię ze względu na potrzebę produkcji ciepła będą sprzedawać energię elektryczną głównie na Rynku Bilansującym (RB) - z dużym prawdopodobieństwem – poniżej kosztów zmiennych. Spowoduje to sytuację, w której jednostki zmuszone do pracy ze względu na potrzeby ciepłownicze będą generować trwałe straty na sprzedaży energii elektrycznej.</p> <p>Dodatkowo wypowiedzenie podpisanych umów ma dostawy ciepła do odbiorców to proces długotrwały (co najmniej 2-letni) obarczony istotnym ryzykiem nakazania dalszej eksploatacji tych jednostek decyzją prezesa URE - np. ze względu na ważny interes społeczny. Z kolei rozwiązania regulacyjne w żaden sposób nie pozwalają na pokrycie strat na produkcji energii elektrycznej w taryfie na ciepło (ze względu na subsydiowanie skrośne).</p>		<p>sprzedaży energii elektrycznej (USE). Wprowadzenie proponowanego w uwadze rozwiązania skutkowałoby stworzeniem preferencyjnych zasad rozliczeń dla wybranej grupy JG, poprzez różne traktowanie ograniczeń należących do tej samej kategorii ograniczeń elektrowniowych, co nie jest zasadne.</p>
100.	<p>Wskazanie rozwiązań w projekcie WDB, które zostały zaprojektowane jako: „stwarzające zachęty wspierające inwestycje w elastyczność po stronie wytwarzania” zgodnie z Dokumentem wyjaśniającym do projektu WDB.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Po analizie nowych rozwiązań nie dostrzegamy zachęt do podejmowania inwestycji w elastyczność po stronie wytwarzania.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Obowiązek zgłaszania wykonalnych technicznie programów pracy, zmiana zasad wyznaczania cen energii bilansującej na RB, wprowadzenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących, zmiana zasad uwzględniania w rozliczeniach RB kosztów uruchomień, rezerwa operacyjna, tworzą zachęty wspierające inwestycje w elastyczność. Tylko</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Wg naszej opinii JGW1 zmodernizowane pod kątem uelastycznienia w zakresie możliwości okresowej pracy poniżej minimum technicznego lub z przeciążeniem, ułatwiają zarządzanie systemem w obliczu stale rosnącej liczby niestabilnych źródeł wytwórczych. Nie będą jednak należycie wynagradzane po wprowadzeniu nowych WDB.</p>		<p>elastyczne JG będą w stanie oferować konkurencyjną energię i moce bilansujące w krótkich okresach, i uzyskiwać przychody w tym zakresie. Dynamika zmian w systemie i spodziewana dynamika cen na RB będą promowały JG, które technicznie będą w stanie pokryć bieżące potrzeby w zakresie energii i mocy bilansujących. JG nieelastyczne, przy dużym udziale OZE, będą „wypychane” z rynków krótkoterminowych, ponieważ: (i) nie będą w stanie konkurować z generacją OZE, (ii) a w okresach gdy OZE nie generuje lub jest potrzeba dobilansowania produkcji z OZE, nie będą w stanie odpowiednio szybko dostarczyć moc do systemu lub obniżyć produkcję odpowiednio nisko bez odstawienia i następnie poniesienia kosztu uruchomienia.</p> <p>Tak więc cały zakres wdrażanych zmian, a nie pojedyncze rozwiązanie, tworzy zachęty do inwestowania w elastyczność.</p>
101.	<p>Wprowadzenie możliwości aktualizacji ofert zastępczych poprzez systemy informatyczne – do rozważenia poniższe propozycje:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ustalenie bramki czasowej po godzinie 14:30, w której wytwórca zgłosi codzienną ofertę na JW, która stanie się bez konieczności wprowadzania jej aneksem ofertą zastępczą i zostanie wprowadzona do systemów informatycznych OSP ; - wprowadzenie możliwości nadpisywania ostatniej przyjętej oferty handlowej na dzień N+1 - tak jak to ma obecnie miejsce w przypadku ofert technicznych; - przyjęcie rozwiązania, że ceny w ofertach zastępczych byłyby przez PSE wyliczane w razie potrzeby poprzez dodawanie kosztu KCDCO2 i KCOCO2 do stałych pozycji kosztowych zgłaszanych wcześniej przez uczestników rynku - prowadziłoby to do automatycznego dostosowania oferty do aktualnej ceny uprawnień do emisji. 	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Zgłaszanie ofert na energię bilansującą (OEB) i ofert na moce bilansujące (OMB) jest obowiązkowe w ramach RBN i w przypadku OEB dla JG z ZAK = 1 dotyczy pełnych mocy JG, niezależnie od aktualnej dyspozycyjności JG. Takie rozwiązanie ogranicza potrzebę korzystania z ofert zastępczych w przypadku odzyskania dyspozycyjności przez JG, bo zgłoszona oferta zawsze obejmuje pełne moce JG. Oznacza to, że wykorzystanie ofert zastępczych będzie znacznie rzadsze niż ma to miejsce w obecnie obowiązujących zasadach. Oferta zastępcza będzie praktycznie wykorzystywana wyłącznie w wyjątkowych sytuacjach, np. awarii systemów informatycznych po stronie zgłaszającego.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Uzasadnienie:</p> <p>Ze względu na zwiększone wymagania i ryzyka w nowym modelu RB wytwórcy systemowi powinni mieć lepszą możliwość zarządzania swoimi ofertami zastępczymi. Przy obecnej zmienności cen paliw i pozwoleń na emisję CO₂ aktualizacja ofert zastępczych na energię i moc poprzez aneks do Umowy przesyłania jest rozwiązaniem archaicznym i niedostosowanym do zasad przedstawionych w projekcie WDB. Po raz kolejny postulujemy o wdrożenie możliwości aktualizacji co najmniej cen w ofertach zastępczych poprzez systemy informatyczne.</p>		<p>Jednocześnie rozumiejąc przytoczone argumenty oraz w celu ułatwienia procesu aktualizacji ofert zastępczych ze względu na liczbę danych zawartych w tych ofertach, OSP uwzględni zmianę w tym zakresie w ramach przyszłego rozwoju zasad RB.</p>
102.	<p>Rozliczanie energii odchylenia (dyscypliny ruchowej) tylko dla wolumenów energii elektrycznej przewyższających 3% próg tolerancji.</p> <p>Wnosimy o wprowadzenie naliczania opłat z tytułu „dyscypliny ruchowej” nazwanej obecnie energią odchylenia w przedziale powyżej 3%, co w dalszym ciągu zapewni zgodność z rozporządzeniem systemowym i złagodzi skutki podwójnego karanía wytwórców.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Proponowana w uwadze zmiana byłaby niezgodna z § 26 rozporządzenia systemowego, zgodnie z którym rozliczenie prowadzi się na podstawie wielkości różnicy między ilością energii elektrycznej rzeczywiście dostarczonej lub pobranej a ilością energii, która miała zostać dostarczona lub pobrana w wyniku wykonania programu pracy skorygowanego o ilość energii bilansującej aktywowanej przez OSP do wysokości, w jakiej różnica ta była objęta mocami dyspozycyjnymi zgłoszonymi w ofercie na energię bilansującą.</p> <p>Próg 3%, zgodnie z § 26 ust. 3 rozporządzenia systemowego, określa jedynie czy dostawca usług bilansujących ma obowiązek uiścić opłatę. Nie jest to wartość pomniejszająca ilość energii odchylenia, za którą należna jest opłata.</p> <p>Nie jest prawdziwe stwierdzenie w uwadze o podwójnym karaniu wytwórców. W przypadku niedostarczenia energii bilansującej DUB otrzymuje wynagrodzenie za energię bilansującą, natomiast u POB powstaje zobowiązanie za niezbilansowanie wynikające z odchylenia w realizacji polecenia OSP. Czynnikiem</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			dyscyplinującym jest wyłącznie korekta rozliczenia energii bilansującej z tytułu energii odchylenia.
103.	<p>Zapewnienie spójności w zgłoszeniach na RDB dla USE i PP, OEB, OMB.</p> <p>Widzimy brak konsekwencji w zgłoszeniach Rynku Dnia Bieżącego dla umów sprzedaży (USE- możliwość zgłoszeń na 55 min przed ORN) oraz programów pracy, ofert na energię i moce bilansujące (PP, OEB i OMB – możliwość zgłoszeń na 55 min przez „Godz. h”). Postulujemy przyjęcie ujednoczonych terminów.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Harmonogram zintegrowanego procesu grafikowania oraz procesu wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych na platformie RR (platformie TERRE), w których są wykorzystywane dane zawarte w zgłoszeniach PP, OEB i OMB wymaga, aby te dane były dostępne najpóźniej na 55 minut przed godziną, której dotyczą te procesy. Jest to zgodne z chwilą zamknięcia bramki na produkty standardowe RR określoną w ramach wdrażania wymiany energii bilansującej z RR.</p> <p>Obecnie co do zasady w danej dobie są przeprowadzane 24 optymalizacje aktywacji energii bilansującej na platformie RR. Zwiększenie liczby tych optymalizacji jest analizowane przez operatorów systemów przesyłowych uczestniczących w platformie RR i po wprowadzeniu ewentualnych zmian harmonogram zgłaszania PP i OEB zostanie odpowiednio dostosowany.</p>
104.	<p>Uwzględnienie kosztu uruchomienia w korekcie ceny CDO.</p> <p>Korekta ceny CDO w przypadku odstawienia JG przez OSP, która była zaplanowana do pracy w planie PPZ powinna uwzględniać czas planowanego odstawienia, a co za tym idzie koszt uruchomienia z odpowiedniego stanu.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Zapewnienie zgodności z rozporządzeniem systemowym.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W momencie polecenia odstawienia JG oraz w trakcie postoju tej JG, może nie być znany nawet planowany termin ponownego uruchomienia tej JG, ponieważ nie jest on objęty horyzontem optymalizacji. W przypadku gdy taki planowany termin jest znany to i tak może ulec zmianie w ramach kolejnych iteracji zintegrowanego procesu grafikowania, co może mieć wpływ na koszt przyszłego uruchomienia.</p> <p>Z tego powodu nie jest możliwe odwzorowanie w cenach CDO kosztu przyszłego uruchomienia, którego wartość nie jest pewna tak długo, jak nie zostanie wydane wiążące polecenie uruchomienia JG. Ponadto ceny CDO są wykorzystywane do wyznaczenia cen energii</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			bilansującej, których prognozy muszą być opublikowane do godziny po zakończeniu poszczególnych OREB.
105.	<p>Uwzględnienie w WDB specyficzne uwarunkowania JWCD.</p> <p>WDB powinny uwzględniać specyficzne uwarunkowania JWCD powiązanych:</p> <ul style="list-style-type: none"> - z wytwarzaniem ciepła - uwzględnienie determinacji grafiku przez produkcję ciepła, w tym możliwość większych odchyłeń między zgłoszeniami w dniu D-1 a dniem D poprzez zwiększenie tolerancji odchylenia od planu pracy z 3% do 4,5%. - z procesami technologicznymi – uwzględnienie determinacji grafiku przez procesy technologiczne w danym przedsiębiorstwie poprzez zwiększenie tolerancji odchylenia od planu pracy z 3% do 4,5%. - z wytwarzaniem energii w elektrowniach wiatrowych (i ewentualnie w PV jeżeli będą farmy o mocy ponad 100 MW) – zmniejszenie konsekwencji odchylenia od grafiku zgłoszonego do OSP w wyniku zmian warunków pogodowych pomiędzy dniem D-1 a dniem D poprzez zwiększenie tolerancji odchylenia od planu pracy z 3% do 4,5%. <p>Uzasadnienie:</p> <p>Proponuje się, aby koszt odchylenia od grafiku danej JWCD był mniejszy dla jednostek, których produkcja jest zdeterminowana przez czynniki zewnętrzne cechujące się istotną nieprzewidywalnością w perspektywie planowania, głównie w horyzoncie D-1 i również, chociaż w mniejszym stopniu w dniu D. Metoda wyznaczania kosztu energii odchylenia przedstawiona jest w rozdziale 14.8 „Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia” [2]. Koszt ten ponoszony jest za energię odchylenia (EO_{it}) przekraczającą 3% różnicy między zakresem mocy dyspozycyjnej jednostki grafikowej j. Koszt energii odchylenia wynika z ilości energii przekraczającej próg oraz ceny energii odchylenia (CEO_t) w okresie t. Obecna</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Ewentualna zmiana progu tolerancji odchylenia wymaga nowelizacji rozporządzenia systemowego, ponieważ wartość tego progu jest określona w rozporządzeniu systemowym.</p> <p>Nie jest zrozumiała przywołana w uwadze potrzeba dopuszczenia większych odchyłeń pomiędzy planami pracy zgłoszonymi w dobie d-1 i d. Zgodnie z nowymi WDB, DUB może korygować program pracy JG najpóźniej na 55 minut przed godziną, której ten program dotyczy. W tym zakresie nie ma ograniczeń poza sprawdzeniem wykonalności technicznej zaktualizowanego programu pracy.</p> <p>Analogicznie, nie jest dla nas zrozumiała część uwagi dotycząca prognoz generacji JGz utworzonych z farm wiatrowych lub farm fotowoltaicznych. Zgodnie z nowymi WDB, wyznaczenie energii odchylenia JGz oraz rozliczenie energii bilansującej JGz są wyznaczane na podstawie estymaty a nie prognoz generacji.</p> <p>Ponadto nie jest zasadne stosowanie preferencyjnych zasad wyłącznie dla wybranych JG. Jeżeli próg tolerancji odchylenia miałby być zmieniony, to zmiana ta powinna dotyczyć wszystkich JG.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>metodologia rozliczania energii odchylenia nie uwzględnia zróżnicowania poziomów przewidywalności produkcji występujących dla poszczególnych grup technologii JWCD. Jednostki, których profil produkcji zależy od procesów stochastycznych, jak warunki pogodowe penalizowane są za odchylenia od przewidywanych planów pracy w takim samym stopniu jak jednostki o swobodnym poziomie produkcji. W związku z powyższym wnioskujemy podniesienie progu tolerancji z PT_{jt} z 3% do 4,5% dla JWCD, których praca zdeterminowana jest przez warunki zewnętrzne o niskim poziomie przewidywalności (jednostki OZE oraz elektrociepłownie komunalne i przemysłowe). Jeżeli takie zmiany wymagają zmiany rozporządzenia systemowego, to konieczna jest szybka nowelizacja w tym zakresie, lecz prosba o przedstawienie merytorycznego stanowiska PSE do uwagi ogólnej.</p>		
106.	<p>Zdefiniowanie pojęć „podmiot upoważniony” oraz „podmiot umocowany” poprzez dodanie definicji do punktu 2.3 Definicje stosowanych pojęć projektu nowych WDB.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W obecnym brzmieniu projektu nowych WDB brakuje szczegółowego rozróżnienia podmiotu upoważnionego od podmiotu umocowanego. Podczas gdy WDB zawierają wzór „Oświadczenia o umocowaniu DUB wraz z załącznikami A i B dotyczącymi obowiązku informacyjnego”, nie zawierają jednak szczegółowych regulacji dotyczących podmiotu upoważnionego. Jedyną wskazówką dotyczącą znaczenia tego pojęcia może stanowić definicja „podmiotu reprezentującego zasób” (znajdująca się w Załączniku nr 2 (Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących)), zgodnie z którą jest to „właściciel zasobu lub grupy zasobów albo podmiot umocowany przez właściciela lub właścicieli zasobów, który planuje jako DUB świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub grupy</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	zasobów”. Doprecyzowanie ww. pojęć pozwoli uniknąć wątpliwości interpretacyjnych w zakresie możliwości delegowania funkcji POB i DUB.		
107.	<p>Projektowane nowe Warunki Dotyczące Bilansowania („WDB”) zawierają szereg uwag natury technicznej, jednakże zwracamy uwagę, że wprowadzane rozwiązania nie zostały w sposób precyzyjny odzwierciedlone w sferze opisowej regulacji. Postanowienia te utrudniają przedstawienie obowiązkowych regulacji nakładanych na poszczególnych interesariuszy WDB. W szczególności z dużą trudnością znajduje się przedstawienie tych regulacji w sposób czytelny i niebudzący wątpliwości dla instytucji finansowych udzielających finansowania dla inwestycji morskich farm wiatrowych, będących często instytucjami międzynarodowymi.</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>Wątpliwości we wskazanym powyżej zakresie wynikają z brzmienia 7.6 (4) projektowanych WDB – zob. uwaga szczegółowa nr 6 poniżej.</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Treść uwagi jest zbyt ogólna, żeby OSP mógł ustosunkować się do tej uwagi.</p> <p>Ponadto przytoczone w uwadze uzasadnienie odwołuje się do pkt 7.6(4) nowych WDB, a wskazana w tym uzasadnieniu uwaga szczegółowa, w raporcie o nr 149, dotyczy pkt 3.3.4(19.4c) nowych WDB.</p>
108.	<p>Kontynuując uwagę nr 2, prosimy o wprowadzenie precyzyjnych postanowień gwarantujących przychody wytwórców w morskich farmach wiatrowych w przypadku wprowadzenia pracy wymuszonej na podstawie WDB na poziomie nie niższym niż wysokość rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 oraz ust. 5 pkt 1 Ustawy Offshore.</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>Przepisy Ustawy Offshore regulują wysokość rekompensaty finansowej (lub wartości pokrycia ujemnego salda) należnej wytwórcy w morskiej farmie wiatrowej w przypadku</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zasady rozliczenia redukcji wymuszonej JGz utworzonej z MWE morskiej farmy wiatrowej, której umowa przesyłania nie zawiera postanowień dotyczących braku gwarancji wyprowadzenia mocy, co do zasady zapewniają rozliczenie tej redukcji na zasadach nie gorszych niż rekompensata finansowa, o której mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (ustawie offshore).</p> <p>Cena CWO dla takiej JGz, stosowana przy wyznaczeniu korekty uzupełniającej cen energii bilansującej, odzwierciedla różnicę pomiędzy wartością energii elektrycznej ustaloną na podstawie ceny SDAC oraz wartością tej energii elektrycznej ustaloną w decyzji</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>redysponowania morskiej farmy wiatrowej nieopartego na zasadach rynkowych.</p> <p>Zgodnie z art. 40 ust. 3 pkt 1 lit. a) w zw. z ust. 5 pkt 1 Ustawy Offshore, w przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego, nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do rekompensaty finansowej (z wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, o którym mowa w art. 54).</p> <p>Rekompensata finansowa jest wyznaczana dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania, w których występowało ograniczenie, w zakresie ilości energii elektrycznej niewprowadzonej z tytułu redysponowania, i jest równa sumie:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wartości niezbilansowania powodowanej przez tę energię elektryczną w rozliczeniach podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe wytwórcy w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz • wartości różnicy pomiędzy: <ul style="list-style-type: none"> ○ wartością energii elektrycznej ustaloną na podstawie ceny rozliczeniowej wyznaczonej w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego dla danego okresu rozliczania niezbilansowania (<i>jak rozumiemy CSDAC zgodnie z WDB</i>) oraz ○ wartością tej energii elektrycznej ustaloną w decyzji Prezesa URE przyznającej prawo do pokrycia ujemnego salda 		<p>Prezesa URE przyznającej prawo do pokrycia ujemnego salda, czyli wartość drugiego składnika sumy, o której mowa w ustawie offshore, z zastrzeżeniem zerowej wartości tego składnika, gdy cena SDAC jest mniejsza niż 0 zł/MWh.</p> <p>Polecenie redukcji dla JGz zostanie odwzorowane u POB jako korekta niezbilansowania, stąd CWO nie uwzględnia wartości pierwszego składnika sumy, o której mowa w ustawie offshore, bo redukcja JGz na RB nie spowoduje zmiany niezbilansowania u POB w stosunku do sytuacji, gdyby tej redukcji nie było.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej niewprowadzonej z tytułu redysponowania, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</p> <p>Powyższe regulacje Ustawy Offshore gwarantują minimalny poziom przychodów wytwórców w morskich farmach wiatrowych w przypadku redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych. Dlatego niezbędnym jest, aby WDB gwarantowały, aby poziom przychodów redysponowanych wytwórców (czy to w formie wynagrodzenia lub innej rekompensaty finansowej z tytułu redysponowania na zasadach rynkowych) był nie niższy niż zagwarantowany przez Ustawę Offshore dla redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych.</p>		
109.	<p><i>Treść uwagi:</i></p> <p>Przesunięcie w czasie obowiązku świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzone z MWE morskich farm wiatrowych dopiero w terminie [12 miesięcy po] uzyskaniu przez poszczególne morskie farmy wiatrowej ostatecznego pozwolenia na użytkowanie (final operational notification; „FON”) w rozumieniu Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci („NC RfG”).</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>W celu prawidłowego świadczenia usług bilansujących konieczne jest uzyskanie przez morskie farmy wiatrowe odpowiedniej dojrzałości technologicznej oraz operacyjnej na polskim rynku. Wynika to z braku odpowiednich doświadczeń na rynku polskim, gdyż pierwsze morskie farmy wiatrowe znajdują się dopiero na</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia systemowego MWE morskich farm wiatrowych przyłączony do sieci przesyłowej ma status JWCD i związany z tym obowiązek świadczenia usług bilansujących. Jednocześnie rozporządzenie systemowe nie przewiduje dla MWE morskich farm wiatrowych regularnego odroczenia od ww. obowiązku. W indywidualnych przypadkach, OSP na wniosek posiadacza JWCD, zgodnie z § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego, może zmienić status MWE z JWCD na JWCK albo zwolnić posiadacza tego MWE z obowiązku aktywnego udziału w RB.</p> <p>Ze względu jednak na występujące w ostatnim okresie gwałtowne zastępowanie wytwarzania energii elektrycznej w MWE ciepłych przez MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych, dostęp do mocy regulacyjnych MWE morskich farm wiatrowych może być krytyczny dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>początkowej fazie inwestycyjnej – z planowaną datą rozpoczęcia generacji po okresie przejściowym, tj. po 1 stycznia 2026 roku.</p> <p>Prawidłowe świadczenie usług bilansujących będzie ponadto znacząco utrudnione na początkowym etapie funkcjonowania morskich farm wiatrowych na rynku z uwagi na prowadzone testy, symulacje oraz pomiary w zakresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (interim operational notification; ION) oraz FON w rozumieniu NC RfG, a także konieczność dostosowania przez OSP odpowiednich procedur tych testów, symulacji i procedur. Przeprowadzenie zatem procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących przed uzyskaniem FON (tj. przed przeprowadzeniem wszystkich testów), a tym bardziej w okresie, gdzie morska farma wiatrowa może być jeszcze na etapie budowy, zdaje się przedwczesna.</p>		
110.	<p><i>Treść uwagi:</i></p> <p>Wskazanie czy użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a który jednocześnie umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu jest zobowiązany posiadać systemy SOWE, WIRE, PREU. Czy wystarczającym będzie zapewnienie posiadania tych systemów przez innego DUB umocowanego.</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>W projekcie nowych WDB określono jakie systemy musi posiadać jednostka grafikowa. Jednakże, pominięta została kwestia posiadania systemów przez użytkownika systemu będącego właściciela zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego</p>	<p><i>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 37.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	zasobu. Zgodnie z projektem nowych WDB ww. właściciel zobowiązany jest do pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących (na wypadek zaprzestania świadczenia usług bilansujących przez umocowanego DUB – w okolicznościach określonych dalej w WDB).		
111.	<p><i>Treść uwagi:</i></p> <p>Dookreślenie pojęć „podmiot upoważniony” oraz „podmiot umocowany” poprzez dodanie definicji do punktu 2.3 Definicje stosowanych pojęć projektu nowych WDB.</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>W obecnym brzmieniu projektu nowych WDB brakuje szczegółowego rozróżnienia podmiotu upoważnionego od podmiotu umocowanego. Podczas gdy WDB zawierają wzór „Oświadczenia o umocowaniu DUB wraz z załącznikami A i B dotyczącymi obowiązku informacyjnego”, tak nie zawierają szczegółowych regulacji dotyczących podmiotu upoważnionego. Jedyną wskazówką dotyczącą znaczenia tego pojęcia może stanowić definicja „podmiotu reprezentującego zasób” (znajdująca się w Załączniku nr 2 (Zasady kwalifikacji dostawcy usług bilansujących)), zgodnie z którą jest to „właściciel zasobu lub grupy zasobów albo podmiot umocowany przez właściciela lub właścicieli zasobów, który planuje jako DUB świadczyć usługi bilansujące na rzecz OSP z wykorzystaniem zasobu lub grupy zasobów, przy czym w uzasadnionych sytuacjach zamiast właściciela może działać użytkownik systemu, który dysponuje innym niż własność tytułem prawnym do zasobu lub grupy zasobów”. Doprecyzowanie ww. pojęć pozwoli uniknąć wątpliwości interpretacyjnych w zakresie możliwości delegowania funkcji POB i DUB.</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 38.</p>
112.	WDB powinny uwzględniać specyficzne uwarunkowania JWCD powiązanych z wytwarzaniem energii w elektrowniach wiatrowych (i ewentualnie w PV jeżeli będą farmy o mocy ponad 100 MW) –	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 105.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>zmniejszenie konsekwencji odchylenia od grafiku zgłoszonego do OSP w wyniku zmian warunków pogodowych pomiędzy dniem D-1 a dniem D poprzez zwiększenie tolerancji odchylenia od planu pracy z 3% do 4,5%.</p> <p>Proponuje się, aby koszt odchylenia od grafiku danej JWCD był mniejszy dla jednostek, których produkcja jest zdeterminowana przez czynniki zewnętrzne cechujące się istotną nieprzewidywalnością w perspektywie planowania, głównie w horyzoncie D-1 i również, chociaż w mniejszym stopniu w dniu D. Metoda wyznaczania kosztu energii odchylenia przedstawiona jest w rozdziale 14.8 „Korekty należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia” [2]. Koszt ten ponoszony jest za energię odchylenia (EO_{it}) przekraczającą 3% różnicy między zakresem mocy dyspozycyjnej jednostki grafikowej j. Koszt energii odchylenia wynika z ilości energii przekraczającej próg oraz ceny energii odchylenia (CEO_t) w okresie t. Obecna metodologia rozliczania energii odchylenia nie uwzględnia różnicowania poziomów przewidywalności produkcji występujących dla poszczególnych grup technologii JWCD. Jednostki, których profil produkcji zależy od procesów stochastycznych, jak warunki pogodowe penalizowane są za odchylenia od przewidywanych planów pracy w takim samym stopniu jak jednostki o swobodnym poziomie produkcji. W związku z powyższym wnioskuję się aby podnieść próg tolerancji z PT_{jt} z 3% do 4,5% dla JWCD, których praca zdeterminowana jest przez warunki zewnętrzne o ograniczonym poziomie przewidywalności jak jednostki OZE. Jeżeli takie zmiany wymagają zmiany rozporządzenia systemowego, to konieczna jest szybka nowelizacja w tym zakresie, lecz prosba o przedstawienie merytorycznego stanowiska PSE do uwagi ogólnej.</p>		

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
113.	<p>Definicja jednostki grafikowej źródeł OZE nie obejmuje przypadku jednego modułu wytwarzania energii zawierającego zarówno część wiatrową jak i fotowoltaiczną.</p> <p>Mimo, że oddzielne instalacje farmy wiatrowej i fotowoltaicznej mogą być jednostkami grafikowymi źródeł OZE (JG_{Z1} i JG_{Z2}), instalacja składająca się z tych dwóch komponentów w ramach jednego MWE nie spełnia tego wymagania, mimo że w sposób oczywisty również jest instalacją OZE, dla której da się wyznaczyć estymatę. Rozwiązanie to jest dodatkowo niekorzystne zarówno z punktu widzenia właściciela potencjalnej instalacji jak i OSP/OSD w kontekście budowy instalacji OZE współdzielącej moc przyłączeniową między komponenty farmy wiatrowej i fotowoltaicznej.</p> <p>Konsekwencje rozwiązania opisano poniżej na przykładzie instalacji składającej się z farmy wiatrowej i fotowoltaicznej o mocy 1 MW każda, współdzielących moc przyłączeniową 1 MW.</p> <p>Potencjalny właściciel takiej instalacji (jeżeli chce być aktywnym uczestnikiem rynku bilansującego) zostaje zmuszony do ubiegania się o warunki przyłączenia dla dwóch niezależnych instalacji. Dla OSP/OSD oznacza to zajęcie dwóch pól przyłączeniowych zamiast jednego, co może skutkować koniecznością rozbudowy rozdzielni lub brakiem warunków technicznych przyłączenia dla kolejnych podmiotów. Dodatkowo maksymalna moc wyprowadzana przez instalacje rośnie z 1 MW na 2 MW. Instalacje farm wiatrowych i fotowoltaicznych są ujemnie skorelowane przez co wspólna generacja z mocą maksymalną występuje dość rzadko. Ze względu na tę zależność OSD/OSP będzie zmuszony do utrzymywania rezerwy przepustowości sieci (na wypadek maksymalnej generacji obu źródeł), która przez większość czasu nie będzie wykorzystywana. Dla potencjalnego właściciela instalacji obecne rozwiązanie oznacza wybór między ubieganiem się o warunki przyłączenia dla</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Definicja JG_Z w nowych WDB została zmodyfikowana w celu uwzględnienia przypadku MWE będącego modulem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej. Ponadto w definicji tej uwzględniono, że na modul parku energii składający się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej może składać się również magazyn energii elektrycznej, który wspomaga pracę tych farm.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 20.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>dwóch instalacji (co znacząco podnosi koszty), a brakiem możliwości aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym.</p> <p>Dla wielu właścicieli istniejących farm wiatrowych może się okazać bardziej opłacalnym dobudowanie farmy fotowoltaicznej do istniejącej farmy wiatrowej i zrezygnowanie z brania czynnego udziału w rynku bilansującym, co utrudni pracę OSD/OSP i zwiększy koszty bilansowania systemu.</p>		
114.	<p>Obecne definicje jednostek grafikowych wykluczają możliwość zachowania statusu jednostki grafikowej OZE (rozliczania się po estymacie) po rozbudowie instalacji o bateryjny magazyn energii.</p> <p>W sytuacji braku dostępu do nowych mocy przyłączeniowych wynikającej z ograniczeń przepustowości systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz braku wolnych pól przyłączeniowych, rozwiązanie instalacji magazynów energii w ramach istniejących mocy przyłączeniowych jest korzystną alternatywą zarówno dla OSD/OSP jak i dla właścicieli istniejących instalacji OZE. Umożliwienie rozbudowy jednostek grafikowych OZE (JG_{z1} i JG_{z2}) o zintegrowane magazyny energii niesłoby następujące korzyści dla OSD/OSP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Brak konieczności dodatkowej rozbudowy punktów sieci wynikający z niezajmowania nowych pól przyłączeniowych. - Niezwiększenie się maksymalnych mocy generacji w systemie skutkujące mniejszą wymaganą rezerwą przepustowości. - Możliwość redukcji generacji jednostki grafikowej OZE poprzez ładowanie zintegrowanego magazynu energii (magazynowanie energii zamiast jej straty), potencjalnie zmniejszy koszt realizacji usług bilansujących. 	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 20 i 113.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
115.	<p>Brak wyceny Rezerwy Operacyjnej – (w dół)</p> <p>Wydaje się to szczególnie istotna staje się ten kierunek rezerw mocy, w kontekście coraz częstszych nierynkowych redysponowań FW. Dodatkowo zgodnie z planowanymi zmianami w IRIESP i prawie energetycznym planowana jest również redukcja PV. W okresach dużej penetracji przez OZE, cenniejsza może się okazać rezerwa w dół niż w górę.</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 68.</p>
116.	<p>Prosimy o przedstawienie szczegółowych przykładów rozliczeń różnych typów URB w poszczególnych możliwych sytuacjach, w szczególności dla poszczególnych typów jednostek uczestniczących aktywnie w bilansowaniu systemu przy uwzględnieniu ich dyspozycyjności, świadczonych usług, zgłoszonych ofert, dostarczonych/niedostarczonych mocy, niezbilansowań przy różnych stanach rynku (niedokontraktowanie/przekontraktowanie rynku).</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Przykłady rozliczeń zostały dodane do dokumentu wyjaśniającego do nowych WDB.</p> <p>Ze względu na szeroki zakres możliwych przypadków, w przykładach zostały przyjęte założenia w celu poprawy ich czytelności.</p>
117.	<p>Prosimy o potwierdzenie, że związku z tym, że zmienia się podmiot rozliczany z OSP w zakresie niezbilansowań (dotychczas niezbilansowania JWCD były rozliczane odrębnie dla każdej jednostki, ew. w ramach JGwr), z perspektywy rynku bilansującego będzie możliwość sprzedaży przez JWCD do spółek obrotu wolumenu Energii Rzeczywistej, a nie wyłącznie grafików, przy czym ZUSE byłyby oczywiście zgłaszane z uwzględnieniem prognozy pracy.</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Umowy sprzedaży energii (USE) są zgłaszane przez POB i dotyczą JB. Umowy te powinny uwzględniać grafiki pracy JG utworzonych z zasobów bilansowanych w ramach JB, przy czym w procesach przyjmowania zgłoszeń USE i programów pracy nie jest dokonywana weryfikacja zgodności USE z grafikami obciążenia z programów pracy poszczególnych JG.</p> <p>W przypadku gdy transakcja sprzedaży energii elektrycznej pomiędzy wytwórcą a spółką obrotu jest realizowana przez MWE, który jest bilansowany handlowo w ramach tej samej JB co spółka obrotu, to nie dochodzi do zgłoszenia USE na RB, gdyż zgłoszenia USE dotyczą wyłącznie transakcji pomiędzy JB. Relacje pomiędzy POB a podmiotami (zasobami), które są bilansowane handlowo przez POB, w tym w szczególności zasady przekazywania informacji do POB na potrzeby zgłoszeń USE na RB, powinny być określone</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			w stosownych umowach zawartych pomiędzy tymi podmiotami.
118.	<p>Prosimy o szczegółowe wyjaśnienie, na czym polegać będą obowiązki JGz1 jako JWCD – rozumiemy, że odnosić się to będzie do konieczności składania dostępnych ofert redukcyjnych w ramach ZPG, obowiązków zgłaszania programów prac, w przypadku redukcji handlowej także ofert przyrostowych w tym zakresie. Czy są jakieś inne obowiązki JGz1 w kontekście działań na rynku bilansującym?</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Podstawowe działania, które muszą być realizowane w odniesieniu do JG są określone w pkt 3.3.4(9) nowych WDB.</p> <p>JG_{Z1} uczestniczy w RB w pełnym zakresie dysponowania przez OSP i ma obowiązek posiadania zdolności do świadczenia usług bilansujących w zakresie co najmniej energii bilansującej oraz mocy bilansujących RR^G i RR^D. Świadczenie pozostałych mocy bilansujących nie jest obowiązkowe, ale jest możliwe pod warunkiem uzyskania pozytywnej kwalifikacji.</p> <p>W związku z pełnym dysponowaniem JG_{Z1} zgłaszane na RB oferty na energię bilansującą muszą odpowiadać różnicy mocy kwalifikowanej maksymalnej i minimalnej przyjętych w procesie kwalifikacji JG_{Z1}. Z kolei moce kwalifikowane maksymalna i minimalna JG_{Z1} muszą odpowiadać mocy maksymalnej i mocy minimalnej zasobu tworzącego JG_{Z1}.</p> <p>Ponadto dla JG_{Z1} musi być przekazywana estymata oraz DUB ma obowiązek zgłaszania aktualizacji składników cen CWD/CWO zgodnie z postanowieniami pkt 4.3 nowych WDB.</p>
119.	<p>Ponadto przedstawiciele podmiotów objętych obowiązkami wynikającymi z WDB, zgłosili następujące pytania:</p> <ul style="list-style-type: none"> • W jaki sposób jest wyznaczana estymata oraz w jaki sposób sprawdzana? Co w przypadku gdy prognozowana estymata będzie niższa niż wartość zgłoszonego grafiku obciążenia. Czy redukcja mocy jest obliczana do estymaty, czy też do mocy która by teoretycznie była dla danej wartości wiatru? • Czy JGz może zmieniać grafik obciążenia w dniu bieżącym? 	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Kolejność poniższych wyjaśnień jest zgodna z kolejnością pytań zawartych w uwadze:</p> <ul style="list-style-type: none"> • W zgłoszeniu programu pracy grafik obciążenia dla JGz nie jest weryfikowany w stosunku do prognozowanej wielkości generacji. Wielkość redukcji jest odnoszona do estymaty wyznaczonej w czasie rzeczywistym. Przy wyznaczaniu energii

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<ul style="list-style-type: none"> • Czy grafik obciążenia i estymata są wyznaczone za pomocą mocy czynnej? • Co oznacza, że JGz1 podlega poleceniom OSP w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej dla farmy wiatrowej np. o łącznej mocy znamionowej turbin 20MW? Czy możemy traktować moc dyspozycyjną jako deklarowaną moc osiągalną? • Zgodnie z 3.3.4. (16) zasoby wchodzące w skład JGz3 nie powinny posiadać moc osiągalną większą niż 50MW. W związku z tym: Czy można jako moc osiągalną rozumieć moc kwalifikowalną? Lub też, czy to może być dowolna moc podana przez Właściciela deklarującego, że tej mocy nie przekroczy niezależnie od mocy znamionowej farm wiatrowych? • Na jakiej zasadzie jest powiązana realizacja usług energii bilansującej oraz mocy bilansującej tzn.: czy wykorzystanie oferowanej mocy w ramach rynku energii bilansującej jest tożsame z wykorzystaniem tej samej mocy w ramach rynku mocy lub, czy wykorzystanie mocy z rynku energii bilansującej pomniejszą możliwą do dyspozycji moc na RMB? • Zgodnie z zasadą określania grafika obciążenia (GO) należy założyć gradienty zmian obciążenia bazowego. Jednakże wielkość zmiany obciążenia jest podyktowana estymatą dla której gradienty zmieniają się w bardzo szerokim zakresie. Tak więc jaki jest sens deklarowania gradientów, kiedy istnieje ryzyko, że gradient z estymaty może być mniejszy, co spowoduje nie dotrzymanie zgłoszonego sygnału deltaP. Czy dla JGz należy zgłaszać gradienty zmian obciążenia? • Zgodnie z WDB dla JGz2 i JGz3 obowiązuje ZUB (znacznik usług bilansujących) a nie ZWP (znacznik wymuszonej pracy). Czy w związku z tym w/w jednostki nie dotyczy praca wymuszona przez SOWE a tym samym wdrożenie tego systemu? 		<p>zweryfikowanej i skorygowanej występuje dolne ograniczenie w postaci mniejszej z wartości: ilości energii wynikającej z mocy minimalnej dyspozycyjnej albo estymaty;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zgodnie z nowymi WDB aktualizacja programu pracy dla JGz w ramach RBB jest możliwa najpóźniej na 55 minut przed godziną, której dotyczy zgłoszenie programu pracy; • Estymata oraz grafik obciążenia dotyczą mocy czynnej, są wyrażone w MW; • Pełny zakres dysponowania przez OSP oznacza, że wartości mocy maksymalnej kwalifikowanej i mocy minimalnej kwalifikowanej JG muszą być równe odpowiednio mocy maksymalnej i mocy minimalnej JG oraz w ofercie na energię bilansującą oferowana moc maksymalna musi być równa różnicy mocy maksymalnej kwalifikowanej i mocy minimalnej kwalifikowanej JG; • Moc osiągalna jest określana w umowie przyłączeniowej, a następnie określana w umowie przesyłania. Nie jest to moc dowolna podana przez DUB w procesie kwalifikacji ani nie jest to moc kwalifikowana; • Nabycie mocy bilansujących w ramach RMB/RBN/RBB ma na celu zapewnienie dostępności rezerw mocy. Aktywacja energii bilansującej z nabytych mocy bilansujących oznacza wykorzystanie tych rezerw. Powyższe nie ma związku z obowiązkiem mocowym z rynku mocy. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 98; • Wielkość gradientu naboru obciążenia bazowego jak i gradientu redukcji obciążenia bazowego są wykorzystywane przy weryfikacji grafiku obciążenia danej JG. W przypadku JGz gradienty zmiany obciążenia bazowego dotyczą zmiany wielkości redukcji w odniesieniu do estymaty, a nie dotyczą

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>zmiany wielkości generacji, która jest różnicą zmiany wielkości estymaty i zmiany wielkości redukcji;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Posiadanie systemu SOWE jest obligatoryjne dla każdej JG. Systemy zdalnego sterowania oraz systemy wymiany informacji handlowych i technicznych wymagane dla JG, w zależności od rodzaju JG, są określone w tabeli 1 w załączniku nr 2 do nowych WDB.
120.	<p>Ciąg dalszy pytań:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prosimy o wyjaśnienie redysponowania na zasadach nierynkowych, w jakich sytuacjach następuje oraz pokazanie go na konkretnym przykładzie w odniesieniu do morskich farm wiatrowych. • Prosimy o wyjaśnienie, w jaki sposób korelują ze sobą zapisy ustawy offshore art. 40 ust. 5 o redysponowaniu nierynkowym, a proponowane zapisy WDB, ponieważ wydają się nie być spójne. • Prosimy o potwierdzenie, że w sytuacji, gdy dojdzie do redysponowania na zasadach nierynkowych, a umowa przyłączeniowa gwarantuje pełne wyprowadzenie mocy, PSE dokona wypłaty rekompensaty. • Prosimy o wskazanie zapisów IRIESP oraz WDB, wskazujących, że redysponowanie JG Z1 na warunkach rynkowych nie doprowadzi do rozbilansowania POB. • Prosimy o potwierdzenie, czy jeżeli PSE nie dokonało wyboru oferty RR danej JGZ1 w ramach rynku mocy bilansujących, to dane JGz1 może sprzedać cały prognozowany wolumen na rynku i dokonać zgłoszenia sprzedaży ZUSE do 14:30? • Czy cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR może być niższa niż aktualna cena rynkowa? W jaki sposób jest określana cena RR? 	<p><i>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Poruszone w uwadze zagadnienie redysponowania na zasadach nierynkowych nie jest przedmiotem nowych WDB.</p> <p>W odniesieniu do pozostałych pytań zawartych w uwadze, kolejność poniższych wyjaśnień jest zgodna z kolejnością pytań.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energia niezbilansowania danej JB danego POB (pkt 15.3.1 nowych WDB) jest wyznaczana przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania (pkt 15.2.3 nowych WDB), która odpowiada wielkości energii bilansującej zasobów JG bilansowanych w ramach danej JB. Tym samym energia bilansująca JG nie wprowadza niezbilansowania JB; • W opisanym przypadku DUB ma możliwość zgłoszenia programu pracy dla danej JG odpowiadającego wielkości prognozowanej generacji, co oznacza zgłoszenie programu pracy z zerowym grafikiem obciążenia. Dostępność mocy bilansujących jest weryfikowana w odniesieniu do grafiku obciążenia z programu pracy, a nie USE zgłoszonych przez POB; • Cena energii bilansującej na platformie RR jest wyznaczana na platformie RR zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań, jako cena krańcowa spośród aktywowanych na platformie RR ofert na energię bilansującą. W związku z tym cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR może być niższa niż aktualna cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR.
121.	<p>Nie podano jednocześnie spodziewanej daty zatwierdzenia dokumentów, a termin wdrożenia zmian ustalono na 01.01.2024 r., co istotnie skraca czas implementacji zmian po stronie systemów wspierających podmioty działające na Rynku Energii, zakres zmian jest znacząco rozszerzony w porównaniu przedstawionej wcześniej koncepcji, m.in. o:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zmiany architektoniczne systemów – utworzenie nowych węzłów WIRE i SOWE produkcyjnych, pracujących równorzędnie do węzłów pracujących w obecnym standardzie, co skutkuje koniecznością obsługi dwóch kolejek WIRE i SOWE produkcyjnych oraz obsługą dokumentów wysyłanych w nowym jak i starym standardzie (korekty za okres sprzed reformy i korekty dokumentów zgłoszonych w starym standardzie, będą realizowane w dalszym ciągu w obecnych standardach, podczas gdy dokumenty nowe i na okres po terminie uruchomienia RB, będą przesyłane nowymi węzłami w nowym standardzie dokumentów • Zmiany SOWE dotyczą przepisania całego standardu wymiany informacji z PSE – wszystkie dokumenty zostały zmodyfikowane, zmieniono logikę biznesową oraz dodano nowe dokumenty • Zmiany WIRE dotyczą zbudowania zupełnie nowych, skomplikowanych dokumentów zgłoszeniowych, dodano znaczną ilość nowych dokumentów oraz przeprojektowano na nowo pozostałe dokumenty <p>Uczestnicy rynku zmuszeni są, pomimo braku zatwierdzenia standardów, na rozpoczęcie prac nad wprowadzeniem zmian</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>w użytkowanych systemach informatycznych, jeszcze w sytuacji niepewności co do ostatecznego kształtu zmian.</p> <p>Moduły i systemy wspierające przedstawicieli Uczestników rynku, ze względu na wymaganą ilość zmian, które dotyczą nie tylko procesów biznesowych przygotowania dokumentów zgłoszeniowych w ramach Rynku Bilansującego, ale również inne krytyczne procesy biznesowe, mogą zostać dostarczone przez dostawców narzędzi IT do testów 04.04.2024 r. Data ta wynika, jak wspomniano ze znacznej ilości koniecznych prac programistycznych w całym systemie, które muszą zostać poprzedzone wielotygodniową analizą wymagań użytkowników w zakresie implementacji algorytmów i strategii przygotowania dokumentów. Wpływ zmian w standardach SOWE i WIRE implikuje konieczność dostosowania integracji tych aplikacji ze wszystkimi pozostałymi modułami, zmiany dostosowujące proces planowania zdarzeń w systemie, na mechanizm zgodny z SOWE, czy dostosowanie funkcjonalności publikacji komunikatów REMIT w oparciu o nowe standardy i nową logikę dokumentów zmodyfikowanych w ramach standardu. Biorąc pod uwagę wymagania procesu wdrożeniowego, ze szczególnym naciskiem na ilość modyfikowanych procesów biznesowych i wynikającą z tego koniecznością przeprowadzenia szerokich testów procesowych i aplikacyjnych powoduje, że wdrożenie systemu powinno się odbyć w terminie 26.06.2024 r.</p> <p>Przedstawione daty, zostały opracowane na podstawie wyceny pracochłonności wprowadzanych modyfikacji wraz z analizą biznesową wymagań użytkowników oraz testami poprzedzającymi uzyskanie zgodny na wdrożenie na środowisku testowym. Mamy świadomość, że daty implementacji funkcjonalności wymaganej w aplikacjach wspierających realizację procesów biznesowych przekraczają wyznaczony termin. Jak opisano powyżej i co znajduje odzwierciedlenie w dokumentach opublikowanych przez PSE, zakres zmian został istotnie zmieniony, zakres zmian implikuje zmiany w systemach wspierających, który dotychczas nie był w żadnym wypadku</p>		

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>planowany, ani wcześniej sygnalizowany przez operatora. Jednocześnie harmonogram wdrożenia został prawie dwukrotnie skrócony w stosunku do przedstawianych wcześniej planów uruchomienia reformy Rynku Bilansującego.</p> <p>W przypadku zajęcia przez Operatora stanowiska, że na moment wdrożenia reformy, niezbędne jest dostosowanie wszystkich aplikacji systemu do wymagań, to reforma Rynku Bilansującego powinna zostać wdrożona w terminie 1.07.2024 r.</p> <p>W przypadku braku uwzględnienia powyższej argumentacji data wdrożenia z 31.12.2023 na 1.01.2024 jest wysoce ryzykowna z punktu widzenia realizacji procesów operacyjnych ze strony OHT/OH przy tak gruntownej zmianie strukturalno- funkcjonalnej RB. Rekomendowalibyśmy wdrożenie zmiany w trakcie tygodnia roboczego np. 3 stycznia 2024 (środa).</p>		
122.	<p>Nowe Warunki Dotyczące Bilansowania stanowią niewątpliwie ważny krok w kierunku umożliwienia wykorzystania elastyczności odbiorców w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego co w przypadku udanego wdrożenia powinno przyczynić się do obniżenia kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz lepszego wykorzystania potencjału źródeł wytwórczych, zwłaszcza OZE. Jednakże przedstawione regulacje mogą się okazać z jednej strony zbyt złożone, a z drugiej strony niewystarczająco precyzyjne aby uniknąć wątpliwości co do osiągnięcia sukcesu w tym zakresie</p>	<p>Enel X Polska Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie wymaga komentarza</u></p>
123.	<p>Przygotowywanie planów pracy w rozdzielczości 15 minutowej będzie dużym utrudnieniem dla odbiorców których odbiory charakteryzują się zmiennością, a dopiero po zagregowaniu wielu odbiorców mogą stanowić przewidywalne obciążenie. Proponowalibyśmy umożliwienie wykorzystywania standaryzowanych baseline 8 z 10 z korektą poziomu (wyznaczanych tak jak w przypadku rynku mocy) jako poziomu</p>	<p>Enel X Polska Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 15.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	odniesienia od którego jest wyznaczana redukcja. Taki sposób rozliczania byłby przejrzysty i umożliwił łatwiejsze wyznaczanie poziomu redukcji – również w relacjach między DUB a POB. Ponieważ okres korekty następowalby przed aktywacją oferty nie zachodziłoby ryzyko nadmiernego wykorzystywania korekty. Uproszczone rozwiązanie zastosowano już w stosunku do farm wiatrowych i PV gdzie zastosowanie estymat zmniejsza ryzyko niezbilansowania		
124.	W związku z wprowadzeniem mechanizmu „scarcity pricing” postulujemy rezygnację z mechanizmu wyznaczania ceny energii niezbilansowania (CEN) zależnie od stanu zakontraktowania KSE (SK). Mechanizm „scarcity pricing” oraz likwidacja COmax powinny w wystarczający sposób zniechęcać do arbitrażu między rynkiem hurtowym i rynkiem bilansującym. Wyznaczanie ceny energii niezbilansowania zależnie od stanu KSE wprowadza dodatkowe koszty niezbilansowania niwelujące bodźce cenowe do aktywnego udziału odbiorców w bilansowaniu systemu.	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 39.
125.	Po uzyskaniu przez zagregowane grupy odbiorców możliwości aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym (2025 rok) cena maksymalna rezerwy operacyjnej CORmax powinna zostać znacząco (kilkukrotnie) podniesiona aby stanowić dodatkową zachętę dla odbiorców do udziału w bilansowaniu systemu w okresie gdy zasoby wytwórcze są ograniczone (wcześniej zwiększanie CORmax mogłoby powodować nadmierny wzrost kosztów niezbilansowania niezagregowanych odbiorców).	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Ewentualne zmiany parametrów mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej OSP będzie proponował, stosownym projektem zmian WDB, po zebraniu doświadczeń z funkcjonowania tego mechanizmu, w tym w szczególności analizie jakości jego działania.
126.	Proponujemy także przyjęcie w modelu zgłoszeń transakcji 15-to minutowych na RB składania zleceń i zawierania transakcji w jednostkach mocy oraz ujednoczenie ww. modelu zgłoszeń z modelem zgłoszeń danych handlowych i technicznych DUB.	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u> Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 35 i 103.
127.	Warunki Dotyczące Bilansowania powinny zawierać szczegółową instrukcję rozliczania i przenoszenia niezbilansowania pomiędzy OSP, POB i DUB, w szczególności w sytuacjach kiedy jednostki grafikowe i jednostki bilansowe się nie pokrywają. Działalność DUB powinna być neutralna dla POB, tzn, nie powinien on	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Działalność DUB jest neutralna dla POB pod warunkiem poprawnej realizacji skorygowanego programu pracy (poleceń OSP). Określone w nowych WDB zasady

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	ponosić ani strat ani nadmiernych korzyści z działalności DUB. Tak aby odbiorca za pośrednictwem DUB zyskiwał bodźce dla swojej aktywności np. korzystał ze scarcity pricing za nieodebrana energię.		<p>wyznaczania niezbilansowania są zgodne z postanowieniami rozporządzenia systemowego oraz rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195.</p> <p>Nowe WDB nie określają zasad rozliczeń między POB i DUB albo pomiędzy POB i właścicielem zasobu tworzącego JG i bilansowanego handlowo w JB POB, wynikających z niezbilansowania JB spowodowanego odchyleniami JG od skorygowanego programu pracy (tj. niepoprawną pracą JG).</p>
128.	Powinny być zdecydowanie precyzyjne określone wymagania dotyczące kryteriów kwalifikacji do uczestnictwa JG zagregowanych zawierających odbiorców energii w rynku bilansującym i poszczególnych rodzajach usług systemowych aby uniknąć nadmiernych wymagań lub przedłużających się procedur kwalifikacji. Powołane rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 pozostawia sporo miejsca na interpretacje dla operatorów sieci	Enel X Polska Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Proces kwalifikacji JG_A, która będzie utworzona z zagregowanych instalacji lub jednostek odbiorczych, jest określony w załączniku nr 2 do nowych WDB. Kwalifikacja do świadczenia usług bilansujących jest taka sama niezależnie od technologii zasobów tworzących JG_A.</p> <p>W przypadku gdy w wyniku zdobytych doświadczeń będzie zasadne wprowadzenie zmian w procesie kwalifikacji, OSP przygotuje stosowny projekt zmian WDB.</p>
129.	Ułatwienie w pozyskiwaniu dostępu do danych pomiarowych. Świadczenie usług systemowych i uczestnictwo w rynku bilansującym wymaga bieżącego monitorowania poboru lub generacji energii w okresach krótszych niż godzina czy 15 min. Brak danych pomiarowych czy uzyskiwanie ich raz na dobę nie pozwala na właściwe nadzorowanie realizacji usługi bilansowania lub usług systemowych. Aby uniknąć dublowania niezwykle kosztownych i trudnych w instalacji dodatkowych układów pomiarowych a istniejące lub nowo instalowane układy pomiarowe najczęściej nie mają wymaganych dla takich usług funkcjonalności. Najprostszym rozwiązaniem jest wykorzystanie do instalacji monitorowania energii i mocy wyjść impulsowych licznika lub nakładki optycznej na diode tzw. legalizacyjna (generująca impulsy świetlne proporcjonalnie do zużywanej	Enel X Polska Sp. z o.o.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Nowe WDB nie określają wymagań w zakresie instalacji dodatkowych urządzeń, o których mowa w przedmiotowej uwadze.</p> <p>Jednocześnie informujemy, że ww. ingerencja w urządzenia wchodzące w skład układów pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych, eksploatowanych przez OSP nie jest rozwiązaniem obecnie stosowanym.</p> <p>Powyższe nie wyklucza możliwości instalacji ww. urządzeń w układach pomiarowych rezerwowych będących własnością kontrahentów OSP.</p>

Lp.	Treść uwagi	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	energii) . To daje możliwości szybkiej instalacji bez generowania zbędnych kosztów inwestycyjnych a jednocześnie w sposób nie utrudniający odczytów rozliczeniowych .		
130.	W przypadkach gdy odbiorcy dysponują zarówno stabilnymi odbiorami mogącymi świadczyć usługi bilansowania i odbiorami niestabilnym w ramach jednego obiektu, powinno być możliwe zastosowanie „podliczników” i wykorzystywanie tych tylko instalacji które mogą być efektywnie wykorzystywane w celu świadczenia usługi (zgodnie z najnowszą propozycją dyrektywy EMD	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> Etap II reformy RB nie przewiduje możliwości wykorzystania układów pomiarowych zainstalowanych wewnątrz instalacji odbiorczej. Podstawą do wyznaczenia rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej dla sterowanych odbiorów (SO) muszą być układy pomiarowo-rozliczeniowe zainstalowane w PPE, które stanowią kompletny układ zasilania danego SO z sieci elektroenergetycznej, tzn. obejmują wszystkie jego miejsca dostarczania energii elektrycznej.
131.	Wydaje się że WDB nie przewidują sytuacji w której JG składające się z instalacji odbiorczych mogą generować energię do sieci, tymczasem są odbiorcy – prosumenci, którzy mogą to robić i są oni szczególnie przystosowani do świadczenia takich usług	Enel X Polska Sp. z o.o.	<u>Wyjaśnienie</u> W nowych WDB został wprowadzony model JG odbiorczej (JG _O), który umożliwia aktywny udział w RB sterowanemu odbiorowi, czyli instalacji odbiorczej lub jednostce odbiorczej posiadającej zdolność do czasowego ograniczenia lub zwiększenia poboru energii elektrycznej z sieci w wyniku zmiany zużycia energii elektrycznej. W ramach JG _O jest możliwe zgłaszanie danych handlowo-technicznych jedynie w kierunku poboru. W modelu JG _O nie jest dopuszczona zgłoszona w uwadze możliwość generacji energii do sieci. JG posiadającą taką możliwość jest JG agregatu (JG _A), która umożliwia pracę w dwóch kierunkach, tzn. zarówno w kierunku generacji, jak i poboru. W skład JG _A muszą wejść co najmniej dwa zasoby dowolnego typu: MWE, MEE lub SO, które łącznie nie tworzą grupy MWE ESP.

3.2. Uwagi szczegółowe

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	1.3(1)	<p>Termin wejścia w życie WDB, określony jako 1 stycznia 2024 r., wskazuje, że przy założeniu, że WDB zostanie zatwierdzone przez Prezesa URE w czerwcu 2023 r., uczestnicy rynku będą mieli sześć miesięcy na przygotowanie się pod względem regulacyjnym, operacyjnym i technicznym (systemy informatyczne) do wdrożenia zasad określonych w WDB. Na implementację zmian wskazanych w finalnych i zatwierdzonych WDB oraz Standardach technicznych systemu WIRE Giełda potrzebuje kilkanaście miesięcy. Wprowadzenie nowych warunków bilansowania zakłada fundamentalne zmiany o charakterze operacyjnym i regulacyjnym, zarówno dla Towarowej Giełdy Energii jak i uczestników rynku, będących Członkami TGE. Implementacja tych zmian wymaga dostosowania systemów Informatycznych TGE, przeprowadzenia odpowiednich testów. Proces ten musi zostać przeprowadzony z odpowiednią starannością by zagwarantować prawidłową realizację zgłoszeń do PSE. Należy zwrócić uwagę, że zgłoszenia transakcji dokonywane przez TGE posiadają najwyższy priorytet, zgodnie z WDB, błędne zgłoszenie ze strony TGE może mieć negatywny wpływ na pozycje uczestników rynku i przeprowadzenie procesu bilansowania. W związku oczekujemy, że termin wdrożenia nowych zasad WDB będzie uwzględniał okres wskazany przez TGE.</p> <p>Dodatkowo, ze względu na zmiany jakich trzeba będzie dokonać bezpośrednio przed dniem wdrożenia nowych WDB, proponujemy, aby terminem wdrożenia zmian nie był dzień wolny od pracy (np. 1 stycznia 2024 r.) ani dzień roboczy przylegający bezpośrednio do dnia wolnego od pracy.</p>	Towarowa Giełda Energii S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
2.	3.6.2(1.1)	<p>Prosimy o wprowadzenie zmiany polegającej na tym, że informacja o zaprzestaniu działalności przez POB na RB, będzie przekazywana do TGE nie później niż na 2 godziny zegarowe (plus okres od terminu dostarczenia do TGE wiadomości do zakończenia godziny zegarowej) przed czasem określonym jako moment wstrzymania świadczenia usług przesyłania – (wskazana data i godzina).</p> <p>Powyższy okres jest niezbędny do zamknięcia pozycji zawieszanego przez PSE POB oraz zgłoszenie poprawnych dokumentów USE. Przesłanie przez OSP informacji w okresie krótszym niż 2 godziny, może skutkować sytuacją, w której Giełda otrzyma wiadomość o zawieszeniu uczestnika rynku po zakończeniu notowań produktów dla okresu dostawy, który nie będzie realizowany przez PSE. W takim przypadku Giełda będzie niezbilansowana i zgłoszenia USE Giełdy będą odrzucone lub Giełda wejdzie z pozycją otwartą na Rynek Bilansujący.</p>	Towarowa Giełda Energii S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W przypadku zaprzestania przez POB działalności na RB z powodu wstrzymania przez OSP świadczenia usług przesyłania temu POB ze względu na obniżenie dostępnego zabezpieczenia POB (Z^{DOST}) poniżej wielkości minimalnej ($Z^{DOSTmin}$), OSP jednocześnie ogranicza świadczenia usług przesyłania temu POB od określonej godziny w zakresie przyjmowania do realizacji zgłoszeń USE dla kierunku transakcji handlowych, które pogłębiają niezabezpieczone zobowiązania POB w stosunku do OSP.</p> <p>Ograniczenie świadczenia usług przesyłania POB dotyczy okresu od ww. godziny do doby handlowej, od której ma miejsce wstrzymanie świadczenia usług przesyłania POB.</p> <p>W celu ograniczenia możliwości zawarcia i zgłoszenia przez POB kolejnych USE pogłębiających niezabezpieczone zobowiązania w stosunku do OSP, w sytuacji gdy OSP podjął już decyzję o wstrzymaniu świadczenia usług przesyłania temu POB, zasadne jest, w celu ograniczenia wskazanego powyżej ryzyka OSP, aby godzina, od której ma miejsce ograniczenie świadczenia usług przesyłania była możliwie najwcześniejsza w stosunku do chwili podjęcia decyzji przez OSP.</p> <p>W związku z powyższym postulat zgłoszony w uwadze nie może być przyjęty.</p>
3.	3.6.2(2)	<p>„(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</p>	Towarowa Giełda Energii S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 2.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<i>należących do tego POB oraz kodach OR dla JB tego POB”</i> Brak dookreślenia terminu powiadomienia.		
4.	8.1(27)	Prośba o wskazanie kanału rezerwowego dla wymiany danych dotyczących JB, poza kanałem podstawowym WIRE? Czy będzie to również PREU?	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Kanałem rezerwowym dla wymiany danych dotyczących JB jest PREU. Brzmienie pkt 8.1(27.1) nowych WDB zostało w tym zakresie odpowiednio zaktualizowane.
5.	8.2(5.1) oraz 8.2(5.2)	Czy informacje z nieprzewidzianych w nowych WDB dokumentach (PZUSE, PZZUSE, BZUSE, PZUSEB, PZZUSEB) będą znajdowały się w planowanym zestawie odpowiedzi na dokumenty ZUSE/ZUSEB? Co zastąpi obecny dokument PZZUSEB, który Giełda otrzymuje w przypadku uruchomienia awaryjnego trybu wysyłki ZUSEB celem potwierdzenia grafików przyjętych ze zmianami zgłoszonych w trybie awaryjnym?	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Informacje zawarte dotychczas w dokumentach PZUSE, PZZUSE i BZUSE oraz w dokumentach PZUSEB i PZZUSEB będą w innej formie przekazywane operatorowi rynku za pomocą odpowiednio dokumentów PUSE i PUSEB. Dokument PZZUSEB zostanie zastąpiony przez PUSEB.
6.	8.3.2(4)	Dla wstępnej weryfikacji zgłoszeń USE prosimy by PSE w przypadku stwierdzenia jakiegokolwiek niezgodności, przekazywało Gieldzie informację czego konkretnie dotyczy niezgodność wraz ze wskazaniem kodów JB i/lub kodów OR, jeżeli są one przedmiotem niezgodności w przesłanych grafikach i systemach PSE.	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Informacje o niezgodnościach wykrytych podczas weryfikacji wstępnej zgłoszeń USE w ramach RBN będą przekazywane za pomocą dokumentów IZUSE, w których komunikaty o niezgodnościach będą powiązane z danymi zgłoszenia USE powodującymi te niezgodności.
7.	8.3.3(3)	Zamknięcie bramki na RBB okresu rozliczeniowego t-4 (na godzinę zegarową przed początkiem fizycznej dostawy) stanowiące chwilę zakończenia 5. minuty jest niewystarczającym czasem dla TGE na zgłoszenie dokumentu ZUSEB.	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>5 minut na zgłoszenie dokumentów może okazać się dla Giełdy zbyt krótkim czasem na przetworzenie transakcji zawartych na Rynku Dnia Bieżącego XBID, zweryfikowanie poprawności otrzymanych transakcji oraz wygenerowanie i wysłanie do PSE poprawnych i kompletnych grafików ZUSEB, w szczególności w sytuacji ich zwiększonej liczby ze względu na wprowadzenie instrumentów 15-minutowych oraz zmiany liczby zgłoszeń do OSP z 24 na 96 w dobie handlowej.</p> <p>Zmiana czasu zamknięcia bramki na RBB z 15 minut na 5, skutkować będzie wysokim ryzykiem częstego zgłaszania przez Giełdę grafików w trybie awaryjnym.</p> <p>Na podstawie dokonanej przez Giełdę analizy dla okresu pół roku (dokładnie 173 dni), można stwierdzić, że w przypadku skrócenia czasu na wysłanie dokumentu ZUSEB do 5 minut, Giełda w badanym okresie, w 74 dniach ze 173 (43% przypadków), nie wysłałaby grafików we właściwym czasie, co skutkowałoby wejściem w tryb awaryjny.</p> <p>W związku z powyższym, TGE wnioskuje o pozostawienie czasu 15 minut na wysłanie dokumentów ZUSEB</p>		
8.	8.3.3(5)	Treść obu ppkt 5.1 i 5.2 są mało czytelne. Nie jest zdefiniowany symbol „t”. Prośba o czytelniejsze zapisanie wskazanych podpunktów.	Towarowa Giełda Energii S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Symbol <i>t</i> jest zdefiniowany i odnosi się do ORN, podobnie jak w pkt 8.3.3(3) nowych WDB. Aktywny okres zgłoszenia (AOZ) dla danego zgłoszenia USE dotyczącego doby handlowej <i>d</i> zależy od chwili dostarczenia tego zgłoszenia i zawiera te ORN doby handlowej <i>d</i>, dla których w chwili dostarczenia zgłoszenia USE bramka na RBB nie została jeszcze zamknięta albo dokładnie ww. chwili nastąpiło zamknięcie bramki na RBB.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				Definicja AOZ dla zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RBB zawarta w pkt 8.3.3(5) i 8.3.3(6) nowych WDB została przeredagowana przy zachowaniu jej pierwotnego znaczenia.
9.	8.5.1(3.2)	<p>Zmiana wariantu zgłaszania grafików z obecnie obowiązującego modelu w jednostce mocy na jednostkę energii wiązać się będzie z dużymi nakładami w zakresie implementacji zmian w systemach informatycznych oraz w zakresie operacyjnym dla uczestników rynku. Należy zwrócić uwagę, że wprowadzenie jednostek energii w zgłoszeniach transakcji handlowych spowoduje, że będą występowały różnice pomiędzy wolumenami zawartych transakcji, a wolumenami zgłaszanymi w ramach USE do PSE. Wynika to z faktu, że transakcje na rynkach, w szczególności w ramach SIDC i SDAC, zawierane są w jednostkach mocy. Dla bilansowania w okresie jednej godziny nie stanowi to różnicy, natomiast dla bilansowania 15-minutowego będzie to stanowiło istotną różnicę – w zgłoszeniach handlowych te wolumeny będą 4-krotnie mniejsze od wolumenów w zawartych transakcjach. Takie podejście różni się od zasad obowiązujących na wielu rynkach europejskich np. rynku niemieckim, francuskim, Dodatkowo taki model może generować wiele błędów w zakresie wolumenów zgłaszanych w ramach USE do PSE. TGE wnioskuje o stosowanie jednostki mocy (MW) w zgłoszeniach transakcji handlowych do dostawy (dokumenty USE), przekazywanych do PSE.</p> <p>Zagadnienie to było szczegółowo analizowane podczas posiedzeń Rady Rynku przy TGE zrzeszających jedenaście towarzystw branżowych,</p>	Towarowa Giełda Energii S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		czego efektem było wypracowanie wspólnej Rekomendacji zgodnie z powyższym stanowiskiem.		
10.	9.2.1(13)	Prośba o wskazanie kanału rezerwowego dla wymiany danych dotyczących JB, poza kanałem podstawowym WIRE? Czy będzie to również PREU?	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Kanałem rezerwowym dla wymiany danych pomiędzy POB _{GE} i OSP dotyczących jednolitego łączenia rynków oraz pomiędzy UWM i OSP jest PREU. Brzmienie pkt 9.1.1(6), 9.2.1(13) i 9.3.4(5) nowych WDB zostało w tym zakresie odpowiednio zaktualizowane.
11.	9.2.8(5)	„(5) W przypadku stwierdzenia niezgodności pomiędzy przepływami handlowymi przyjętymi w ramach GMCW a przepływami handlowymi wymiany międzysystemowej zgłoszonymi przez operatora zagranicznego systemu przesyłowego, OSP informuje o niezgodnościach poprzez wysłanie do POBGE dokumentu odpowiedzi IGMC. OSP przesyła do POBGE dokument wstępny UGMC zawierający informacje o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych oraz wynikających z nich pozycjach POBGE.” Zasadnym jest uszczegółowienie dot. zakresu informacji o wstępnie uzgodnionych przepływach handlowych.	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Zawartość informacyjna dokumentu wstępny UGMC jest analogiczna jak dokumentu ostateczny UGMC i jest opisana w aktualnie obowiązujących Standardach technicznych systemu WIRE - Załącznik E pt. Standardy techniczne wymiany informacji w ramach procesów jednolitego łączenia rynków. W nowych standardach WIRE związanych z nowymi WDB nie są planowane zmiany w zakresie ww. dokumentów.
12.	9.3.1(5)	Wraz z wprowadzeniem przez PSE bilansowania 15 minutowego i zgodnie z Rozporządzeniem 2019/943 NEMO mają prawo oferować swoim uczestnikom rynku produkty o identycznej granulacji jak granulacja bilansowania w danej strefie cenowej. TGE nie widzi przeszkód by takie produkty mogły pojawić się na rynku XBID w Polsce. TGE jako NEMO planuje	Towarowa Giełda Energii S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> W odniesieniu do polskiego obszaru rynkowego, OSP planuje umożliwić obrót 15 minutowymi produktami rynkowymi, w sposób i w zakresie możliwym ze względu na możliwości platformy SIDC przy uwzględnieniu topologii stosowanej w procesie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wprowadzić produkty 15 min do obrotu. Proponowany zapis w WDB w naszej ocenie ogranicza możliwość wprowadzenia do obrotu produktów 15' na rynku XBID w polskiej strefie cenowej. W związku z tym prosimy o wskazanie podstawy prawnej, regulacyjnej dla wprowadzenia ograniczenia w zakresie okresu handlowego do 1 godziny na poziomie WDB.</p> <p>TGE prosi o zmianę zapisu w pkt. 9.3.1 podpunkt (5) umożliwiającą wprowadzenie do obrotu produktów 15' wewnątrz polskiej strefy cenowej na rynku XBID.</p>		<p>operacyjnym SIDC, razem z wdrożeniem etapu II reformy RB (wdrożeniem nowych WDB).</p> <p>W związku z powyższym w pkt 9.3.1(5) nowych WDB zostało doprecyzowane, że postanowienia tego punktu dotyczą wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu europejskiego oraz wprowadzony został nowy pkt 9.3.1(6) dotyczący wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu krajowego, o brzmieniu analogicznym jak pkt 9.3.1(5), lecz dostosowanym do produktów 15 minutowych odpowiadających ORN.</p>
13.	3.3.3	<p><u>Zmiana:</u> Wprowadzenie JB, dla zastąpienia obecnej JG_GE; JB_GE (jednostka bilansowa) przez NEMO zdefiniowanej jako typ jednostki należący tylko do POB_GE.</p> <p><u>Pytanie:</u> Czy otrzymamy inne kody JB w stosunku do naszej obecnej JG?</p>	EPEX SPOT SE, ECC AG	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do wprowadzanych zmian.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
14.	3.4(2)	<p><u>Zmiana:</u> Wskazanie, że POB_GE będzie obsługiwał jedną JB_GE, żadna inna JB nie może należeć do POB_GE.</p> <p><u>Pytanie:</u> Czy mogą Państwo potwierdzić, że JB_WMP nie zostanie przypisana do NEMO?</p>	EPEX SPOT SE, ECC AG	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>POB_{GE} nie może posiadać żadnej innej JB niż JB_{GE}, czyli w szczególności nie może posiadać JB_{WMP}.</p> <p>POB_{GE} pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO poprzez posiadaną JB_{GE} poza realizacją w obszarze RB obrotu energią elektryczną „ponad siecią”, reprezentuje dostawy energii elektrycznej w ramach procesów jednolitego łączenia rynków, realizowanych na zasadach określonych w rozporządzeniu 2015/1222.</p>
15.	8.1(27)	<p><u>Zmiana:</u> Wymiana danych związanych z JB (jednostka bilansowa przypisana do każdego NEMO) odbywa się wyłącznie za pośrednictwem WIRE.</p>	EPEX SPOT SE, ECC AG	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p><u>Odnosnie do kanału rezerwowego wymiany danych dotyczących JB:</u> patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 4.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<u>Pytanie:</u> Czy mogą Państwo potwierdzić, że JB_WMP nie zostanie przypisana do NEMO?		<u>Odnosnie do JB posiadanych przez POB_{GE}:</u> patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 14.
16.	8.3.3(3)	<u>Zmiana:</u> Czas trwania każdej obsługi ZUSEB ustawiony na 5 min. <u>Pytanie:</u> Czy mogą Państwo potwierdzić, że JB jest jedynym typem jednostki, który może posiadać POB _{GE} (NEMO)? Czy słuszne jest nasze założenie, że inne typy (np. PREU) nie są opcją rezerwową w przekazywaniu jakichkolwiek danych do PSE? Jaki byłby kanał rezerwy w przypadku awarii WIRE?	EPEX SPOT SE, ECC AG	<u>Wyjaśnienie</u> <u>Odnosnie do czasu na nominacje USE:</u> patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2. <u>Odnosnie do JB posiadanych przez POB_{GE}:</u> patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 14. <u>Odnosnie do kanału rezerwowego wymiany danych dotyczących JB:</u> patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 4.
17.	9.2.1(13)	<u>Zmiana:</u> Wskazanie, że wymiana jakichkolwiek danych pomiędzy PSE a POB _{GE} odbywa się wyłącznie poprzez WIRE. <u>Pytanie:</u> Ten opis jest bardzo skomplikowany. Czy „t” odnosi się do każdego konkretnego kwadransa?	EPEX SPOT SE, ECC AG	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedzi na uwagi szczegółowe nr 4 i 10.
18.	9.3.1(5)	<u>Zmiana:</u> Okres 1h zdefiniowany jako szczegółowość dla wyników SIDC. <u>Pytanie:</u> Czy jest to poprawne? W naszym rozumieniu, planujemy oferować 15-minutowe produkty w XBID po uruchomieniu BMR zgodnie ze wspólnymi europejskimi celami, projektami i harmonogramami.	EPEX SPOT SE, ECC AG	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 12.
19.	3.3.4(16)	(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;	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Zarówno dolne jak i górne ograniczenie na wartość sumy mocy osiągalnej zasobów wchodzących w skład JG wynika z § 20 ust. 1 i ust. 2 pkt 1 rozporządzenia systemowego. W przypadku przekroczenia przez grupę zasobów górnego ograniczenia mocy osiągalnej

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(16.2) Nie większa niż 50 MW, w przypadku JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.</p> <p>Na jakiej podstawie wprowadzenie ograniczenie do 50 MW? Co należy zrobić w przypadku, gdy JG przekracza poziom 50MW na jednym punkcie PPE?</p>		<p>wynoszącego 50 MW, to grupę zasobów należy rozłożyć na kilka JG. W przypadku gdy moc pojedynczego zasobu przekracza 50 MW, to taki zasób powinien tworzyć odrębną JG. Wyjątkiem, dla którego nie stosuje się wspomnianego limitu, jest sytuacja, w której grupa MWE tworząca JG wchodzi w skład jednego zakładu wytwarzania energii oraz występują powiązania technologiczne w procesie wytwarzania energii elektrycznej pomiędzy tymi MWE lub gdy grupa MWE tworząca JG wchodzi w skład zamkniętego systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w art. 9da ustawy Prawo energetyczne.</p>
20.	3.3.4(17)	<p>Co oznacza określenie „jednostki są powiązane technologicznie”. Czy to oznacza, że jednostki te pracują na jednym PPE? Co jeśli inwestycja wymaga zastosowania więcej niż jednego PPE? Czy to jest traktowane jako dwie oddzielne jednostki?</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pkt 3.3.4(17.1) nowych WDB odnosi się do przypadku, w którym górne ograniczenie na sumę mocy osiągalnej grupy zasobów tworzących JG nie ma zastosowania. Limit ten nie obowiązuje w przypadku, gdy MWE wchodzące w skład zakładu wytwarzania energii nie mogą tworzyć odrębnych JG ze względu na występujące powiązania technologiczne w procesie wytwarzania energii elektrycznej.</p> <p>Liczba PPE nie determinuje zastosowania przedmiotowego punktu.</p>
21.	3.3.4(20.2)	<p>(20) JGZ3 i JGA mogą tworzyć grupy FMB składające się z:</p> <p>(20.1) FZMB dotyczących zasobów przyłączonych w różnych lokalizacjach sieci objętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB, lub</p> <p>(20.2) AFDMB dotyczących zasobów URD objętych obszarem RB reprezentowanych w różnych lokalizacjach sieci dystrybucyjnej.</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>JG_{Z3} i JG_A utworzone z zasobów rozproszonych geograficznie, w tym zlokalizowanych na obszarze sieci różnych OSD, mogą świadczyć usługi bilansujące, w zakresie których uzyskały pozytywny wynik kwalifikacji, przy uwzględnieniu poniższego zastrzeżenia.</p> <p>W okresie przejściowym, tj. w okresie roku od daty wejścia w życie nowych WDB, zgodnie z pkt 25(3) nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji –</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Czy możliwe jest, aby JGa, która świadczy usługi aFRR lub mFRR, działała w formie agregatu rozproszonego geograficznie? Czy istnieją ograniczenia co do lokalizacji takiego agregatu? Czy jedna JGa może obejmować instalacje znajdujące się na terenie więcej niż jednego OSD?		patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), wszystkie zasoby tworzące pojedynczą JG _{Z3} albo JG _A muszą być przyłączone do jednego węzła sieci przesyłowej albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle łączącym sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia.
22.	3.6.1	Proponowana w konsultacjach procedura rozliczania niezbilansowania POB w przypadku obsługi jednostki wytwórczej przez dwa podmioty, DUB i POB, wywołuje pytania dotyczące praktycznych aspektów jej realizacji. W tym kontekście, warto zwrócić uwagę na potrzebę bardziej szczegółowego opisu procedury rozliczania z OSP niezbilansowania POB, które wynikać może z różnicy między przydzielonym wolumenem, a pozycją bilansową. Szczególnie istotne wydaje się tu określenie sposobu przenoszenia i rozliczania niezbilansowania pomiędzy DUB a POB, co powinno znaleźć się w WDB. Zaproponowano, aby procedura weryfikacji i rozliczania niezbilansowania pomiędzy tymi podmiotami następowała w dobie D+1, maksymalnie w dobie D+2, by zminimalizować ryzyko niedotrzymania poziomu wymaganych zabezpieczeń na RB przez POB.	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 127.
23.	5(5) – Załącznik nr 2	Zgodnie z punktem 5(5), każdy podmiot chcący świadczyć usługi bilansujące musi przejść testy sprawdzające układu regulacji mocy czynnej. Jednak zapis, że program i termin wykonania tych testów mają być uzgadniane z OSP, jest zbyt ogólny i nie precyzuje ram czasowych, w których PSE zobowiązuje się odpowiadać na zgłoszenia od DUB. W związku z tym, zaleca się, aby PSE określiło jasne i precyzyjne ramy czasowe, w ramach których będą odpowiadać na	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Ramy czasowe realizacji testów sprawdzających w pkt 5(5) załącznika nr 2 do nowych WDB zostały doprecyzowane. W przedmiotowym punkcie dodana została klauzula określająca, że uwagi do przedstawionego programu testów oraz proponowanego terminu ich wykonania OSP prześle w terminie 24 dni roboczych od ich otrzymania.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		zgłoszenia od DUB i będą mogli przeprowadzić testy sprawdzające. Jest to szczególnie ważne, aby zapewnić sprawne i skuteczne przeprowadzenie testów oraz umożliwić DUB uzyskanie niezbędnych uprawnień do świadczenia usług bilansujących.		
24.	6.3(2)	Czy zabezpieczenie minimalne w wysokości 500 000,00 zł przypadające na URB pozostaje na poziomie 500 000,00 zł, jeśli URB łączy dwie role w ramach jednego przedsiębiorstwa, czyli jest jednocześnie Podmiotem odpowiedzialnych za bilansowanie (POB) i Dostawcą usług bilansujących (DUB)?	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 67.
25.	8.7.3(4)	W jaki sposób wyznaczany jest górny limit ceny mocy bilansującej? Sposób, do którego referuje punkt 8.7.3.(4) jest niejasny	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> W okresie przejściowym wynoszącym rok od daty wejścia w życie nowych WDB, zgodnie z pkt 25(1) nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), górny limit ceny mocy bilansujących wynosi 5 000 zł/MW-h. Po okresie przejściowym górny limit ceny mocy bilansujących jest równy górnemu limitowi ceny dla energii bilansującej. Odnośnie do sposobu wyznaczania górnego limitu ceny dla energii bilansującej – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 36.
26.	Załącznik nr 1	Załącznik nr 1 Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych. W kontekście konsultacji projektu „Warunków Dotyczących Bilansowania”, istotne jest, aby uwzględniać takie czynniki jak spadek SOH w czasie, potrzeby własne i samorozładowanie magazynu baterijnego. Jeśli te aspekty są pomijane, to może to prowadzić do dyskryminacji bateryjnych magazynów	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME	<u>Wyjaśnienie</u> Algorytmy optymalizacji stosowane w planowaniu pracy jednostek grafikowych mogą wykorzystać magazyn (zarówno magazyn baterijny jak i elektrownię szczytowo-pompową) jedynie w zakresie wynikającym z potencjałów dostawy i odbioru określonych w zgłoszonym programie pracy dla danej JG _M . Dostawca usług bilansujących decyduje zatem jaka część magazynu jest dostępna dla OSP w poszczególnych

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>energii, które w takim przypadku byłyby traktowane mniej uczciwie niż elektrownie szczytowo-pompowe.</p> <p>Baterie są coraz częściej stosowane jako sposób na magazynowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Jednak, w przeciwieństwie do elektrowni szczytowo-pompowych, magazyny bateryjne mają skłonność do stopniowego tracenia swojej pojemności, zwłaszcza gdy są często ładowane i rozładowywane. Ten spadek SOH (state of health) może wpłynąć na ich zdolność do pełnienia roli w bilansowaniu sieci.</p> <p>Ponadto, magazyny bateryjne potrzebują pewnej ilości energii, aby utrzymać swoje funkcjonowanie (tzw. potrzeby własne) oraz mają tendencję do samorozładowywania, co oznacza, że ich pojemność może ulegać zmniejszeniu nawet wtedy, gdy nie są one aktywnie wykorzystywane. Te czynniki muszą być uwzględnione w procesie bilansowania sieci, aby uniknąć dyskryminacji magazynów bateryjnych i zapewnić równość szans dla wszystkich dostawców usług bilansowania sieci.</p> <p>Podsumowując, aby zapewnić uczciwe traktowanie wszystkich dostawców usług bilansowania sieci, ważne jest, aby projektowane i wdrażane systemy bilansowania sieci uwzględniały specyficzne cechy magazynów bateryjnych, takie jak spadek SOH w czasie, potrzeby własne i samorozładowanie magazynu baterijnego. Tylko w ten sposób możliwe będzie wykorzystanie ich potencjału w procesie bilansowania sieci i pełne włączenie ich w rozwój rynku usług bilansowania sieci.</p> <p>Podpunkt 3.9.5 Zmienne decyzyjne związane z potencjałami oraz stanem naładowania MEE albo ESP uwzględnia konieczność zapewnienia energii na</p>		kwadransach doby i może sam zarządzić czynnikami wskazanymi w uwadze.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		potrzeby własne MEE lub ESP, ale nie uwzględnia możliwości samorozładowania MEE. W naszej ocenie taki zapis może wpłynąć negatywnie na działanie MEE i narazić je na nadwymiarowe kary za odchylenie od grafików obciążenia JG, opisane w punkcie: 4 SKŁADOWE FUNKCJI CELU, podpunkt (2)		
27.	Rodzaj JG: JGM1 Strona 658	<p>Minimalne czasy pracy i postoju JGM1 należy podać jako wielokrotność 15 minut.</p> <p>Co w przypadku magazynów bateryjnych, u których minimalny czas postoju wynosi 30 sekund? Powinno się wpisać 0 minut czy 15 minut?</p>	<p>Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności PIME</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Jeśli chodzi o minimalny czas postoju JGM1, to dla wskazanego przypadku dopuszcza się zgłoszenie 0 lub 15 minut we Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, przy czym ze względu na przyjętą rozdzielczość procesu planowania pracy KSE, planowy czas postoju będzie wynosił zawsze nie krócej niż 15 minut.</p> <p>Odnosząc się do minimalnego czasu pracy JGM1, to zgłoszenie minimalnego czasu pracy JGM1 równego 0 minut oznacza, że po zakończeniu okresu uruchamiania JGM1 może zostać od razu odstawiona.</p>
28.	1.3	<p>W punkcie 1.3 Warunków Dotyczących Bilansowania (WDB) opisano harmonogram i działania, które mają zostać zakończone przed wejściem w życie reformy rynku bilansującego. Reforma wymagać będzie zmian w systemach i procedurach związanych z funkcjonowaniem handlu na rynku dnia następnego jak i bieżącego.</p> <p>Celem zapewnienia bezpiecznego i sprawnego wdrożenia zmian technicznych, administracyjnych a także proceduralnych, Nord Pool chce zwrócić szczególną uwagę na proces planowania wdrażanych zmian, uwzględniając wszystkich Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (NEMO).</p> <p>W związku z powyższym, aby zminimalizować ryzyko Nord Pool rekomenduje wykluczenie okresu Świąt</p>	<p>Nord Pool AS</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Bożego Narodzenia i Nowego Roku 2024 z harmonogramu planowanych zmian.		
29.	8.3.3	<p>Z punktu 8.3.3 WDB wynika, iż termin składania nominacji upływa 55 minut przed rozpoczęciem okresu dostawy. Nord Pool uważa za bardzo niefortunne, że termin nominacji został przesunięty wstecz i uważa, że stoi to w sprzeczności z oczekiwanym rozwojem prawodawstwa europejskiego.</p> <p>Zgodnie z obowiązującym Rozporządzeniem CACM, art. 59 ust. 3, zamknięcie bramki dla notowań rynku dnia bieżącego dla każdego odpowiedniego okresu handlowego następuje najpóźniej na godzinę przed rozpoczęciem dostawy. Termin zgłaszania USE z 55-minutowym wyprzedzeniem przed dostawą znacznie skraca przedział czasowy dla tych zgłoszeń w porównaniu z obowiązującymi obecnie w Polsce zasadami, a tym samym zwiększa ryzyko konieczności uruchomienia specjalnego postępowania w przypadku braku możliwości dostarczenia zgłoszeń USE w czasie ograniczonym do 5-ciu minut. Z perspektywy Nord Pool – z uwagi na art. 59 ust. 3 CACM nie ma możliwości cofnięcia czasu zamknięcia bramki dla notowań ciągłych na więcej niż jedną godzinę przed rozpoczęciem okresu dostawy aby zwiększyć bezpieczeństwo prawidłowego zgłoszenia USE.</p> <p>W niedawnej propozycji Komisji Europejskiej dotyczącej reformy rynku energii elektrycznej proponuje się zmianę ostatecznego czasu zamknięcia bramki dla obrotu dnia bieżącego na 30 minut przed rozpoczęciem dostawy do 1.1.2028 r. Dlatego też Nord Pool postrzega tę zmianę polegającą na cofnięciu terminu zgłaszania USE jako sprzeczną z oczekiwanymi zmianami w przepisach europejskich.</p>	Nord Pool AS	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
30.	9.3.1	<p>W punkcie 9.3.1 WDB podano, że podstawową jednostką czasu w obrocie energią elektryczną jest jedna godzina. W rozporządzeniu dotyczącym rynku energii elektrycznej – Rozporządzenie (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. – art. 8 pkt 2: NEMO zapewniają uczestnikom rynku możliwość obrotu energią w jednostkach czasu co najmniej tak krótkich, jak okres rozliczania niezbilansowania zarówno dla rynków dnia następnego, jak i dnia bieżącego.</p> <p>W sytuacji gdy PSE wdraża 15-minutowy okres rozliczenia niezbilansowania (ORN) w Polsce, Nord Pool uważa, że propozycja PSE powinna być zgodna z europejskimi regulacjami rynku energii elektrycznej. Co za tym idzie sformułowanie w punkcie 9.3.1 powinno odzwierciedlać sytuację w której podstawowa jednostka czasu w obrocie energią elektryczną dla rynku dnia bieżącego jest tożsama z ORN w Polsce. NEMO są prawnie zobowiązane do oferowania handlu w jednostkach MTU (Market Time Unit) odzwierciedlających ORN.</p>	Nord Pool AS	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 12.</p>
31.	11.4.2	<p>Wnioskujemy o wprowadzenie dodatkowego terminu korekt na rynku bilansującym w trybie m+8. Korekta danych na miejscu bilansowania sprzedawców winna następować po odczytach 6-miesięcznych, które wykonywane są przez część OSD. Wówczas sprzedawca energii nie będzie musiał czekać bardzo długo na korektę pomiędzy trybem m+4 i m+15.</p> <p><u>Propozycja zapisu</u> 11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla FDMB innych niż MB_{PEO}</p>	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		(6) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $FDMB$ 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 $m+15$.		
32.	3.6.1	<p>Wnioskujemy o bardziej szczegółowo opisaną procedurę rozliczania z OSP niezbilansowania POB wynikającego z różnicy pomiędzy przydzielonym wolumenem oraz pozycją bilansową, która odpowiada USE przyjętym do realizacji, w przypadku gdy DUB świadczy usługi bilansujące na RB za pomocą zasobów, za których zbilansowanie handlowe odpowiada POB.</p> <p>Uważamy, że WDB powinno zawierać szczegółową instrukcję rozliczania i przenoszenia niezbilansowania pomiędzy POB i DUB.</p> <p>Sugerujemy, by weryfikacja i rozliczenie niezbilansowania pomiędzy POB i DUB następowało w dobie D+1, maksymalnie w dobie D+2, by zapobiegać sytuacjom, w których działalność DUB naraża POB na niedotrzymanie poziomu wymaganych zabezpieczeń na RB.</p>	Towarzystwo Obrotu Energią	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 127.</p>
33.	2.2	<p>Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MB_W” poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„$MB_W - FDMB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących</p>	PTPIREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Objaśnienie skrótu MB_W w nowych WDB zostało skorygowane w następujący sposób:</p> <p><i>$MB_W - FDMB$, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej lub URD typu posiadacz magazynu energii</i></p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p>		<p><i>elektrycznej, reprezentujących odpowiednio MWE lub MEE</i></p> <p>Odpowiednio zostało również skorygowane brzmienie pkt 3.3.2(5.2.b) nowych WDB.</p>
34.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MBw” – pkt 2.2 WDB.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
35.	3.6.2(5.1)	<p>Wnosimy o usunięcie z WDB podpunktu 3.6.2 p. (5.1). Data aktywacji powinna obowiązywać od dat opisanych w p.3.6.1 i być powiązana z datą obowiązywania MB danego POB w umowie przesyłowej z OSP. Dodatkowo zachodzi brak spójności pomiędzy WDB, a Standardami Wymiany Informacji CSIRE. W ramach CSIRE komunikaty dot. zmiany POB mogą być wysyłane do OSDp w dobie d-1 do godziny 23:59, czyli do momentu, który umożliwi zgłoszenie aktywacji danego MB do OSP. Ponadto w ramach procesów reklamacyjnych CSIRE dopuszcza się zmianę POB lub zmianę sprzedawcy i przypisanie URD do MB z datą wsteczną od bieżącej lub daty d+1. Zapis 3.6.2 p.(5.1) wymusza na OSDp ewentualne i niepotrzebne rozliczenia z POB poza Rynkiem Bilansującym oraz niezgodność aktywowanych/obsługiwanych MB w CSIRE i na RB.</p> <p>Punkt 3.6.2 p. (5.1) mógłby pozostać w WDB i OSDp mógłby wysłać informacje o nowych MB do godz. 9:00, ale pod warunkiem umożliwienia wskazania od jakiej daty dane MB zostanie aktywowane w zakresie do 15 miesięcy wstecz z jednoczesnym uwzględnieniem ograniczenia daty MB z aneksu do umowy przesyłowej. Rozwiązanie takie umożliwi wykorzystanie mechanizmów opisanych w WDB i będzie umożliwiało skorzystanie z dostępnych korekt RB (m+2, m+4, m+8, m+15) i nie będzie powodowało rozliczeń poza rynkiem.</p> <p>W przypadku odrzucenia powyższej uwagi, w zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego, proponujemy pozostawienie dotychczasowego terminu na przekazanie OSP informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego, tj. proponujemy usunięcie wyrażenia „do godziny 9.00”.</p>	PTPIREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Wprowadzenie godziny 9.00 doby poprzedzającej jako terminu przekazywania informacji o zmianach w konfiguracji wynika z potrzeby uwzględnienia tych informacji w procesie zgłoszeń danych handlowych i technicznych w ramach RB dnia następnego, który dla danej doby handlowej rozpoczyna się o godz. 10.00 doby poprzedzającej. Okres godziny pomiędzy 9.00 i 10.00 jest zarezerwowany na potrzeby wprowadzenia stosownych zmian w systemach informatycznych OSP. We wskazanym powyżej terminie informacja o zmianach konfiguracji jest niezbędna zarówno ze względu na proces bilansowania handlowego jak i świadczenia usług bilansujących.</p> <p>Powyższe dotyczy przekazywania informacji o zmianach w konfiguracji zarówno ze względu na proces bilansowania handlowego jak i świadczenia usług bilansujących.</p> <p>Odnosnie do poruszanej w uwadze kwestii zgodności nowych WDB z procesami rynku energii obsługiwanymi przez centralny system informacji rynku energii (CSIRE), wyjaśniamy, że integracja RB z CSIRE będzie przedmiotem odrębnych zmian WDB.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za zasadne utrzymanie co najmniej dotychczas obowiązującego terminu na przekazanie OSP przez OSDp informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego. Zgodnie z obecnie obowiązującymi WDB OSDp mogą przekazać przedmiotową informację „w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami, lecz nie później niż w dniu poprzedzającym”. Proponujemy zachować ten termin, gdyż OSDp mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt. 3.6.2 ppkt (5).</p>		
36.	3.7.2(2.1)-(2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>
37.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD zawierającej uregulowania</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Jeżeli DUB świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wymóg zawarcia umowy o świadczenie</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących w sieci tego OSD, jeżeli DUB świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do tej sieci.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRiESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).</p>		<p>usług dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD, zawierającej uregulowania dotyczące wykonywania funkcji DUB w sieci tego OSD nie jest nadmiarowy. Obowiązek ten został określony analogicznie jak obowiązek POB, jeżeli POB jest właścicielem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe zasobów z obszaru tej sieci (pkt 4.2(1.3) nowych WDB). Powołany obowiązek dotyczący zawierania umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej przez POB jest rozwiązaniem funkcjonującym już na gruncie aktualnie obowiązującego WDB i realizacja tego obowiązku nie budzi wątpliwości.</p> <p>Okoliczność, że „stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny być zawarte w IRiESD” nie jest argumentem do uznania, że w tej sytuacji zawarcie umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej jest zbędne. Zgodnie bowiem z art. 9g ust. 12 ustawy Prawo energetyczne IRiESD stanowi część umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Obowiązki IRiESD jest więc konsekwencją zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Tak więc w tym stanie prawnym, aby stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji DUB zawarte w IRiESD obowiązywały dany podmiot, to podmiot ten powinien zawrzeć umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Pkt 3.7.1(8) oraz pkt 3.7.2(2.1.b) nowych WDB określają jakie postanowienia powinny być zawarte w IRiESD celem uwzględnienia tych wymagań przez OSD zgodnie z art. 9g ust. 5 ustawy Prawo energetyczne.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
38.	11.7.1(4)-(5)	<p>Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczania ER dla $J_{B_{OSD}}$. Brak tych danych pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe wyznaczenie wszystkich $F_{D_{MB}}$. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.</p> <p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczania ER dla $J_{B_{OSD}}$ uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p> <p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p> <p>Propozycja zapisu 11.7.1 p. (5):</p> <p>„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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”</p>	PTPIREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Brzmienie pkt 11.7.1(5) nowych WDB zostało skorygowane w sposób zgodny z postulowanym w uwadze.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
39.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po $m+15$) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd proponujemy następujące brzmienie ppkt. (1) – (6) w pkt.15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Każdy OR lub OSDp, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach albo wyznaczonych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.</i></p> <p><i>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie wykryta przez OSP.</i></p>	PTPIREE	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Dane pomiarowo-rozliczeniowe po uwzględnieniu korekt w trybie $m+2$ i $m+4$ oraz dodanym trybie $m+8$ (patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43) powinny być praktycznie danymi ostatecznymi a tryb korekty $m+15$ powinien dotyczyć korekty danych wyłącznie w szczególnych przypadkach. Stąd w opinii OSP nie jest zasadne regulowanie w nowych WDB zasad korygowania danych pomiarowo-rozliczeniowych po trybie korekty $m+15$.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</i></p> <p><i>(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, w tym danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania m+15), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</i></p> <p><i>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na</i></p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</i></p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W szczególności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń. Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt 15.5 ppkt 5, mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.</p>		
40.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek	PTPIREE	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>We wzorach: Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących oraz Oświadczenia o umocowaniu DUB, dodano do wskazanych w uwadze</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn (na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2. (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p> <p>W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.</p>		<p>tabel oraz w legendach do tych tabel, informacje o OSDn, który będzie musiał być wskazany w przypadku, gdy zasób jest przyłączony do sieci OSDn.</p>
41.	2.2	<p>Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MB_w” poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„MB_w – F_DMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących</p>	<p>ENERGA- OPERATOR S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p>		
42.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MBw” – pkt 2.2 WDB.</p>	ENERGA- OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
43.	3.6.2(5.1)	<p>Prosimy o usunięcie z WDB podpunktu 3.6.2 p. (5.1). Data aktywacji powinna obowiązywać od dat opisanych w pkt 3.6.1 i być powiązana z datą obowiązywania MB danego POB w umowie przesyłowej z OSP. Dodatkowo zachodzi brak spójności pomiędzy WDB, a Standardami Wymiany Informacji CSIRE. W ramach CSIRE komunikaty dot. zmiany POB mogą być wysyłane do OSDp w dobie d-1 do godziny 23:59, czyli do momentu, który umożliwia zgłoszenie aktywacji danego MB do OSP. Ponadto w ramach procesów reklamacyjnych CSIRE dopuszcza się zmianę POB lub zmianę sprzedawcy i przypisanie URD do MB z datą wsteczną od bieżącej lub daty d+1. Zapis 3.6.2 p.(5.1) wymusza na OSDp ewentualne i niepotrzebne rozliczenia z POB poza Rynkiem Bilansującym oraz niezgodność aktywowanych/obsługiwanych MB w CSIRE i na RB.</p> <p>Punkt 3.6.2 ppkt (5.1) mógłby pozostać w WDB i OSDp mógłby wysyłać informacje o nowych MB do godz. 9:00, ale pod warunkiem umożliwienia wskazania od jakiej daty dane MB zostanie aktywowane w zakresie do 15 miesięcy wstecz z jednoczesnym uwzględnieniem ograniczenia daty MB z aneksu do umowy przesyłowej. Rozwiązanie takie umożliwi wykorzystanie mechanizmów opisanych w WDB i będzie umożliwiało skorzystanie z dostępnych korekt RB (m+2, m+4, m+8, m+15) i nie będzie powodowało rozliczeń poza rynkiem.</p>	ENERGA-OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>
44.	3.7.2(2.1)-(2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p>	ENERGA-OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.</p>		
45.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB 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.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRiESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).</p>	ENERGA-OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.</p>
46.	11.7.1(4)-(5)	<p>Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczania ER dla JB_{OSD}. Brak tych danych</p>	ENERGA-OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 38.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe wyznaczenie wszystkich F_{DMB}. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.</p> <p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczenia ER dla $J_{B_{OSD}}$ uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p> <p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p> <p>Propozycja zapisu 11.7.1 p. (5):</p> <p>„Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej d są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczenia 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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”</p>		
47.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po m+15) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd</p>	<p>ENERGA- OPERATOR S.A</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 39.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>proponujemy następujące brzmienie ppkt (1) – (6) w pkt 15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Każdy OR lub OSDp, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach albo wyznaczonych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.</i></p> <p><i>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie wykryta przez OSP.</i></p> <p><i>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</i></p> <p><i>(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</i></p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>rozliczeniowych, w tym danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.</p> <p>Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca <i>m</i> jest wykonywana w miesiącach <i>m+2</i>, <i>m+4</i>, <i>m+8</i> oraz <i>m+15</i>.</p> <p>W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania <i>m+15</i>), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</p> <p>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>szczegółności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń. Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt 15.5 ppkt 5, mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.</p>		
48.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	<p>Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn (na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej</p>	ENERGA-OPERATOR S.A	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 40.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2. (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p> <p>W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.</p>		
49.	2.2	<p>Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MBw” poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„MBw – F_DMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
50.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MBw” – pkt 2.2 WDB.</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>
51.	3.6.2(5.1)	<p>Prosimy o usunięcie z WDB podpunktu 3.6.2 p. (5.1). Data aktywacji powinna obowiązywać od dat opisanych w p.3.6.1 i być powiązana z datą obowiązywania MB danego POB w umowie przesyłowej z OSP. Dodatkowo zachodzi brak spójności pomiędzy WDB, a Standardami Wymiany Informacji CSIRE. W ramach CSIRE komunikaty dot. zmiany POB mogą być wysyłane do OSDp w dobie d-1 do godziny 23:59, czyli do momentu, który umożliwia zgłoszenie aktywacji danego MB do OSP. Ponadto w ramach procesów reklamacyjnych CSIRE dopuszcza się zmianę POB lub zmianę sprzedawcy i przypisanie URD do MB z datą wsteczną od bieżącej lub daty d+1. Zapis 3.6.2 p.(5.1) wymusza na OSDp ewentualne i</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>niepotrzebne rozliczenia z POB poza Rynkiem Bilansującym oraz niezgodność aktywowanych/obsługiwanych MB w CSIRE i na RB.</p> <p>Punkt 3.6.2 p. (5.1) mógłby pozostać w WDB i OSDp mógłby wysłać informacje o nowych MB do godz. 9:00, ale pod warunkiem umożliwienia wskazania od jakiej daty dane MB zostanie aktywowane w zakresie do 15 miesięcy wstecz z jednoczesnym uwzględnieniem ograniczenia daty MB z aneksu do umowy przesyłowej. Rozwiązanie takie umożliwi wykorzystanie mechanizmów opisanych w WDB i będzie umożliwiało skorzystanie z dostępnych korekt RB (m+2, m+4, m+8, m+15) i nie spowodowało rozliczeń poza rynkiem.</p> <p>W przypadku odrzucenia powyższej uwagi, w zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego, proponujemy pozostawienie dotychczasowego terminu na przekazanie OSP informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego, tj. proponujemy usunięcie wyrażenia „do godziny 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za zasadne utrzymanie dotychczas obowiązującego terminu na przekazanie OSP przez OSDp informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego. Zgodnie z obecnie obowiązującymi WDB OSDp mogą przekazać przedmiotową informację „w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami, lecz nie później niż w dniu poprzedzającym”. Proponujemy zachować ten termin, gdyż OSDp mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt. 3.6.2 ppkt (5).</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
52.	3.7.2(2.1)- (2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>
53.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB 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.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRIESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).		
54.	11.7.1(4)-(5)	<p>Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczania ER dla JB_{OSD}. Brak tych danych pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe wyznaczenie wszystkich F_DMB. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.</p> <p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczania ER dla JB_{OSD} uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p> <p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p> <p>Propozycja zapisu 11.7.1 p. (5):</p> <p>„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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”</p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 38.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
55.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po m+15) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd proponujemy następujące brzmienie ppkt. (1) – (6) w pkt.15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Każdy OR lub OSDp, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach albo wyznaczonych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.</i></p> <p><i>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie wykryta przez OSP.</i></p>	<p>TAURON Dystrybucja S.A</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 39.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</p> <p>(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, w tym danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.</p> <p>Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca <i>m</i> jest wykonywana w miesiącach <i>m+2</i>, <i>m+4</i>, <i>m+8</i> oraz <i>m+15</i>.</p> <p>W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania <i>m+15</i>), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</p> <p>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</i></p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W szczególności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń. Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt 15.5 ppkt 5, mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.</p>		
56.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn	TAURON Dystrybucja S.A	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 40.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2. (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p> <p>W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.</p>		
57.	2.2	<p>Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MB_w” poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„MB_w – FD_{MB}, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”.</p>	Stoen Operator Sp. z o.o.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p>		
58.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MB_w” – pkt 2.2 WDB.</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>
59.	3.6.2(5.1)	<p>Prosimy o usunięcie z WDB podpunktu 3.6.2 p. (5.1). Data aktywacji powinna obowiązywać od dat opisanych w p.3.6.1 i być powiązana z datą</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>obowiązki MB danego POB w umowie przesyłowej z OSP. Dodatkowo zachodzi brak spójności pomiędzy WDB, a Standardami Wymiany Informacji CSIRE. W ramach CSIRE komunikaty dot. zmiany POB mogą być wysyłane do OSDp w dobie d-1 do godziny 23:59, czyli do momentu, który umożliwia zgłoszenie aktywacji danego MB do OSP. Ponadto w ramach procesów reklamacyjnych CSIRE dopuszcza się zmianę POB lub zmianę sprzedawcy i przypisanie URD do MB z datą wsteczną od bieżącej lub daty d+1. Zapis 3.6.2 p.(5.1) wymusza na OSDp ewentualne i niepotrzebne rozliczenia z POB poza Rynkiem Bilansującym oraz niezgodność aktywowanych/obsługiwanych MB w CSIRE i na RB.</p> <p>Punkt 3.6.2 p. (5.1) mógłby pozostać w WDB i OSDp mógłby wysyłać informacje o nowych MB do godz. 9:00, ale pod warunkiem umożliwienia wskazania od jakiej daty dane MB zostanie aktywowane w zakresie do 15 miesięcy wstecz z jednoczesnym uwzględnieniem ograniczenia daty MB z aneksu do umowy przesyłowej. Rozwiązanie takie umożliwi wykorzystanie mechanizmów opisanych w WDB i będzie umożliwiało skorzystanie z dostępnych korekt RB (m+2, m+4, m+8, m+15) i nie będzie powodowało rozliczeń poza rynkiem.</p> <p>W przypadku odrzucenia powyższej uwagi, w zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego, proponujemy pozostawienie dotychczasowego terminu na przekazanie OSP informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego, tj. proponujemy usunięcie wyrażenia „do godziny 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Uważamy za zasadne utrzymanie dotychczas obowiązującego terminu na przekazanie OSP przez OSDp informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego. Zgodnie z obecnie obowiązującymi WDB OSDp mogą przekazać przedmiotową informację „w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami, lecz nie później niż w dniu poprzedzającym”. Proponujemy zachować ten termin, gdyż OSDp mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt. 3.6.2 ppkt (5).</p>		
60.	3.7.2(2.1)-(2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>
61.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej z odpowiednim OSD zawierającej uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług</p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>bilansujących w sieci tego OSD, jeżeli DUB świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do tej sieci.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRiESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).</p>		
62.	11.7.1(4)-(5)	<p>Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczania ER dla JB_{OSD}. Brak tych danych pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe wyznaczenie wszystkich _{FD}MB. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.</p> <p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczania ER dla JB_{OSD} uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p>	Stoen Operator Sp. z o.o.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 38.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p> <p>Propozycja zapisu 11.7.1 p. (5):</p> <p>„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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”</p>		
63.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po m+15) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd proponujemy następujące brzmienie ppkt. (1) – (6) w pkt.15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Każdy OR lub OSDp, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach albo wyznaczonych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.</i></p>	<p>Stoen Operator Sp. z o.o.</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 39.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie wykryta przez OSP.</p> <p>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</p> <p>(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, w tym danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.</p> <p>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 $m+15$.</p> <p>W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania $m+15$), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</i></p> <p><i>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</i></p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W szczególności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń. Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt 15.5 ppkt 5, mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.		
64.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	<p>Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn (na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2. (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p>	Stoen Operator Sp. z o.o.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 40.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.		
65.	25(3)	Wykluczenie zapisu definiującego JGA jako jednostkę złożoną z zasobów przyłączonych do jednego węzła sieci przesyłowej lub 110 kV lub 110kV/SN. Zapis istotnie ograniczy możliwości agregacji podmiotów do końca 2024 roku.	Enspirion Sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Przepis przejściowy ograniczający możliwość agregacji zasobów z różnych lokalizacji w ramach JGA i JGZ3, w okresie roku od wejścia w życie nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji pkt 25(3) – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), jest konieczny, w celu uzyskania czasu niezbędnego na rozbudowę w przedmiotowym zakresie systemów informatycznych OSP wspierających realizację procesów RB.
66.	2.2	Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MB _w ” poprzez nadanie jej następującej treści: „MB _w – F _D MB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”. <u>Uzasadnienie:</u> Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.	PGE Dystrybucja S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
67.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MBw” – pkt 2.2 WDB.</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>
68.	3.7.2(2.1)-(2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.		
69.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB 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.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRiESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).</p>	<i>PGE Dystrybucja S.A.</i>	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.
70.	11.7.1(4)-(5)	Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczania ER dla $J_{B_{OSD}}$. Brak tych danych pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe wyznaczenie wszystkich $F_{D_{MB}}$. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.	<i>PGE Dystrybucja S.A.</i>	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 38.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczenia ER dla JB_{OSD} uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p> <p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p> <p>Propozycja zapisu 11.7.1 p. (5):</p> <p>„Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej d są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczenia 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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”</p>		
71.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po m+15) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd proponujemy następujące brzmienie ppkt. (1) – (6) w pkt.15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Jeżeli w wyniku postępowania reklamacyjnego prowadzonego przez OSDp, dotyczącego danych</i></p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 39.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>pomiarowych FDMB przekazywanych na Rynek Bilansujący zajdzie potrzeba korekty tych danych, właściwy OR lub OSDp może wnioskować do OSP o korektę rozliczeń.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza posiadane informacje na temat przyczyny korekty.</i></p> <p><i>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie stwierdzona przez OSP.</i></p> <p><i>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</i></p> <p><i>(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 ze zgłoszenia wskazanego w pkt. 2. Rozliczenia dla dekad miesięcy kalendarzowych są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca m jest</i></p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wykonywana w miesiącach $m+2$, $m+4$, $m+8$ oraz $m+15$. W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania $m+15$), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</p> <p>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W szczególności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń. Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt 15.5 ppkt 5, mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.</p>		
72.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	<p>Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn (na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2. (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli</p>	PGE Dystrybucja S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 40.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p> <p>W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.</p>		
73.	3.3.4(23)	<p>Uwaga: „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 parę tych zasobów kombinacji tych zasobów, kiedy jest to uzasadnione technologicznie”.</p> <p>Uzasadnienie: Taki zapis umożliwi tworzenie Jednostek Grafikowych dla ESP analogicznie do zasad zgodne którymi działa to obecnie. Przykładowo dla ESP Dychów, obecnie w ten sposób utworzone są dwie JG, każda z nich utworzona jest z dwóch pomp i jednego hydrozespołu ze względu na to, iż pracują na jednym rurociągu derywacyjnym – uwarunkowanie technologiczne.</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W celu uwzględnienia przypadku, o którym mowa w uwadze, na koniec pkt 3.3.4(23) nowych WDB dodano „albo innej kombinacji tych zasobów, jeżeli jest to uzasadnione uwarunkowaniami technologicznymi pracy tych zasobów”.</p>
74.	7.1(7)	<p>Uwaga: „Wymagania techniczne dla JG świadczących usługi bilansujące określa IRiESP załącznik nr 2 do WDB.”</p> <p>Uzasadnienie: Załącznik nr 2 do WDB nie określa wymagań technicznych.</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Pkt 3 załącznika nr 2 do nowych WDB określa uwarunkowania formalne i techniczne jakie zasób lub grupa zasobów tworzących JG powinna spełniać. W szczególności pkt 3(1.7) tego załącznika wskazuje</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				IRiESP jako jeden z dokumentów określających wymagania techniczne, które muszą być spełnione.
75.	7.5(7.2), 7.5(9.2)	Uwaga: „Praca lub gotowość do pracy (postój w przypadku magazynu energii) JG z poprawną realizacją aktywacji mFRRdG lub mFRRdD na polecenie OSP.” Uzasadnienie: Rezerwa mocy może być realizowana z dowolnego stanu, jeśli wykonanie jest poprawne i zgodne z wymaganiami kształtu przejścia mocy.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Pkt 7.5(7.2) i 7.5(9.2) nowych WDB dotyczą poprawnej realizacji aktywacji mFRRd ^G lub mFRRd ^D , czyli pracy JG mającej na celu poprawne wykonanie tych usług. Obowiązek utrzymania gotowości JG do aktywacji mFRRd ^G lub mFRRd ^D jest zawarty w pkt 7.5(7.1) i 7.5(9.1) nowych WDB.
76.	8.6.2(6.5)	Uwaga: „Moce dyspozycyjne dla JG innych niż JGA i JG _M są zawsze nieujemne; Uzasadnienie: Jednostka grafikowa magazynu ma moce ujemne dla pompowania/ładowania się.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> W nowych WDB przyjęto, że dla JG _M moce dyspozycyjne zarówno dla kierunku generacji jak i poboru są nieujemne. Moc obciążenia JG _M pracującej w kierunku poboru jest ujemna i jej wartość bezwzględna powinna zawierać się pomiędzy mocą minimalną i maksymalną dyspozycyjną JG _M w kierunku poboru.
77.	8.6.5(2.2.d), 8.6.5(2.2.e)	Uwaga: „W przypadku stanu JGM1 równego UG: musi zawierać się pomiędzy mocą minimalną a mocą maksymalną JGM1 w kierunku generacji; oraz” Uzasadnienie: Uruchomienie magazynu energii nie musi być realizowane do minimum technicznego (byłoby to rozwiązanie szkodliwe i ekonomicznie nieuzasadnione). W ramach uruchomienia Magazyn energii może kończyć proces uruchamiania na dowolnej mocy pomiędzy min a max. Celem tej zmiany też jest umożliwienie świadczenia rezerw mocy (FCR, aFRR i RR) tuż po OREB w którym nastąpiło uruchomienie. Dodatkowo jest to ekonomicznie nieuzasadnione dla Magazynów energii, które są zasobem o ograniczonym potencjale - stan naładowania magazynu – bezzasadna strata	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Wprowadzona została możliwość zakończenia uruchamiania JG _{M1} w kierunku generacji na dowolnym poziomie mocy pomiędzy mocą minimalną i maksymalną dyspozycyjną JG _{M1} w kierunku generacji. Analogiczną zmianę wprowadzono dla uruchamiania JG _{M1} w kierunku poboru. Pkt 8.6.5(2.2.d) i 8.6.5(2.2.e) nowych WDB zostały odpowiednio zmienione. Konieczność osiągnięcia co najmniej mocy minimalnej dyspozycyjnej na koniec uruchomienia oznacza, że biorąc pod uwagę zasady, o których mowa w pkt 8.6.2(6.3)-(6.4) nowych WDB, JG _{M1} nie może pracować poniżej mocy minimalnej dyspozycyjnej. Dlatego pkt 8.6.5(3)-(4) i 8.6.5(8)-(9) nowych WDB zostały odpowiednio zmienione.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		kwadransów na „podjazd” mocy w kolejnym OREB do mocy zadanej.		<p>W związku z możliwością zakończenia uruchamiania JG_{M1} na dowolnym poziomie mocy dopuszczalnym ze względu na dyspozycyjność JG_{M1} zostały też zmienione zasady aktualizacji PPZ dla JG_{M1}, określone w pkt 10.6.3(9.2.b) nowych WDB, aby uwzględnić potrzebę zmiany grafiku obciążenia dla OREB, dla którego stan jest równy U^G albo U^P, w przypadku zmiany dyspozycyjności JG_{M1}.</p> <p>Dodatkowo, możliwość zmiany mocy obciążenia JG_{M1} w stanie U^G i U^P bez zmiany jej stanu oznacza, że w tych stanach JG_{M1} może świadczyć usługę RR. W związku z tym w nowych WDB zmieniony został pkt 8.6.5(15.4) i dodane zostały pkt 8.6.5(15.10.e) i 8.6.5(15.10.f).</p> <p>Przedmiotowe zmiany zostały też uwzględnione w algorytmach optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG. W załączniku nr 1 do nowych WDB zmieniono definicje oznaczeń $P_{jt}^{GenMinK}$ i $T_{jt}^{GenMinK}$, usunięto oznaczenia $P_{jt}^{PobMinK}$ i $T_{jt}^{PobMinK}$, zmieniono pkt 7.1.4(2.2) i 7.1.4(4), a także zmodyfikowano numery wzorów (Z.7.42)-(Z.140) na odpowiednio (Z.7.38)-(Z.136).</p>
78.	8.6.5(2.3.f.iii)	<p>Uwaga: wykreślić punkt</p> <p>Uzasadnienie: Bezzasadna strata kwadransów. Jest to ekonomicznie nieuzasadnione dla Magazynów energii, które są zasobem o ograniczonym potencjale - stan naładowania magazynu. Techniczne możliwości pozwalają zmienić stan pracy szybciej – bardzo często w sposób skokowy. Operator dopuszcza zmianę stanu w sposób skokowy tylko przy wyłączaniu zasobu, a nie dopuszcza uruchamiania zasobu w sposób skokowy, co jest możliwe technicznie.</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W etapie II reformy RB utrzymano obecnie funkcjonujący graf stanów dla magazynów energii, zgodnie z którym nie jest możliwe przejście z pracy w jednym kierunku do pracy w przeciwnym kierunku bez wcześniejszego odstawienia skutkującego wyzerowaniem mocy obciążenia. Odzwierciedlenie tego w procesie planowania odbywającym się z ziarnem 15 minut wymaga, aby pomiędzy okresami pracy w przeciwnych kierunkach był co najmniej jeden</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<p>kwadrans, w którym moc generacji i poboru magazynu energii są równe 0 MW.</p> <p>Warunek określony w pkt 8.6.5(2.3.f.iii) zapewnia, że rozpoczęcie pracy wymuszonej w kierunku poboru z ujemną mocą obciążenia może nastąpić jedynie, jeżeli wcześniej JG_{M1} już pracowała w kierunku poboru albo została uruchomiona do pracy w kierunku poboru. Bezpośrednie przejście z postoju (stanu R) do pracy wymuszonej z ujemną mocą obciążenia jest niedopuszczalne.</p>
79.	8.6.5(2.5), (2.6), (2.7)	<p>Uwaga: Suma się nie zgadza</p> <p>Uzasadnienie: Potencjał odbioru i potencjał dostawy co do zasady jest \geq niż pojemność MEE albo ESP, co wynika ze sprawności cyklu (ok 75%). Proponujemy odpowiednie dostosowanie założeń</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Potencjał dostawy i odbioru określone w zgłoszeniu programu pracy dla JG_{M1} mają znaczenie zdefiniowane w pkt 8.6.1(6.5) i 8.6.1(6.6) nowych WDB. Suma potencjału dostawy i odbiorów, tj. suma maksymalnego możliwego odpowiednio zmniejszenia i zwiększenia stanu naładowania magazynu nie może być większa niż pojemność MEE albo ESP.</p> <p>W przypadku pracy JG_M w kierunku poboru wykorzystanie potencjałów dostawy i odbioru uwzględnia współczynnik sprawności MEE albo ESP (pkt 8.6.1(8) i 8.6.1(11) nowych WDB).</p>
80.	8.6.5(2.12)	<p>Uwaga: „Stan JG_{M1} musi być równy <i>PP</i> albo <i>PG</i> albo <i>R</i>, jeżeli dla danego OREB $ZWP \neq 0$;”</p> <p>Uzasadnienie: Powinien być dodany stan postoju lub wyrzucenie informacji o dopuszczalnych stanach ponieważ można sobie wyobrazić plan pomiarów obejmujący zmiany stanów w tym przejścia z pracy w jednym kierunku do drugiego.</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Wartość $ZWP \neq 0$ oznacza pracę wymuszoną, w ramach której nie są wyróżniane stany postoju i uruchamiania, a jedynie kierunek pracy: generacja albo pobór. W przypadku $ZWP = 2$ JG_{M1} ma wymuszony stan pracy w kierunku określonym przez stan P^G albo P^P, który w procesie planowania nie może być zmieniony przez OSP. W przypadku $ZWP = 1$ JG_{M1} może mieć dodatnią, ujemną albo zerową moc obciążenia, która nie może być zmieniona w procesie planowania przez OSP. Dodatkowo, dla spójności z</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				przypadkiem ZWP $\neq 1$, również dla ZWP = 1 jest określany stan JG_{M1} , który dla dodatniej albo ujemnej mocy obciążenia musi być równy odpowiednio P^G albo P^P , a w przypadku zerowej mocy obciążenia może być równy P^G albo P^P .
81.	8.6.5(15.3)	Uwaga: wykreślić punkt Uzasadnienie: Magazyn energii może świadczyć usługi od razu po zmianie stanu pracy. Może się uruchamiać wielokrotnie i nie musi czekać OREB-u aby świadczyć rezerwę mocy.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> W celu świadczenia mFRRd w danym OREB JG_{M1} nie może być w usztywnieniu w poprzednim i następnym OREB, aby móc odpowiedzieć na aktywację mFRRd zgodnie z oczekiwaną krzywą odpowiedzi wynikającą z produktu standardowego mFRRd.
82.	8.6.5(15.13), 8.6.5(15.14)	Uwaga: wykreślić punkt Uzasadnienie: Niezrozumiałe postanowienie ograniczające możliwość pracy magazynu ze względu na świadczenie rezerwy mocy w jednym OREB.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Warunki zdefiniowane w pkt 8.6.5(15.13) nowych WDB mają na celu zapewnienie wymaganych zgodnie z definicją produktu standardowego mFRRd na potrzeby świadczenia tej mocy bilansującej w danym OREB wielkości mocy na początku i na końcu danego i następnego OREB oraz na końcu poprzedniego OREB i na początku drugiego OREB następującego po danym OREB. Warunek zdefiniowany w pkt 8.6.5(15.14) nowych WDB ma na celu wykluczenie możliwości świadczenia usługi mFRRd ^P związanej z pracą w kierunku poboru w danym OREB, jeżeli w danym lub trzech sąsiednich OREB jest świadczona usługa mFRRd ^G związana z pracą w kierunku generacji, tak aby aktywacja mocy bilansujących mFRRd nie doprowadziła do tego, że w tym samym OREB JG_{M1} pracuje zarówno w kierunku generacji jak i poboru.
83.	8.6.5(15.15.a .i)	Uwaga: wykreślić punkt lub wykreślić fragment „bez zmiany jej stanu”	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Ze względu na wymogi czasowe w algorytmie rozdziału obciążeń, w ramach którego następuje aktywacja

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Uzasadnienie: Rezerwa mocy może być realizowana z dowolnego stanu, jeśli wykonanie jest poprawne i zgodne z wymaganiami kształtu przejścia mocy – czyli przejścia poprawnego kwalifikacji wstępnej w ramach świadczenia danej rezerwy mocy. W punkcie mowa jest o JGM1, a nie o JGW1</p>		<p>energii z RR, stany JG nie są zmieniane. W związku z tym wykorzystanie RR jest możliwe jedynie poprzez zmianę BPP bez zmiany stanu JG.</p>
84.	8.6.11(2.6)	<p>Uwaga: wykreślić punkt</p> <p>Uzasadnienie: Istnieją rozwiązania technologiczne, które dopuszczają taki tryb i był on przez PSE praktykowany historycznie. Punkt ten powinien być usunięty, a dopuszczalność tego typu ograniczenia powinna być określona jako ograniczenie elektrowniane na poziomie Umowy Przesyłania. Dodatkowo możliwość pracy na zwarcie hydrauliczne może być dużym źródłem rezerw mocy w tym rezerw po stronie ujemnej. Czy Operator sam sobie nie ogranicza możliwości pozyskania rezerw mocy, a uczestnikom posiadającym takie zasoby źródła potencjalnego przychodu?</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Ograniczenia zabezpieczające przed pracą na zwarcie hydrauliczne zostały uwzględnione w zasadach RB zgodnie z informacją, przekazaną przez właścicieli ESP aktywnych na RB podczas wdrażania etapu I reformy RB, że taka praca jest niedopuszczalna.</p> <p>Ewentualna potrzeba zmiany zasad w przedmiotowym zakresie będzie przedmiotem analiz w ramach dalszego rozwoju zasad RB.</p>
85.	8.6.11(2.7)	<p>Należy dodać również warunek na minimalny czas pomiędzy zmianą stanu dla całego magazynu niezależnie od JG z nim współpracujących. Często niedopuszczalne są odstawienia Pompy i uruchomienia Generacji na innym HZ bez wymaganej (krótkiej) przerwy</p>	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Podany w uwadze przykład braku możliwości uruchomienia do generacji JGM1 po wcześniejszym odstawieniu z pracy w kierunku poboru innej JGM1 danej ESP bez wymaganej przerwy może być zapewniony przez określenie odpowiedniego minimalnego czasu pomiędzy zmianami stanów JGM1 danej ESP, którego uwzględnienie w zgłoszeniu programu pracy jest sprawdzane w warunku określonym w pkt 8.6.11(2.7) nowych WDB.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
86.	14.4.2(3.2)	Rozliczenie energii aktywowanej na platformie RR – dostrzegamy ryzyko występowania nieprawidłowych sygnałów cenowych w sytuacji, w której cena na platformie RR kształtowana jest przez oferty zawierające komponent COR, natomiast jednostki, których oferty zostały aktywowane na platformie RR z zakontraktowanych mocy bilansujących nie otrzymują płatności z tytułu rezerwy operacyjnej. W związku z tym postulujemy, aby cena za dostarczoną moc bilansującą uwzględniała cenę rezerwy operacyjnej.	PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Nabycie mocy bilansującej w górę wiąże się z wynagrodzeniem dla DUB za tą moc bilansującą, ale jednocześnie w zakresie tej mocy nie jest już należna płatność za rezerwę operacyjną (również w ramach rozliczenia energii bilansującej aktywowanej z tej mocy).</p> <p>Cena energii bilansującej uwzględnia komponent COR i jest stosowana dla energii aktywowanej z mocy, która nie została nabyta przez OSP. Komponent COR jest odejmowany w rozliczeniu energii bilansującej aktywowanej z mocy w górę, która została nabyta przez OSP. Takie podejście jest stosowne dla rozliczeń energii bilansującej aktywowanej na platformie RR oraz poza platformą RR.</p>
87.	3.3.4(19.5)	Doceniamy fakt, że nowe przepisy dają DUB możliwość posiadania JG ze sterowanymi odbiorami (SO). Niemniej jednak szkoda, że wprowadzono pewne ograniczenia w możliwości agregacji zasobów. W szczególności, definicja JGO nie obejmuje wielu/zagregowanych odbiorów, a definicja JGA ogranicza agregację do co najmniej dwóch rodzajów zasobów spośród wytwarzania (MWE), magazynowania (MEE) i odbiorów (SO). Korzyści, jakie DUB może przynieść nowemu polskiemu rynkowi bilansującemu, można wykorzystać w maksymalnym stopniu tylko wtedy, gdy odbiorcy będą mogli uczestniczyć w tym rynku, a zasoby będą mogły być agregowane w bardziej swobodny sposób, z zachowaniem wymogów technicznych dla usług bilansujących. Sugerowalibyśmy korektę tych zapisów, aby umożliwić agregację więcej niż jednego odbioru sterowanego, a także agregacji odbiorów,	Sympower B.V	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Nowe WDB nie ograniczają możliwości utworzenia JGA składającej się wyłącznie z dwóch lub więcej sterowanych odbiorów czy też z dwóch lub więcej zasobów innego typu. Jednoznacznie określa to pkt 3.3.4(19.5.b) nowych WDB: „W skład JGA wchodzi co najmniej dwa zasoby dowolnego typu: MWE, MEE lub SO, ...”.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		magazynów i jednostek wytwórczych (np. małych jednostek kogeneracyjnych)..		
88.	Załącznik nr 2 – 7	<p>Obawiamy się, że procedura kwalifikacji zasobu lub grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej może być zagrożona przez proces składania wniosków do OSD. W przypadku podjęcia przez OSD decyzji o zakwalifikowaniu mniejszej ilości mocy niż wnioskowana we wniosku, OSD powinien przekazać OSP szczegółową analizę uzasadniającą wyniki weryfikacji. Po przekazaniu analizy, w przypadku jej negatywnego wyniku, OSP może zwrócić się do OSD o przeprowadzenie dalszych analiz i przedstawienie uzasadnienia wyników weryfikacji.</p>	Sympower B.V	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Proces kwalifikacji zasobu albo grupy zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej prowadzi OSP we współpracy z OSDp (oraz z OSDn poprzez OSDp).</p> <p>OSD ponosi pełną odpowiedzialność za rzetelne przeprowadzenie analizy w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób albo grupę zasobów przyłączoną do jego sieci, ze względu na uwarunkowania pracy tej sieci.</p> <p>Zgodnie z pkt 7.2(5.1) załącznika nr 2 do nowych WDB, w przypadku ograniczenia lub wyłączenia możliwości świadczenia wnioskowanych usług bilansujących, OSDp ma obowiązek przekazania do OSP analizy uzasadniającej wynik weryfikacji. OSP, zgodnie z pkt 7.2(6) załącznika nr 2 do nowych WDB, przesyła do podmiotu reprezentującego zasób uzasadnienie ograniczenia lub wyłączenia możliwości świadczenia usług bilansujących. OSP nie ma możliwości zweryfikowania analizy wykonanej przez OSD, tym samym nie ma podstaw do ewentualnego podważenia wyników tej analizy. Podmiot reprezentujący zasób może zwrócić się do właściwego OSD o dodatkowe wyjaśnienia.</p>
89.	2.2	<p>Proponujemy korektę objaśnienia skrótu „MB_w” poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„MB_w – FD_{MB}, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujących MWE lub należących do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujących MEE”.</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p>		
90.	3.3.2(5.2b)	<p>Proponujemy doprecyzowanie treści lit. (b) poprzez nadanie jej następującej treści:</p> <p>„W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej reprezentujące MWE lub PPE należące do URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej reprezentujące MEE.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zmiana mająca na celu doprecyzowanie zapisu poprzez uwzględnienie grupy URD posiadających magazyny energii elektrycznej (MEE). Zmiana zgodna z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), w którym wykorzystywane jest wyrażenie „posiadacz magazynu energii elektrycznej”.</p> <p>Uwaga zgodna z uwagą zgłoszoną w odniesieniu do proponowanej zmiany objaśnienia skrótu „MB_w” – pkt 2.2 WDB.</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 33.
91.	3.6.2(5.1)	W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby bilansowania handlowego, proponujemy pozostawienie dotychczasowego terminu na	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>przekazanie OSP informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego, tj. proponujemy usunięcie wyrażenia „do godziny 9.00”.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Uważamy za zasadne utrzymanie dotychczas obowiązującego terminu na przekazanie OSP przez OSDp informacji o dacie rozpoczęcia lub dacie zakończenia bilansowania handlowego. Zgodnie z obecnie obowiązującymi WDB OSDp mogą przekazać przedmiotową informację „w możliwie najwcześniejszym terminie przed tymi datami lecz nie później niż w dniu poprzedzającym”. Proponujemy zachować ten termin, gdyż OSDp mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt. 3.6.2 ppkt (5).</p>		
92.	3.7.2(2.1)-(2.2)	<p>W zakresie zarządzania konfiguracją RB na potrzeby związane ze świadczeniem usług bilansujących, proponujemy korektę terminu na przekazanie OSP informacji o zmianie przyporządkowania zasobów URD do POB na potrzeby bilansowania handlowego na RB, tj. proponujemy w pkt (2.1) i (2.2) usunięcie wyrażenia „do godz. 9.00”.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Proponujemy korektę terminu, gdyż OSDp, ale również OSP, mogą nie posiadać stosownej wiedzy do godz. 9:00 dnia poprzedzającego, aby zrealizować obowiązek wskazany w pkt 3.7.2 ppkt (2.1) i (2.2). W szczególności może to dotyczyć zmiany POB dla URD w przypadku konieczności uruchomienia sprzedaży rezerwowej bądź zaprzestania świadczenia usług przesyłania dla POB.</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 35.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
93.	4.3(1.5)	<p>Proponujemy usunąć pkt (1.5), tj. usunąć z WDB obowiązek zawierania przez DUB 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.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Uważamy za nadmiarowe zawieranie dedykowanej umowy o świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy OSD a DUB, gdyż stosowne uregulowania dotyczące wykonywania funkcji dostawcy usług bilansujących powinny zostać zawarte w IRiESD. Co więcej w opiniowanym projekcie WDB zawarte są postanowienia w zakresie dotyczącym współpracy pomiędzy OSD a DUB, które odnoszą się do IRiESD, np. pkt 3.7.1 (8) lub pkt 3.7.2 (2.1) lit. (b).</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.
94.	11.7.1(4)-(5)	<p>Propozycja zapisu pkt. 11.7.1 (5):</p> <p>„Dane pomiarowe z FRP dla doby handlowej d są udostępniane w trybie podstawowym wyznaczenia 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 od 8.00 do 12.00 w dobie d+5.”.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Konieczne jest dodanie trybu d+4 w godzinach np. od 0.00 do 7.00, tak aby OSDp mógł pozyskać dane od OSP poprzez WIRE z FRP, którymi OSP nie dysponował w systemie w dobie d+2, a które pozyskał np. w dobie d+3 lub d+4 i uwzględni w trybie d+4 do wyznaczenia ER dla JB_{OSD}. Brak tych danych pomiarowych uniemożliwia dla OSDp prawidłowe</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 38.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wyznaczenie wszystkich F_{DMB}. Chodzi o przypadki np. przyłączenia farm wiatrowych na granicy stron, gdzie pomiar posiada tylko OSP i wytwórca, a OSDp pozyskuje te dane poprzez WIRE od OSP.</p> <p>Analogiczna sytuacja dotyczy statusów danych pomiarowych, gdzie w przypadku udostępnienia przez OSP po trybie d+2 danych ze statusem niepoprawnym, OSDp nie ma możliwości odpytania się o te dane w trybie d+4, a OSP do wyznaczania ER dla $J_{B_{OSD}}$ uwzględni np. dane ze statusem innym niż udostępnionym po d+2 dla OSDp, np. ze statusem poprawnym.</p> <p>Istniejący tryb d+5 jest trybem zbyt późnym, który umożliwia skorygowanie danych przez OSDp dopiero w trybie korekty m+2.</p>		
95.	15.5	<p>Proponujemy rozszerzenie treści WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie, w tym OSDp, poprzez doprecyzowanie, że korekty rozliczeń (po upływie okresu korygowania, tj. po m+15) są realizowane także w przypadku nieprawidłowości lub błędów w uprzednio przekazanych OSP danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, które spowodowały niewłaściwe wyznaczenie ilości dostaw energii elektrycznej dla poszczególnych POB. Stąd proponujemy następujące brzmienie ppkt. (1) – (6) w pkt.15.5 WDB:</p> <p><i>(1) Każdy OR lub OSDp, a poprzez niego również POB, w przypadku wykrycia jakichkolwiek nieprawidłowości w rozliczeniach albo wyznaczonych danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, powinien niezwłocznie powiadomić o tym OSP.</i></p> <p><i>(2) W tym celu OR lub OSDp przesyła do OSP zgłoszenie korekty rozliczeń albo korekty danych</i></p>	Enea Operator sp. z o.o.	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 39.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, w którym zamieszcza rodzaj błędu oraz wszystkie posiadane informacje na temat przyczyny wystąpienia błędu.</i></p> <p><i>(3) Po otrzymaniu przez OSP od OR lub OSDp zgłoszenia korekty rozliczeń albo korekty danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, 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 albo danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych zostanie wykryta przez OSP.</i></p> <p><i>(4) Korekty rozliczeń mogą dotyczyć wyłącznie zakończonych (rozliczonych) okresów rozliczeniowych, czyli takich, dla których upłynął termin płatności.</i></p> <p><i>(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, w tym danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych, lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności.</i></p> <p><i>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.</i></p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>W przypadku wystąpienia potrzeby dokonania korekt rozliczeń uznanych za ostateczne (po upływie okresu korygowania m+15), o których mowa powyżej, OSP na wezwanie POB zawrze stosowne porozumienia z podmiotem/podmiotami, których korekta dotyczy, w których zostaną ustalone zasady rozliczenia powstałego niezbilansowania dla okresu nieprzekraczającego okresu przedawnienia roszczeń wynikającego z Kodeksu Cywilnego. Dane pomiarowe do przedmiotowego porozumienia dostarcza właściwy OSD.</i></p> <p><i>(6) Korekty rozliczeń są wykonywane pomiędzy 1. a 15. dniem każdego miesiąca kalendarzowego na podstawie zgłoszeń nieprawidłowości, o których mowa w pkt (2), zgromadzonych i rozpatrzonych przez OSP do ostatniego dnia poprzedniego miesiąca.</i></p> <p>Proponujemy wprowadzenie analogicznych zmian również w pkt. 14.11.</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zasadne jest doprecyzowanie zapisów WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w przypadku, gdy stwierdzenie nieprawidłowości wpływającej na rozliczenia nastąpiło po okresie korygowania. W szczególności powyższe odnosi się do uwzględnienia korekty rozliczeń w przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w danych pomiarowych lub pomiarowo-rozliczeniowych przyjętych jako podstawa do rozliczeń energii niezbilansowania na Rynku Bilansującym. Zasadność dokonania ww. korekt wynika przede wszystkim z przepisów powszechnie obowiązujących odnoszących się m.in. do korygowania wystawionych faktur lub do przepisów związanych z przedawnieniami roszczeń.</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Jednocześnie wprowadzone zmiany, w szczególności dodanie zdania 4 i 5 do pkt. 15.5 ppkt (5), mają na celu doprecyzowanie postanowień WDB odnoszących się do korygowania rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie. Zgodnie z uwagą ogólną, w powyższych zapisach wprowadzono również korektę w terminie m+8.		
96.	Załącznik nr 2 – 11(1.1)	<p>Proponujemy dokonać korekty wzoru Wniosku o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (dalej „Wniosek”) poprzez rozszerzenie Tabeli nr 2 oraz legendy do tej tabeli o obowiązek podania zarówno OSDp (na potrzeby właściwego przekazania Wniosku przez OSP) jak i nazwy OSDn (na potrzeby prawidłowej obsługi Wniosku przez OSDp we współpracy z OSDn).</p> <p><u>Uzasadnienie:</u></p> <p>Zgodnie z zapisami Załącznika nr 2 dany OSDp, który realizuje obowiązki w zakresie współpracy z OSP dla OSDn, do którego sieci zasób jest przyłączony, uczestniczy w procesie kwalifikacji w zakresie weryfikacji możliwości świadczenia usług bilansujących przez zasób lub grupę zasobów mających wejść w skład JG. Tabela nr 2 Wniosku zawiera informacje m.in. o firmie OSDp, do którego sieci zasób jest przyłączony. Zgodnie z legendą do tej tabeli, w przypadku zasobów przyłączonych do sieci OSDn wystarczającym jest podanie nazwy firmy OSDp.</p> <p>Zgodnie z pkt. 7.2 ppkt (5) Załącznika nr 2 do WDB OSP przesyła wniosek do właściwego OSDp. Jeśli wniosek będzie dotyczyć zasobu przyłączonego do sieci OSDn, brak informacji o nazwie OSDn, dla którego dany OSDp realizuje obowiązek współpracy z</p>	Enea Operator sp. z o.o.	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 40.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>OSP znacząco utrudni, a niekiedy uniemożliwi właściwą obsługę Wniosku przez OSDp.</p> <p>W przypadku uwzględnienia ww. zmiany, stosownej korekty należy dokonać również w załączniku nr 1 do Wniosku, tj. we wzorze oświadczenia o umocowaniu DUB.</p>		
97.	1.2	<p>Użyto sformułowania „konwencjonalnych modułów wytwarzania energii” brak definicji. Proponujemy uzupełnić.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Nie wiadomo co oznacza konwencjonalny moduł wytwarzania energii, a przez to co miał na myśli autor. W EBGL jest podział wytwarzania na konwencjonalne i OZE. Historycznie były też jednostki niekonwencjonalne, np. jądrowe.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zgodnie z informacją zawartą w pkt 2.3 nowych WDB, dla celów WDB mają zastosowanie również definicje inne niż przywołane w pkt 2.3 nowych WDB, 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.</p> <p>Definicja konwencjonalnego modułu wytwarzania energii jest zawarta w IRiESP i brzmienie tej definicji jest następujące:</p> <p><i>konwencjonalny MWE – moduł wytwarzania energii wykorzystujący do wytwarzania energii elektrycznej paliwa (stałe, gazowe lub ciekłe) lub wodę.</i></p>
98.	2.3	<p>Brak definicji „Planu Pracy”. Proponujemy uzupełnić.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W tekście WDB siedem razy pojawia się odwołanie do „Planu Pracy”, pojęcia niezdefiniowanego. W ramach definicji prosba o wskazanie różnicy pomiędzy „Programem Pracy” czy „Grafikiem Obciążenia”.</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Użyte wyrażenie „plan pracy”, biorąc pod uwagę kontekst jego użycia, ma znaczenie „programu pracy”. Aby uniknąć ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych wprowadzone zostały następujące zmiany w nowych WDB:</p> <ul style="list-style-type: none"> • w pkt 1.2(1.3.b) wprowadzono programy pracy zamiast plany pracy; • w pkt 8.7.3(7.1), 8.7.3(7.2), 8.7.3(10.1)-(10.4), 10.3(25), 10.4(3.2) i 14.2.2(3) wprowadzono PPS zamiast plan pracy, planu pracy albo planie pracy.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				Dodatkowo brzmienie pkt 8.7.3(7.1), 8.7.3(7.2), 8.7.3(10.1)-(10.4) nowych WDB zostało skorygowane w celu poprawy czytelności postanowień zawartych w tych punktach.
99.	3.3.4(16)	<p>Proponujemy zastąpienie słowa „osiągalną” na „maksymalną”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W ramach reformy rynku bilansującego odchodzi się od mocy brutto (moc osiągalna jest mocą brutto) na rzecz mocy netto (moc maksymalna jest wartością netto)</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Przejsie na wielkości netto w procesie planowania pracy KSE jest jedną z wdrażanych zmian w nowym modelu RB. Jednakże sformułowanie „suma mocy osiągalnej” w punkcie 3.3.4(16) nowych WDB odnosi się do mocy osiągalnej, będącej wielkością brutto, zasobów wchodzących w skład JG. Jest to zgodne z § 20 rozporządzenia systemowego, który określa podstawowe zasady tworzenia JG, w tym w szczególności ust. 1 i 2 ww. paragrafu.</p>
100.	3.3.4(16.2)	<p>Podwyższenie mocy JG złożonych z wielu zasobów, proponujemy zmianę tego punktu na: „Nie większa niż 1000 MW, w przypadku JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Obecnie największy Jednostka Grafikowa ma powyżej 1000 MW. OSP nie powinien mieć problemów w zarządzaniu JG wielkości już istniejącej JG.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Moduły wytwarzania energii o dużej mocy są przyłączone do sieci przesyłowej i mają status JWCD, co oznacza, że muszą tworzyć indywidualne JG.</p> <p>Agregacja dotyczy mniejszych zasobów i moc JG utworzonej z kilku zasobów została podstawowo ograniczona do 50 MW, zgodnie z § 20 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia systemowego. W przypadku gdy po uzyskaniu doświadczeń z wdrożenia nowego modelu RB okaże się, że wielkość ta jest niewłaściwa, OSP zaproponuje zmianę WDB podwyższającą tą wielkość, co jest możliwe na podstawie § 29 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia systemowego.</p>
101.	3.3.4(21), 3.3.4(22)	<p>Proponujemy wykreślenie obu punktów.</p> <p>Uzasadnianie:</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Zapewnianie ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców o odpowiednich parametrach jakościowych wiąże się z koniecznością spełnienia uwarunkowań pracy sieci, czyli dopuszczalności przepływów mocy</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Sprzeczne z podstawowym założeniem dotyczącym agregacji. Zagregowane zasoby służą do płynnego zarządzania w ramach <i>selfdispatchingu</i></p>		<p>czynnej i biernej. Aby było to możliwe niezbędna jest informacja o warunkach pracy poszczególnych zasobów przyłączonych do sieci (wytwórczych, odbiorczych, magazynujących) oraz możliwości oddziaływania na pracę tych zasobów (bezpośredniej lub pośredniej), adekwatna do wpływu tych zasobów na pracę sieci.</p> <p>Agregacja zasobów przyłączonych do sieci prowadzi zarówno do utraty informacji o poszczególnych zasobach, jak i możliwości indywidualnego oddziaływania na te zasoby.</p> <p>Aby agregacja zasobów była możliwa na potrzeby świadczenia usług bilansujących i aby aktywacja zagregowanych zasobów na RB nie prowadziła do niedopuszczalnych rozplywów mocy, jest konieczne przekazywanie informacji jak aktywacja energii bilansującej JG utworzonej z kilku zasobów będzie realizowana w podziale na lokalizacje tych zasobów, istotne z perspektywy rozplywów mocy. Dzięki tej informacji OSP w procesach planowania pracy KSE ma możliwość uwzględnienia wpływu aktywacji na wielkości odbioru lub generacji w określonych lokalizacjach i uniknięcia aktywacji, które są niedopuszczalne ze względu na uwarunkowania pracy sieci.</p> <p>Ponadto wymaganie wprowadzające obowiązek przekazywania informacji jak aktywacja energii bilansującej JG będzie realizowana w podziale na lokalizacje jest zgodna z § 20 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia systemowego.</p> <p>Odnosząc się do kwestii przekazywania informacji o tym jak aktywacja energii bilansującej JG utworzonej z kilku zasobów rozkłada się na poszczególne JB, w których te zasoby są bilansowane, to informacja taka</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				jest konieczna dla poprawnego wyznaczenia korekt niezbilansowania tych JB i musi być określona w ofertach zintegrowanego procesu grafikowania zgodnie z § 21 ust. 4 rozporządzenia systemowego.
102.	3.5(10)	<p>Proponujemy skorygowanie tekstu tego punktu „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. Dodatkowo OSP i OSD nabywają usługi, w tym elastyczności, w celu likwidacji ograniczeń systemowych KSE.”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Zgodnie z „dyrektywą parlamentu europejskiego i rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE 2 rozporządzeniami” art. 32 ust 1. jest mowa o zamówieniach na usługi elastyczności ze względu m.in. na ograniczenia przesyłowe. Taki zapis jest zgodny w duchu dyrektywy jak i zamysłem projektowanych nowych rynków energii.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W przypadku gdy wdrożenie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 do polskiego porządku prawnego, w tym w zakresie elastyczności, będzie wymagało wprowadzenia zmian do nowych WDB, to OSP przedłoży do konsultacji społecznych stosowny projekt zmian WDB.</p>
103.	3.7.1(3)	<p>W przypadku nowej inwestycji, należy dopuścić aby Wykonawca mógł przeprowadzić kwalifikację wstępną.</p> <p>Uzasadnienie:</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Proces kwalifikacji dotyczy dostawcy usług bilansujących i jest prowadzony w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów jakie mają tworzyć JG.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		W procesie realizacji inwestycji, Inwestor wymaga od Wykonawcy aby spełnił wszystkie wymagania stawiane przez Operatora, a także żeby produkt (zasób) oddawany był kompletny wykonany pod klucz – czyli do przejęcia go do eksploatacji.		Powyższa zasada, tj. że proces kwalifikacji dotyczy dostawcy usług bilansujących, została wskazana w pkt 9 preambuły do rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195, i zasada ta wynika z art. 16 tego rozporządzenia.
104.	4.1(3), 4.1(4.2)	<p>Proponujemy rozważenie możliwości skreślenia tych punktów.</p> <p><i>4.1 (3) W zakresie wymagań wymienionych w pkt (2) POB nie powinni w szczególności zgłaszać USE dla JB nieodpowiadających planowanemu wytwarzaniu lub zapotrzebowaniu na energię elektryczną zasobów wchodzących w skład JB.</i></p> <p><i>4.1 (4) W zakresie wymagań wymienionych w pkt (2) DUB nie powinni w szczególności:</i></p> <p><i>(4.2) Zgłaszać programów pracy dla JG nieodpowiadających USE zgłoszonym dla JB, w ramach których zasoby wchodzące w skład JG są bilansowane handlowo na RB;</i></p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Wprowadzanie takiego zapisu chyba nie jest potrzebne w WDB. Dążenie do zbilansowania pozycji handlowej POB z sumą planów pracy DUB będzie motywowane mechanizmami rozliczeniowymi RB.</p> <p>W przypadku wielu ograniczeń technicznych (rampy, uruchomienia itp.) z pewnością wynikowe salda sumy programów pracy będą miały charakter godzinowo nieregularny. Zapewnienie w każdym przypadku odwzorowania tego profilu w ramach działań handlowych na handlowanych i płynnych instrumentach może nie być możliwe.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Uczestnicy rynku powinni zawierać transakcje handlowe sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej na hurtowym rynku energii elektrycznej, które odpowiadają planowanemu wytwarzaniu lub zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Zawarte transakcje powinny uwzględniać techniczne uwarunkowania jednostek wytwórczych je realizujących. Wchodzenie na RB z otwartą pozycją kontraktową czy też zawieranie transakcji handlowych, które nie mogą być technicznie zrealizowane, nie są strategiami pożądanymi. Rola rynku bilansującego powinna sprowadzać się przede wszystkim do bilansowania zdarzeń, które nie mogą być przewidziane i odpowiednio zarządzane przez uczestników rynku na rynkach wcześniejszych.</p> <p>Zgodnie z powyższym wskazane w uwadze punkty określają niepożądane zachowania, niezależnie od tego, że mechanizmy rozliczeń RB powinny zachęcać uczestników rynku do pożądanego zachowań na RB.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 95.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
105.	4.3(2.18)	<p>Uzupełnić ten punkt o JGZ3 i JGA</p> <p>„Informację, w formie oświadczenia DUB, o rodzaju i wartości wsparcia przysługującego właścicielom zasobów reprezentowanych w JGW1, JGW2, JGZ1, JGZ2, JGZ3, JGA należących do DUB:”</p> <p>Uzasadnienie W zestawieniu jednostek grafikowych brakuje JGZ3 i JGA.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W przypadku JG_{Z3} i JG_A ceny CWD/CWO są wyznaczone wyłącznie w oparciu o ceny CEB^{PP} i CSDAC pomniejszone o COR, zgodnie z pkt 14.9.3 nowych WDB. Nie ma potrzeby przekazywania informacji dotyczących wsparcia przysługującego właścicielom zasobów reprezentowanych w tych JG.</p>
106.	4.3(3.1)	<p>W tym punkcie również brakuje JGZ3 i JGA, proponujemy uzupełnić.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Niekompletny zestaw jednostek grafikowych</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 105.</p>
107.	4.3(5)	<p>Proponujemy skrócić termin zgłoszeń aktualizacyjnych z 15 dni kalendarzowych do 5 dni roboczych.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Weryfikacja i wprowadzenie zaktualizowanych danych nie wymagają tak długiego okresu.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 96.</p>
108.	4.3(6.2), 4.3(7.2), 4.3(14)	<p>Proponujemy wykreślić punkty (6.2.) i (7.2.), a z (14) wykreślić sformułowanie o uzasadnieniu.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Uzasadnienia dokonywania aktualizacji nie powinny być sporządzane, nie wnoszą informacji istotnych dla rynku.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 96.</p>
109.	4.3(15.4a)	<p>Proponujemy odejście od zasady ustalania wskaźnika emisyjności CO₂ i przejście na dane księgowo z wykonania w danym m-cu, tak jak to jest z kosztami paliwa.</p> <p>Uzasadnienie:</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Wyznaczanie jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO₂ na podstawie raportu audytora uprawnionego do weryfikacji rocznych raportów z emisji CO₂ sprawia, że wszyscy wytwórcy</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		W przypadku wytwórców stosujących jako paliwo podstawowe mieszankę węgla i biomasy, charakteryzującej się zmiennym udziałem biomasy w strumieniu paliwa, stosowanie jednostkowego wskaźnika emisyjności w zakresie CO ₂ z ostatnio zatwierdzonego rocznego raportu o emisji CO ₂ , czyli danych odzwierciedlających średni udział biomasy w strumieniu paliwa w latach ubiegłych, powoduje nieadekwatne naliczanie kosztów uprawnień do emisji CO ₂ w rozliczeniach z RB opartych na wymuszonej dostawie/wymuszonym odbiorze energii.		przyjmują dane do wyliczenia wskaźników, które zostały wyznaczone na tych samych zasadach oraz potwierdzone przez niezależnego audytora. Zapewnia to większą transparentność. Ponadto wytwórcy nie muszą tworzyć dodatkowych raportów, gdyż korzystają z danych, które są przekazywane w ramach obowiązku raportowania EU ETS.
110.	6.1(1.4)	Rozszerzyć zakres podmiotów zwolnionych z zabezpieczeń na RB przez dodanie punktu „(1.4) URB którego zasób jest JWCD z ZAK=1” Uzasadnienie: Zasoby o ZAK=1 podlegają pełnemu dysponowaniu przez Operatora, w związku z tym biznesowo nie są w stanie przewidzieć jakie polecenie wyda im OSP i jakimi rozliczeniami na RB będzie to skutkowało, a w związku z tym nie powinny być zmuszane do przekładania zabezpieczenia w wysokości, której nie są w stanie przewidzieć.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> DUB, który świadczy usługi bilansujące na RB z wykorzystaniem MWE posiadającego status JWCD, zgodnie z pkt 6.2(4.2) nowych WDB, może ustanowić zabezpieczenie 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. W przypadku gdy DUB nie jest właścicielem majątku MWE posiadającego status JWCD przedkładany weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową musi być poręczony przez właściciela ww. majątku. Skorzystanie z powyższej możliwości adresuje problem wskazany w uwadze.
111.	6.5(3.3)	Podpunkt (3.3) dla uzyskania możliwości obniżenia zabezpieczenie wymaga, poza brakiem zaległości w zapłacie składek na ubezpieczenie społeczne oraz podatków, dodatniego wyniku finansowego Spółki w okresie ostatnich czterech kwartałów.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Przyznanie współczynnika „k” obniżenia wymaganego zabezpieczenia Z _{RB} powoduje, że po stronie OSP powstaje ryzyko finansowe wynikające z faktu, że część bieżącego salda rozliczeń na RB nie jest pokryte ustanowionym zabezpieczeniem finansowym. Dla

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Wnosimy o usunięcie z tych wymagań podpunktu (3.3) i przyjęcie kryterium braku zaległości w płatnościach na rzecz PSE gdyż to w głównej mierze powinno stanowić kryterium przyznania współczynnika „k”, a nie wynik finansowy spółki. Wynik finansowy spółki energetycznej determinuje szereg zmian regulacyjnych i uwarunkowań gospodarczych, na które wytwórca nie jest w stanie w krótkim czasie zareagować.</p>		<p>współczynnika $k=0,5$ ryzyko to może sięgać blisko 50% bieżącego salda rozliczeń na RB.</p> <p>W związku z powyższym, OSP w celu oceny i cyklicznego monitorowania ww. ryzyka finansowego potrzebuje wglądu do aktualnych danych finansowych przedsiębiorstwa wyrażonych w dokumentach wskazanych w pkt 6.5(3) nowych WDB.</p>
112.	7.5(7.1)	<p><i>(7) Przedmiotem zakupu przez OSP w ramach RMB (w trybie podstawowym) jest:</i></p> <p><i>(7.1) Moc JG zarezerwowana na potrzeby świadczenia mocy bilansującej mFRRdG lub mFRRdD, w zakresie której DUB jest zobowiązany utrzymywać gotowość do aktywacji mFRRdG lub mFRRdD w ilości energii bilansującej wynikającej z maksymalnych nabytych w ramach RMB wielkości odpowiednio mFRRdG lub mFRRdD w OREB w dobie handlowej trwających łącznie 2 godziny; oraz</i></p> <p>W jaki sposób DUB powinien określić poziom naładowania w dobie d w momencie podejmowania decyzji o ofertowaniu mocy w ramach trybu podstawowego (d-1)? Aby móc utrzymać gotowość do aktywacji mFRRdG lub mFRRdD DUB musi zapewnić odpowiedni poziom naładowania magazynu. Poziom ten jednak może zostać diametralnie zmieniony poprzez działania OSP do końca doby d-1. Czy możemy przyjąć, iż właściwym poziomem odniesienia będzie ten, który wynika z przesłanych PP dla doby d-1?</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Poziomem naładowania magazynu JG_{M1} i JG_{M2} na potrzeby świadczenia mocy bilansujących zarządza DUB.</p> <p>DUB udostępnia OSP potencjał dostawy i potencjał odbioru, które łącznie tworzą magazyn OSP. Udostępniane potencjały nie muszą odpowiadać całej pojemności magazynu. Ponadto poprzez odpowiednie działania na rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego oraz ceny w ofertach na energię bilansującą DUB może wpłynąć na zwiększenie bądź obniżenie poziomu naładowania magazynu. Dzięki takiemu podejściu DUB jest w stanie zapewnić odpowiedni poziom naładowania magazynu dla potrzeb świadczenia mocy bilansujących.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
113.	7.7	<p>Brakuje regulacji o wielkościach rezerwy w dół. Proponujemy dodać/napisać rozdział o tytule „Wymagana wielkość rezerwy mocy w dół”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Zgodnie z decyzją Prezesa URE z dnia 27 czerwca 2022 r w sprawie zatwierdzenia dokumentów o nazwach „Zasady określania wielkości rezerw odbudowy częstotliwości (FRR)” oraz „Środki mające na celu ograniczenie uchybu regulacyjnego częstotliwości (FRCE) oraz koordynacja działań zamierzających do zmniejszenia FRCE” Operator Systemu Przesyłowego został zobowiązany do nabywania odpowiednich z wyżej wymienionymi dokumentami zakresów rezerw w obu stronach tj. w górę jak i w dół.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Wymagana wielkość rezerwy mocy w dół jest sumą wymaganych wielkości mocy bilansujących FCR, FRR i RR w dół.</p> <p>Pkt 7.1(4) nowych WDB określa zasady ustalania wymaganych wielkości mocy bilansujących, w tym mocy bilansujących w dół.</p> <p>Za wyjątkiem okresów szczególnego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół, wymagana wielkość rezerwy mocy w dół zostanie pokryta przez wielkości wymagane w ramach FCR i FRR w dół. Te wielkości, zgodnie z pkt 7.1(4.1) i 7.1(4.2) są określane odpowiednio zgodnie z SAFA RGCE oraz zgodnie z zasadami określania wielkości FRR, opracowanymi na podstawie art. 157 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485, zatwierdzonymi przez Prezesa URE.</p> <p>OSP aktualnie nie planuje regularnego pozyskiwania mocy RR w dół, gdyż w normalnych przypadkach wielkości mocy FCR i FRR w dół są wystarczające. W związku z tym nie ma potrzeby wprowadzania postulowanego w uwadze punktu. Rosnący udział farm wiatrowych i fotowoltaicznych w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną i związana z tym dynamika zmian w systemie mogą jednak powodować, że czasami pojawią się okresy szczególnego zwiększonego zapotrzebowania na rezerwę mocy w dół, ponad FCR i FRR w dół, czyli na RR w dół. Stąd w pkt 7.1(4.3.b) nowych WDB wprowadzona została możliwość nabywania mocy RR w dół w szczególnych przypadkach.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
114.	8.2(11)	<p>NPZ (numer porządkowy zgłoszenia) – proponujemy, aby numer NPZ mógł posiadać 6 znaków, co umożliwi odzwierciedlenie w tym numerze czasu wysłania dokumentu. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie daty z czasem zamiast numeru.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W przypadku awarii podstawowych systemów informatycznych pilnujących NPZ, systemy rezerwowe muszą zachować monotoniczność numeracji dokumentów. Powrót po awarii do systemu podstawowego może powodować utracenie ciągłości numeracji i wysłanie dokumentów ze zbyt niskim NPZ, a w efekcie odrzucenie dokumentu przez OSP. Zmiana formatu NPZ na taki, który pozwala odzwierciedlić bieżący czas utworzenia dokumentu wyeliminuje ten problem. Optymalnym rozwiązaniem byłoby, aby NPZ miał format „YYYYMMDDhhmmss”</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W standardach WIRE zwiększono liczbę cyfr numeru porządkowego zgłoszenia do 14.</p>
115.	8.4.1(1.2)	<p>Proponujemy zwiększyć ilość OPMB z 10 do 50. Nowe brzmienie tego punktu:</p> <p>„Dane dla każdej z co najwyżej 50 OPMB zawartych w zgłoszeniu:”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W przypadku DUB dysponujących dużą ilością aktywów wytwórczych uczestniczących w bilansowaniu systemu ograniczenie do 10 ofert może nie być wystarczające do realizacji strategii handlowych. Prosimy o ustawienie powyższego parametru na wyższym poziomie 50 ofert lub całkowite usunięcie tego ograniczenia.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Maksymalna liczba OPMB w ZOPMB została zwiększona do 50. Pkt 8.4.1(1.2) i 8.4.3(2) nowych WDB zostały odpowiednio zmienione.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
116.	8.4.3(3.4)	<p>Proponujemy zmienić redakcję bo w punkcie jest mowa o mocy a odwołanie do ceny energii.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Usunięcie niespójności jednostek i różnych interpretacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Cena ofertowa mocy bilansującej w ZOPMB jest określona w zł/MW-h, tj. jest odniesiona do godziny, i w związku z tym nie ma niespójności jednostek pomiędzy tak określoną ceną ofertową mocy bilansującej i górnym limitem ceny wyrażonym w zł/MWh.</p>
117.	8.6.1(17)	<p>Prosimy o wyjaśnienie działania zapisów: pkt. 8.6.1 (17) "Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej równy 1 jest wykorzystywany w celu wskazania JG, dla której grafik mocy bilansującej FCRG lub FCRD jest większy niż wielkość mocy bilansującej wynikająca z RMB. Dla typu rezerwy mocy FCRG lub FCRD 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 Zgłaszanie i weryfikacja programów pracy) . Jaki związek potencjalny skutek ma ten punkt w połączeniu z zapisami punktu 10.2.(9): „ Moce bilansujące nabyte w ramach RMB od danego DUB muszą być zgłoszone na RBN w rozbiu na JG tego DUB, jako grafiki mocy bilansujących w zgłoszeniach PP dla JG, na zasadach określonych w pkt 8.6. W przypadku FCRG i FCRD, 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.” (10.2 Rynek mocy bilansujących)?</p> <p>Uzasadnienie:</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zasadniczo suma grafików mocy bilansujących w zgłoszonych w ramach RBN programach pracy dla JG danego DUB nie może być większa niż moc bilansująca danego typu nabyta od tego DUB w ramach RMB. Wyjątkiem jest moc bilansująca FCR, dla której w przypadku zastosowania znacznika zakontraktowania mocy bilansującej równego 1 ten warunek może nie być spełniony. Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej służy do wskazania co najwyżej jednej JG, dla której ze względu na minimalne zakresy rezerwy mocy jest zgłoszony grafik mocy bilansującej FCR większy niż przypisana do tej JG część mocy bilansującej FCR nabyta w ramach RMB od danego DUB. Na przykład, DUB, który posiada dwie JG: JG A i JG B, obie z minimalnym zakresem rezerwy mocy FCR^G równym 5 MW, może sprzedać w ramach RMB 7 MW FCR^G i w ramach RBN zgłosić grafiki mocy bilansującej FCR^G dla obu swoich JG równe 5 MW. Ponieważ suma tych grafików przekracza nabyte od tego DUB w ramach RMB 7 MW FCR^G, to dla jednej z tych JG, np. JG B, musi zostać określony znacznik zakontraktowania równy 1, aby wskazać, że grafik mocy bilansującej FCR^G dla JG B jest większy niż przypisana do tej JG część mocy bilansującej nabytej w ramach RMB, równa 2 MW. Za nadmiarowe 3 MW FCR^G dostępnej na JG B DUB nie otrzymuje wynagrodzenia, ale w procesie planowania traktuje się</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.		tę moc jak nabytą moc bilansującą pokrywającą zapotrzebowanie na FCR ^G . Natomiast w przypadku niedostarczenia mocy bilansujących FCR ^G na JG B wielkość niedostarczonych mocy jest ograniczana do wielkości rzeczywiście nabytych 2 MW, co oznacza że za nadmiarową moc FCR, która nie została dostarczona, nie ma rozliczenia za niedostarczone moce bilansujące.
118.	8.6.3(2.3a)	<p>Brak w SOWE ostatecznego statusu planowanej pracy w pomiarach.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Jeśli zgłoszone przez SOWE pomiary zostaną wstępnie zatwierdzone przez PSE, to jeśli nie zostaną uwzględnione w programie pracy, zostają wyzerowane. Informacja o tym (odrzućenie zgłoszenia pracy w pomiarach) nie zostanie wysłana przez OSP poprzez SOWE do elektrowni. Elektrownia powinna widzieć ostateczny status zaplanowanych pomiarów. Jest to istotne również w kontekście publikacji REMIT, które oparte są na zgłoszeniach SOWE.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Informacja o braku uwzględnienia w planowaniu pracy KSE pracy w pomiarach dla danej JG zgłoszonej przez SOWE w wyniku braku jej uwzględnienia w zgłoszeniu programu pracy zostanie przekazana przez WIRE w przyjętym programie pracy, w którym wartość ZWP będzie równa 0 dla okresu wstępnie zatwierdzonej pracy w pomiarach.</p> <p>Natomiast wstępnie zatwierdzona przez SOWE praca w pomiarach, która nie została potwierdzona programem pracy, utrzyma status wstępnie zatwierdzonej przez SOWE pracy w pomiarach. Dzięki temu, jeżeli zostanie ona potwierdzona w ramach kolejnego zgłoszenia programu pracy w ramach RBB, to zostanie również uwzględniona w planowaniu pracy KSE.</p> <p>Operator rynku zgłaszając program pracy przez WIRE musi pozyskać od służb ruchowych DUB informację o pracy w pomiarach zgłoszonej i wstępnie przyjętej w SOWE, i analogicznie operator rynku powinien przekazać służbom ruchowym DUB informację o przyjętym (bądź nie) programie pracy uwzględniającym pracę w pomiarach.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
119.	8.6.2(5.1g)	<p>Proponujemy dodać moc minimalną w kierunku generacji i dodać moc minimalną w kierunku poboru.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Niespójne z wymaganiami dla pozostałych jednostek grafikowych, które mają możliwość podania mocy minimalnej.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Przyjęte w nowych WDB rozwiązanie dla JG_A bez mocy minimalnych jest prostsze i bardziej elastyczne w zakresie zarządzania kierunkiem pracy JG_A niż proponowany w uwadze wariant z mocami minimalnymi.</p> <p>Dla JG_A są określone moce maksymalne dla obu kierunków: generacji i poboru. Jeżeli obie te moce są niezerowe, to JG_A może pracować w obu kierunkach i tylko ten rodzaj JG może zmienić kierunek pracy w ramach jednego OREB, przechodząc płynnie z pracy w kierunku generacji do pracy w kierunku poboru lub odwrotnie. Jest to możliwe dzięki temu, że dla JG_A nie ma zdefiniowanych mocy minimalnych.</p> <p>Jeżeli w danym okresie JG_A nie może zmniejszyć swojej generacji albo poboru poniżej określonej wartości, to może zgłosić ubytek dodatni odpowiednio w kierunku poboru albo generacji, zmniejszając moc maksymalną dyspozycyjną w danym kierunku do wartości ujemnej, której wartość bezwzględna będzie pełniła rolę mocy minimalnej dyspozycyjnej w przeciwnym kierunku ograniczającej możliwość zmniejszenia odpowiednio generacji albo poboru JG_A.</p> <p>Niezależnie od powyższego, DUB w procesie kwalifikacji może wnioskować o moce maksymalne kwalifikowane zawężające zakres aktywnej pracy JG_A w stosunku do mocy maksymalnych lub zgłosić w ofercie na energię bilansującą ujemne wartości oferowanych mocy maksymalnych dla jednego z kierunków, co w konsekwencji będzie oznaczało wprowadzenie mocy minimalnej.</p>

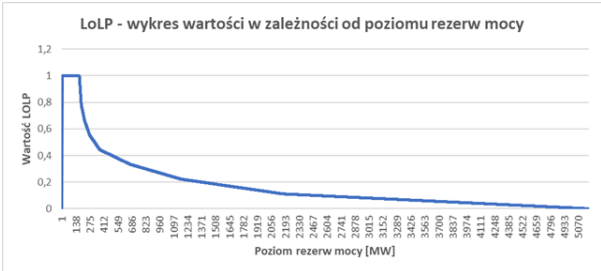
Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
120.	8.7.3	<p>Warunki poprawności zgłoszeń OEB, ust (4) – opisuje ogólnie określanie limitów cen. Co oznacza : „Dolny limit ceny i górny limit ceny są wyznaczane zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych 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.” W jakiej formie i w jakich terminach będą publikowane wielkości tych limitów (dotyczy to zgłoszeń na RDN i RBB)?</p> <p>Prosimy o wskazanie gdzie są zapisane algorytmy wyznaczania dolnego limitu ceny i górnego limitu ceny, o których mowa w pkt. 8.7.3 (4)?</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 36.</p>
121.	8.6.12(6.1)	<p>Jakie jest uzasadnienie odrzucania PP dla wszystkich OREB, a nie tylko dla tego, w którym nie są spełnione warunki? Proponujemy, żeby takie odrzucenie było rozwiązaniem ostatecznym, wcześniej powinno być wykorzystane działanie OSP dla doprowadzenia PP do spełnienia warunków, np. poprzez wykorzystanie ofert zastępczych lub dostosowanie w ramach tworzenia PP zweryfikowanych</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odrzucenie PP może powodować działania OSP, które będą skutkować w kolejnych OREB, nawet w</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W programie pracy dane dotyczące poszczególnych OREB są ze sobą powiązane zależnościami wynikającymi z ograniczeń technicznych JG. Brak spełnienia warunków dla danego OREB uniemożliwia stwierdzenie czy dane dla pozostałych OREB, których poprawność zależy od danych dla danego OREB, są prawidłowe.</p> <p>Ze względu na wskazaną powyżej złożoność OSP nie dokonuje automatycznych korekt grafiku obciążenia, stanu JG czy wartości ZWP w zgłaszanych programach</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>tych, dla których URB zgłosi poprawiony PP w kolejnym terminie zgłoszeń. W konsekwencji, koszty bilansowania mogą wzrosnąć w sposób nieuzasadniony.</p>		<p>pracy, wymagając, aby te podstawowe dane o pracy JG zostały poprawnie określone przez DUB z uwzględnieniem aktualnych informacji o dyspozycyjności JG i ewentualnej pracy wymuszonej zgłoszonych przez SOWE.</p> <p>W przypadku zgłoszeń programów pracy w ramach RBN OSP dokonuje automatycznej korekty w zakresie grafików mocy bilansujących, aby ich niepoprawność nie powodowała odrzucenia całego programu pracy. Dodatkowo, dla JG z ZAK = 2 lub ZAK = 3, OSP automatycznie koryguje wartość znacznika ZUB określonego w zgłoszeniu programu pracy, zmieniając jego wartość na N, jeżeli JG w danym OREB nie spełnia warunków wymaganych do świadczenia usług bilansujących.</p>
122.	10.3(25)	<p>Wariant 1.</p> <p>Proponujemy wykreślić ten punkt.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Pozostałe typy Jednostek Grafikowych (poza JGM1) nie są objęte wyłączeniem spoza algorytmów ZPG. Nie ma informacji o rozliczeniach takiego trybu pracy jak ma się on do rynkowych rozliczeń. Nie ma informacji o systemach sterowania poprzez, które OSP mogłoby dokonywać takich operatywnych korekt. Nie ma informacji w jakich sytuacjach w KSE, Operator może korzystać z tego mechanizmu.</p> <p>Dodatkowo jeśli JGM1 byłaby wyłączona z algorytmów ZPG, to operator miałby obowiązek poinformować o zawieszeniu działań rynkowych zgodnie z rozporządzeniem komisji (UE) 2017/2195 art. 18 ust. 2, odwołującym się do rozporządzenia (UE) 2017/2196, w tym w szczególności zgodnie z art. 38 ust. 2 przekazać taką informację do podmiotów:</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Operatywna korekta programu pracy skorygowanego (PPS) JGM₁ (po uwzględnieniu zmiany redakcji – patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 98), o której mowa w pkt 10.3(25) nowych WDB, może dotyczyć również innych JG, przy czym przede wszystkim dotyczy JG z ZAK=1 utworzonych z JWCD. Operatywna korekta PPS nie oznacza zawieszenia działania procesów rynkowych, gdyż oznacza ona w istocie wyłącznie inny sposób przekazania polecenia ruchowego przez OSP. W efekcie operatywna korekta PPS jest tylko modyfikacją planu pracy JG, przy czym modyfikacja ta nie wynika z algorytmów optymalizacji, tylko z ręcznej ingerencji OSP, celem dostosowania planu pracy JG do bieżących warunków pracy systemu. Operatywna korekta PPS może być przekazana dowolnym kanałem komunikacji, w tym poprzez kontakt telefoniczny pomiędzy służbami ruchowymi OSP i DUB.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>a) stron, o których mowa w art. 35 ust. 5;</p> <p>b) podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie;</p> <p>c) dostawców usług bilansujących;</p> <p>d) OSD przyłączonych do systemu przesyłowego; oraz</p> <p>e) właściwych organów regulacyjnych zainteresowanych państw członkowskich zgodnie z art. 37 dyrektywy 2009/72/WE.</p> <p>Wariant 2.</p> <p>Zostawić ten punkt z następującymi korektami:</p> <p>Dodanie definicji:</p> <p>1. „operatywną korektę planu pracy” – prośba o zdefiniowanie i opisanie kiedy operator może użyć tego narzędzia i w jaki sposób jest przekazywana informacja do elektrowni.</p> <p>Modelu Wyceny:</p> <p>2. Operatywna korekta planu pracy jest wyceniano ex-post:</p> <p>a. Płatność za dostępną moc – jeśli nastąpiła operatywna korekta planu pracy to OSP płaci za różnicę wykorzystanej mocy względem grafiku przemnożoną przez 96 kwadransów i przez maksymalną stawkę, w kwadransie, ze zbioru wszystkich rezerw mocy w danym miesiącu [max(FCRG; FCRD; aFRRG; aFRRD; mFRRdG;mFRRdD; RRG; RRD)+ROR]</p> <p>b. Płatność za energię</p>		<p>Postanowienia pkt 10.3(25) nowych WDB odnoszą się do JG_{M1}, a nie do innych JG z ZAK=1, ponieważ tylko w przypadku JG_{M1}, ze względu na ograniczenia wynikające z pojemności magazynu oraz stanu jego naładowania, operatywna korekta PPS w danym OREB może doprowadzić do braku wykonalności PPS wyznaczonego dla kolejnych OREB przez algorytmy optymalizacji. W takim przypadku, aby uniknąć sprzeczności w zadaniach optymalizacji ZPG i zapewnić wykonalność PPS praca JG_{M1} jest prowadzona poza ZPG.</p> <p>Jednocześnie wskazujemy, że JG_{M1}, w przeciwieństwie do JG_{W1} i JG_{Z1}, może nie udostępnić pełnego swojego potencjału na RB i gdy jednocześnie JG_{M1} jest utworzona z JWCD, to OSP poprzez operatywną korektę poza algorytmami optymalizacji dysponuje pełnym dostępem do potencjału JG_{M1} jako JWCD, w przypadkach gdy jest to potrzebne ze względu na warunki pracy systemu.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		i. Energia dostarczona do systemu po najwyższa cenie w kwadransie z danej doby [max(fix1;fix2;CEB;SDAC)+ROR] ii. Energia odebrana od systemu po najniższej cenie w kwadransie z danej doby [min(fix1;fix2;CEB;SDAC)-ROR]		
123.	11.4.2	Wnioskujemy o wprowadzenie dodatkowego terminu korekt na rynku bilansującym w trybie m+8. Proponowany zapis: „11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla FDMB innych niż MBPEO (6) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla FDMB 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” Uzasadnienie: Korekta danych na miejscu bilansowania sprzedawców winna następować po odczytach 6-miesięcznych, które wykonywane są przez część OSD. Wówczas sprzedawca energii nie będzie musiał czekać bardzo długo na korektę pomiędzy trybem m+4 i m+15.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.
124.	12.1.2	Dodać punkt „(2.6. Wartości niedostarczonej energii (ang. Value of lost load, VOLL), ustalonej przez Prezesa URE na podstawie ustawy o rynku mocy, oraz współczynnika Ap. Uzasadnienie:	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej spełnia wymogi zawarte w decyzji Komisji Europejskiej poprzez stosowanie górnego limitu ceny (COR ^{Max}), który jest

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>Mechanizm wyceny rezerw (dodatek „scarcity pricing”) powinien spełniać wymogi zawarte w Decyzji KE uzgadniającej polski rynek mocy. Decyzja zawiera, warunek, że wycena powinna być dokonywana z uwzględnieniem LOLP (współczynnik prawdopodobieństwa niedostarczenia energii z powodu braku wystarczających mocy dyspozycyjnych w KSE (ang. loss of load probability, LOLP) VOLL). W okresie wyczerpania rezerw dodatek „sc” nie powinien być niższy niż górny limit ceny.</p> <p>Współczynnik Ap ma zadanie dostosowywać poziom cen rezerw mocy do aktualnej sytuacji rynkowej i potrzeb kreowania sygnałów dla inwestorów i operatorów nowych, elastycznych JWCD.</p>		<p>częścią wartości VOLL i jest zgodne z § 25 ust. 2 pkt 4 rozporządzenia systemowego.</p>
125.	12.1(3)	<p>Zwiększyć wielkość wymaganej rezerwy mocy o aFRR.</p> <p>“(3) Minimalna wielkość rezerwy operacyjnej dla danego OREB, o której mowa w pkt (2.2), jest równa sumie wymaganej wielkości mocy bilansującej FCRG i aFRRG dla tego OREB.”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Obecnie wymagana moc FCRG wynosi 170 MW, czyli mniej niż jeden procent przeciętnej mocy czynnej. Przy takim poziomie powinny być wprowadzane stopnie zasilania – ograniczenia poboru energii. W systemach stosujących dodatek „sc”, na ogół minimalna wielkość rezerwy operacyjnej wynosi minimum 3% mocy czynnej w danym OREB.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>System elektroenergetyczny Polski jest połączony synchronicznie z innymi systemami Europy kontynentalnej, co wraz z wdrożonym mechanizmem kompensowania niebilansowań, możliwością zastosowania międzyoperatorskich środków zaradczych, istotnie wspiera bilansowanie KSE. W związku z tym, w opinii OSP, przyjęcie wielkości minimalnej rezerwy operacyjnej na poziomie sumy FCR^G i aFRR^G może nadmiarowo wpływać na wartość ceny rezerwy operacyjnej.</p> <p>Niezależnie od powyższego OSP będzie monitorował poprawność funkcjonowania mechanizmu rezerwy operacyjnej i w przypadku gdy będzie to zasadne, OSP zaproponuje zmiany poprzez przygotowanie projektu zmian WDB.</p>
126.	12.1	<p>Proponujemy uzupełnić ten punkt o wykres zależności LOLP od poziomu rezerw.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Krzywa LOLP jest opisana wzorem w pkt 12.3(5) nowych WDB. Zważywszy na to, że cała krzywa LOLP</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		 <p>Czy powyższy wykres przedstawia właściwy przebieg wartości LOLP?</p>	Polskie Elektrownie	<p>jest wyznaczana dla kwartału kalendarzowego osobno dla każdego OJNZ, to jedna krzywa umieszczona w nowych WDB, wraz z wartościami liczbowymi, mogłaby być myląca dla uczestników rynku.</p> <p>Odnosnie do kształtu krzywej LOLP zawartego w uwadze, to generalnie odpowiada on kształtowi krzywej wynikającej z nowych WDB, z zastrzeżeniem, że LOLP powinien mieć wartość równą 1 również dla wielkości rezerwy mocy mniejszych niż 1 MW.</p>
127.	12.4(1)	<p>Proponujemy podnieść minimalną cenę operacyjnej rezerwy mocy (CORmin) do 40 zł/MW-h.</p> <p>Uzasadnienie</p> <p>W większości OREB, ustalony COR będzie na poziomie CORmin, ale będzie to poziom, który już powinien stymulować operatorów jednostek wytwórczych do utrzymywania możliwie najwyższej dyspozycyjności.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Podniesienie ceny minimalnej rezerwy operacyjnej nie jest zasadne, ponieważ spowodowałoby to istotne zwiększenie ceny rezerwy operacyjnej i w konsekwencji ceny energii, ponad wartość wynikającą z LOLP dla dużej dostępności rezerwy operacyjnej.</p>
128.	12.4(5.2)	<p>Proponujemy zmienić limit zmian średniej ceny dobowej COR w danym kwartale w stosunku do średniej ceny z poprzedniego kwartału z 10% na 40%.</p> <p>Uzasadnienie</p> <p>Niski limit zmian średnich cen dobowych w kwartale bardzo mocno tłumi sygnały dla uczestników rynku o brakach mocy w KSE.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Współczynnik ograniczający, którego dotyczy uwaga, odnosi się do średniej kwartalnej wartości COR, a nie limitu dobowego COR. Różnica ta ma zasadniczy wpływ na wyciągnięte wnioski – ceny COR w poszczególnych OREB mogą być równe lub być zbliżone do wielkości COR^{Max}, przez co mogą stanowić zachętę do utrzymywania wysokiej dyspozycyjności JG.</p> <p>Zmiana średniej kwartalnej wartości COR z kwartału na kwartał powinna odzwierciedlać ogólną krajową zmianę wystarczalności generacji. Jeśli zmiana wynosiłaby</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				40% z kwartału na kwartał, mogłoby to zakłócić długoterminową tendencję poprawy lub pogarszania wystarczalności generacji sezonowymi cyklami remontowymi czy okresowymi zmianami wysokości szczytów zapotrzebowania.
129.	12.5(1)-(2)	<p>Proponujemy zamienić we wzorze (12.30) człon CORdMax, członem A_p VOLL,</p> <p>Gdzie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A_p – współczynnik dostosowujący poziom cen rezerw mocy do aktualnej sytuacji rynkowej, wynoszący 0,062 w okresie od wdrożenia WDB do 1.01.2027 roku, a później 1,000; - VOLL – wartość niedostarczonej energii wg publikacji Prezesa URE, na podstawie publikacji z dnia 13.04.2023r., VOLL dla Polski wynosi 80,6 tys. zł/MWh; <p>Uzasadnienie:</p> <p>Wprowadzenie do wzoru na kalkulację CORt wartości limitu dobowego, nie kreuje żadnych sygnałów o występujących niedoborach mocy dla inwestorów i operatorów jednostek wytwórczych oraz innych uczestników rynku. Wprowadzenie wartości VOLL pozwala na uzyskanie istotnych sygnałów i stymulacji. Ponieważ wdrażanie WDB będzie w okresie wychodzenia z zaburzeń na rynku energii, spowodowanych bardzo wysokimi cenami paliw, proponujemy wprowadzić współczynnik dostosowawczy A_p, który pozwoli na uniknięcie napięć w stabilizacji rynku energii.</p> <p>Ponadto istnieje konieczność wypełnienia warunków zawartych w Decyzji KE dotyczącej polskiego rynku</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Wartości parametrów mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej zostały dobrane tak, aby ceny rezerwy operacyjnej mogły stanowić zachętę do utrzymywania wysokiej dyspozycyjności JG.</p> <p>Zastosowanie mechanizmu wyceny rezerwy operacyjnej bez ograniczenia na wartość średnią kwartalną COR, tj. z wprowadzeniem pełnego VOLL, przy długotrwałym niedoborze rezerwy operacyjnej (nawet wskutek pojedynczego, losowego zdarzenia o długotrwałym skutku systemowym), skutkowałoby niezwykle wysokimi i długo utrzymującymi się wartościami COR.</p> <p>Ze względu na wymagany poziom zabezpieczeń URB na RB i innych segmentach rynku energii elektrycznej mogłoby to doprowadzić do niemal równoczesnej utraty płynności finansowej istotnej grupy uczestników rynków energii elektrycznej i zaburzyć jego działanie.</p> <p>W celu ograniczenia ww. ryzyka w mechanizmie wyceny rezerwy operacyjnej stosowane są dodatkowe ograniczenia.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		mocy i uniknięcia zagrożeń wynikających z niedotrzymania warunków.		
130.	25(8)	<p>Proponujemy zmienić zastępczą COR w kwartale poprzedzającym wdrożenie z 10 zł/MW-h na 40zł/MW-h.</p> <p>„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.”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Wartość 10 zł/MWh nie pozwoli na kreowanie istotnych sygnałów rynkowych o brakach mocy, dochodzenie do adekwatnych wartości będzie trwało bardzo długo, a trzeba brać pod uwagę, że kwartał z wysokimi rezerwami spowoduje ustalenie średniej CORd na poziomie minimalnym i dochodzenie trzeba zacząć od początku.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>W związku ze zgłoszoną obawą, że przyjęcie średniej kwartalnej COR na poziomie COR^{Min} dla kwartału poprzedzającego wejście w życie nowych WDB nadmiernie ograniczy wycenę rezerwy operacyjnej w początkowym okresie funkcjonowania tego mechanizmu, wprowadzono postulowaną w uwadze zmianę.</p> <p>W pkt 25(8) nowych WDB przyjęto, że 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 wynosi 40 zł/MW-h.</p>
131.	13.1	<p>Zgodnie z zapisami tego punktu Operator pozyskuje moc bilansującą w trybie uzupełniającym a Operatorzy Rynku zobowiązani są złożyć dla każdej JGw1 oferty na moce bilansujące możliwe do pozyskania w tym trybie. W przypadku, gdy taka moc zostanie zakontraktowana przez Operatora a nie zostanie dostarczona (np. z powodu braku bieżącej dyspozycyjności czy problemów z systemem automatycznej regulacji) DUB będzie zobowiązany (karany) do pokrycia jej pozyskania u innego DUB-a. Postulujemy aby w przypadku, gdy możliwe jest pozyskanie (odtworzenie) mocy bilansujących zakontraktowanych w trybie uzupełniającym, które nie</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Niedostarczenie zakontraktowanych mocy bilansujących skutkuje rozliczeniem analogicznym jak rozliczenie niezbilansowania w przypadku niedostarczenia zakontraktowanej wcześniej energii elektrycznej. Brak takiego rozliczenia stwarzałby niewłaściwe sygnały dla dostawców usług bilansujących oraz tworzyłby dodatkowe koszty ponoszone przez odbiorców poprzez taryfę przesyłową OSP.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>mogły być dostarczone, DUB nie ponosił dodatkowych kosztów a jedyną „karą” był brak przychodów.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>DUB dostarczają usługi zapewniających możliwość sterowania KSE i zapewniania ciągłych dostaw energii o właściwych parametrach, wg nowych WDB będą najbardziej obciążeni procesami ofertowania i realizacji zakupionych usług. Proponujemy zmniejszenie sankcyjności odchyleń w ich działaniach.</p>		
132.	13.2(2)	<p>Wg zapisów tego punktu cena energii bilansującej (CEB) jest ceną rozliczeniową dla energii bilansującej (EB). Natomiast z zapisów pkt. 14.4 wynika, że jest ona elementem składowym ceny rozliczeniowej EB. Utrudnia to zrozumienie zasad wyceny EB – zwłaszcza, że punkty te są umieszczone w różnych rozdziałach nowej wersji WDB.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Prosimy o jednoznaczną interpretację i/lub doprecyzowanie regulacji.</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Pkt 13.2(2) nowych WDB stanowi, że cena CEB^{PP} jest stosowana do rozliczeń energii bilansującej – jest to jednolita cena dla RB, stosowana w rozliczeniach poszczególnych JG. Natomiast pkt 14.4 nowych WDB określa szczegółowe zasady zastosowania ww. ceny w rozliczeniach energii bilansującej JG.</p>
133.	14.9.1(7)	<p>Proponujemy uzupełnić zapis tego punktu:</p> <p>(7) Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto:</p> <p>(7.2) Dla JGW1 i JGW2 utworzonych z MWE ciepłych – dla istniejących JG stosuje się wartości aktualnie przyjęte, z zastrzeżeniem, że w przypadku jego aktualizacji jest wyznaczany przez DUB tak jak dla nowych JG, tj. na podstawie potwierdzonej niezależną ekspertyzą charakterystyki zużycia energii chemicznej w paliwie w funkcji generowanej mocy elektrycznej netto zgodnie z następującymi zasadami: (...)</p>	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Nie ma potrzeby wprowadzania doszczegółowienia przepisów, które to doszczegółowienie będzie dotyczyło tylko jednorazowego zdarzenia i na dzień wejścia w życie nowych WDB przestanie mieć zastosowanie.</p> <p>Dla tworzonych JG_{W1} i JG_{W2} z istniejących JG_{Wa} wartość współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto zostanie ustalona na poziomie współczynników obowiązujących w dotychczasowej umowie przesyłania o ile DUB nie zgłosi ich zmiany. Wówczas aktualizacja</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Dalej brzmienie punktu bez zmian z zastrzeżeniem uwagi Nr 38.		współczynników przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną musi zostać przeprowadzona zgodnie z zasadami określonymi w obowiązujących obecnie WDB.
134.	14.9.1(7)	<p>Mając na uwadze przyjęte współczynniki KT zwracamy uwagę, że wartości przyjęte w WDB są zawyżone co potwierdzają obserwacje i obliczenia dotyczące naszych jednostek CCGT. Na podstawie obowiązujących współczynników KT i wartości w opracowaniach wnioskujemy, że opracowane one zostały dla JG pracujących w konfiguracji OCGT, tj. z samą turbiną gazową, bez wykorzystania turbiny parowej. Niżej przedstawione propozycje oprócz doświadczeń na podstawie pracy jednostek CCGT potwierdza również literatura branżowa m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Influence of ambient temperature on combined-cycle power-plant performance</u> • <u>The Effect of Ambient Temperature on Electric Power Generation in Natural Gas Combined Cycle Power Plant: A Case Study</u> • <u>Performance Degradation Analysis Of Combined Cycle Power Plant Under High Ambient Temperature</u> <p>W związku z powyższym przyjęte wartości nie mają zastosowania do funkcjonujących bloków gazowo-parowych, których moc będzie dodatkowo wzrastać w najbliższych latach.</p> <p>Proponowany zapis:</p> <p>Dla JG j wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny:</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>OSP, biorąc pod uwagę przytoczone w uwadze argumenty, w tym literaturę branżową wspierającą proponowany poziom korekty temperaturowej, przyjmuje zaproponowaną w uwadze wysokość współczynników korekty temperaturowej.</p> <p>W związku z powyższym wprowadzona została stosowna zmiana pkt 14.9.1(7) nowych WDB.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<ul style="list-style-type: none"> • Dla miesięcy: grudzień, styczeń, luty: KTjm = 0; • Dla miesięcy: marzec, kwiecień, listopad: KTjm = 0,005; • Dla miesięcy: maj, wrzesień, październik: KTjm = 0,015; • Dla miesięcy: czerwiec, lipiec, sierpień: KTjm = 0,02; 		
135.		<p>Czy po zgłoszonym ubytku przez DIRE, w każdym przypadku będzie konieczne zgłoszenie nowego Programu Pracy poprzez system WIRE /PREU– czy poprzez zgłoszenie ubytku w SOWE zostanie automatycznie zmodyfikowany Program Pracy? Jaki jest czas na reakcję DIRE w zakresie wysłania ubytku zanim moc bilansująca zostanie uznana za niedostarczoną lub wykazane zostanie niedotrzymanie dyscypliny ruchowej?</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Po ubytku zgłoszonym przez DIRE program pracy zweryfikowany danej JG zostanie automatycznie zmodyfikowany. Jeżeli wynikowy program pracy zweryfikowany odpowiada DUB, to nie ma potrzeby jego aktualizacji poprzez zgłoszenie programu pracy.</p> <p>Moc bilansująca jest uznawana za niedostarczoną w przypadku: zgłoszenia ubytku i odtworzenia tej mocy na innej JG (do czasu odtworzenia możliwa jest korekta programu pracy lub odzyskanie dyspozycyjności), powykonawczo na podstawie zgłoszonych dyspozycyjności oraz wykonania/niewykonania poleceń aktywacji tych mocy. Energia odchylenia jest wyznaczana powykonawczo.</p> <p>OSP uwzględnia w planowaniu pracy KSE ubytki zgłoszone co najmniej na 10 minut przed okresem obowiązywania ubytku. Jeżeli z ubytkiem jest związane niedostarczenie mocy bilansujących, to im wcześniej zostanie zgłoszony ten ubytek, to tym większa szansa, że moce bilansujące zostaną odtworzone na innej JG i niedostarczone moce będą rozliczone po cenie odtworzenia mocy bilansujących.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
136.		<p>Czy w myśl nowych zasad WDB wytwórca posiadający derogacje do bycia nJWCD może tą JG po spełnieniu wymagań stać się JGW1?</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Każdy MWE, który nie tworzy elektrowni szczytowo-pompowej, ma możliwość utworzenia JGW₁ niezależnie od tego, czy ma status JWCD.</p>
137.		<p>Czy przewidywane są zmiany obecnej kodyfikacji?</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>System określania kodów dla podmiotów i obiektów RB będzie nowy, dostosowany do zmian wprowadzanych nowymi WDB.</p> <p>Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.</p>
138.		<p>Czy w kontekście zwolnienia jednostki grafikowej z kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących (rozdział 10 „Postanowienia końcowe” pkt 1 załącznika nr 2 do WDB – w odniesieniu do zasobu, którego dotyczyło aktywne uczestnictwo w RB) zwolnienie to obejmuje również proces kwalifikacji DUB (w odniesieniu do zasobu tworzącego tę JG), o którym mowa w rozdziale 3.7 pkt 3.7.1 ppkt 6 WDB”.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Proces kwalifikacji DUB prowadzony jest w odniesieniu do zasobu lub grupy zasobów, które mają tworzyć JG. W związku z powyższym, zwolnienie, o którym mowa w pkt 10(1) załącznika nr 2 do nowych WDB, dotyczy również URB (wg nowych WDB – DUB), który uczestniczył aktywnie w bilansowaniu systemu poprzez JG reprezentującą zasób lub grupę zasobów przed dniem wejścia w życie rozporządzenia systemowego.</p>
139.		<p>Wycena rezerwy operacyjnej – zasady ogólne (Pkt 12.1)</p> <p>Proszę o wyjaśnienie czy użycie sformułowania „Wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG” w kontekście wyznaczania ceny rezerwy operacyjnej odnosi się do wszystkich jednostek, także tych pozostających w rezerwie czy tylko do jednostek dla</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Przytoczone w uwadze sformułowanie odnosi się do wszystkich JG, niezależnie od ich stanu i parametrów technicznych.</p> <p>Zwracamy przy tym uwagę, że zgodnie z postanowieniami pkt 12.2 nowych WDB, rezerwa operacyjna będzie równa 0 MW dla JGW₁, która jest w postoiu lub w trakcie uruchamiania oraz dla której czas</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		których zgodnie z definicją energia bilansująca jest dostępna w czasie nie dłuższym niż 30 minut.”		od rozpoczęcia uruchamiania ze stanu zimnego do synchronizacji JG (TSZ) jest dłuższy niż 30 min.
140.		<p>Prosimy o wyjaśnienie działania algorytmów na rynku bilansującym na granicy dób handlowych, ze szczególnym uwzględnieniem doby uruchomienia nowego rynku bilansującego</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Wprowadzane rozwiązania są bardzo złożone i nie zawsze można ocenić ich skutki dla uczestników rynków . Przykładowo OSP uruchomi JG w dobie poprzedzającej wdrożenie nowych WDB o godzinie 23.00, a zgłoszony PP na pierwszą dobę wdrażania nie przewiduje pracy tej jednostki. Czy OSP będzie uwzględniał zgłoszone PP już w dobie poprzedzającej, czy będą dokonywane działania dostosowujące? Podobne problemy mogą występować również na styku kolejnych dób.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Horyzont planowania zintegrowanego procesu grafikowania (ZPG) może obejmować dwie doby. W szczególności horyzont optymalizacji dla drugiej iteracji ZPG dla doby handlowej d zrealizowanej niezwłocznie po godzinie 18.05 doby $d-1$ obejmuje okres od godziny 19.00 doby handlowej $d-1$ do końca doby handlowej d. W przypadku iteracji ZPG dotyczących dwóch dób algorytmy optymalizacji stosowane do planowania pracy JG optymalizują pracę tych JG również na granicy dwóch dób handlowych zgodnie z zasadami opisanymi w załączniku nr 1 do nowych WDB.</p> <p>W przypadku horyzontu optymalizacji obejmującego dwie doby handlowe $d-1$ i d, jeśli dla danej JG doba d jest pierwszą dobą funkcjonowania tej JG na RB, to podlega ona optymalizacji na zasadach opisanych w załączniku nr 1 do nowych WDB wyłącznie w zakresie doby d. Natomiast w przypadku JG z ZAK=1 na potrzeby algorytmów optymalizacji jako stany, bieżące punkty pracy i nominowane zakresy rezerwy mocy dla doby $d-1$ dla JG reprezentujących zasoby, które w dobie $d-1$ uczestniczą aktywnie w RB, przyjmowane są wartości tych danych wyznaczone dla JG reprezentującej ten zasób w dobie $d-1$ zgodnie z obowiązującymi dla doby $d-1$ zasadami planowania pracy KSE. Jeżeli doba d jest pierwszą dobą wdrożenia etapu II reformy RB, to dla takich JG stany, bieżące punkty pracy i nominowane zakresy rezerwy mocy dla doby $d-1$ są określane zgodnie z algorytmami obowiązującymi przed wdrożeniem etapu II reformy RB. Z kolei dla JG, których zasoby nie uczestniczą aktywnie w RB w dobie $d-1$, przyjmowane są dla doby $d-1$ zerowe nominowane zakresy rezerwy mocy oraz</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				stany i bieżące punkty pracy takie same jak w programie pracy zweryfikowanym dla pierwszego OREB doby d.
141.		<p>Czy zdanie zawarte w dokumencie wyjaśniającym „Dla okresu od dnia wejścia w życie WDB do dnia 31 grudnia 2024 r. wyniki ZPG z okresem planowania równym 5 minut będą wyznaczone na podstawie wyników ZPG z okresem planowania równym 15 minut.” można interpretować, że od 01.01.2025 r. Zintegrowany Proces Grafikowania będzie miał granulację 5 minutową? W projekcie WDB „Dla okresu od dnia wejścia w życie WDB do dnia 31 grudnia 2024 r. wyniki ZPG z rozdzielczością planowania równą OPCR będą wyznaczone na podstawie wyników ZPG z rozdzielczością planowania równą OREB.”</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>ZPG będzie miał granulację 5 minutową już od dnia wejścia w życie nowych WDB.</p> <p>W okresie roku od daty wejścia w życie nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji pkt 25(9) – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19) uproszczona będzie metoda wyznaczania punktów pracy z rozdzielczością 5 minutową, tj. na podstawie wyników planowania z rozdzielczością 15 minutową.</p>
142.		<p>Prosimy o informację jakie będą podjęte rozwiązania i procedury w przypadku braku ofert złożonych w trybie podstawowym, np. z powodu nieprawidłowego działania systemów IT. Taka sytuacja chociaż hipotetyczna, może się wydarzyć zwłaszcza w pierwszych dniach działania nowych zasad rynku bilansującego ze względu na wysoki stopień skomplikowania zasad weryfikacji zgłoszeń.</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>W przypadku braku ofert złożonych w trybie podstawowym nie zostaną nabyte żadne moce bilansujące w ramach tego trybu. Wówczas pozyskanie wymaganych mocy bilansujących nastąpi w ramach trybu uzupełniającego na podstawie zgłoszonych w ramach RBN ofert na moce bilansujące.</p>
143.		<p>Prosimy o wskazanie czy użytkownik systemu będący właścicielem zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo</p>	<p>Towarzystwo Gospodarcze</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 37.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>§52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a który jednocześnie umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu jest zobowiązany posiadać systemy SOWE, WIRE, PREU. Czy wystarczającym będzie zapewnienie posiadania tych systemów przez innego DUB umocowanego?</p> <p>Uzasadnienie:</p> <p>W projekcie nowych WDB określono jakie systemy musi posiadać jednostka grafikowa. Jednakże, pominięta została kwestia posiadania systemów przez użytkownika systemu będącego właściciela zasobu, który posiada status JWCD i nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, a umocował innego DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez JG utworzoną z tego zasobu. Zgodnie z projektem nowych WDB ww. właściciel zobowiązany jest do pozytywnego wyniku procesu kwalifikacji dostawcy usług bilansujących (na wypadek zaprzestania świadczenia usług bilansujących przez umocowanego DUB – w okolicznościach określonych dalej w WDB).</p> <p>Odpowiedź zapewni jednoznaczną interpretację i ewentualnie doprowadzi do uzupełnienia regulacji.</p>	<p>Polskie Elektrownie</p>	
144.	2.3	<p>W odniesieniu do uwagi ogólnej 2.</p> <p>Obecna treść:</p> <p>„estymata – szacowana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym wartość mocy czynnej możliwa do generacji przez JG_z, przy uwzględnieniu dostępności źródła energii pierwotnej oraz warunków eksploatacyjnych”</p> <p>Proponowana treść:</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Definicja estymaty została uszczegółowiona, ale nie w sposób postulowany w uwadze. Ze względu na przyjęty model uwzględniania JG_z w procesach planowania pracy KSE i rozliczania energii JG_z, estymata dotyczy generacji z wiatru lub z promieniowania słonecznego. Niezależnie od powyższego wprowadzone zostały zmiany do nowych WDB umożliwiające tworzenie JG_z z MWE będących modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		„estymata – szacowana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym wartość mocy czynnej możliwa do generacji przez JGz, przy uwzględnieniu dostępności źródła energii pierwotnej, warunków eksploatacyjnych oraz planu pracy magazynu energii elektrycznej wchodzącego w jej skład (jeżeli dotyczy)”		mogą być wspomagane magazynem energii elektrycznej. Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 20 i 113.
145.	2.3	Estymata – prosimy o wyjaśnienie, w jaki sposób, w jakich interwałach czasowych i przez kogo określana jest estymata, będąca podstawowym punktem odniesienia dla jednostek wiatrowych. Jednocześnie, prosimy o wyjaśnienie, jakie rozwiązanie jest przewidywane do substytucji danych estymacji w przypadku niemożności ich uzyskania.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych tworzące JGz muszą posiadać system do wyznaczania estymaty. Estymata musi być wyznaczana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym i musi dotyczyć szacowanej wartości mocy czynnej możliwej do generacji, przy uwzględnieniu dostępności źródła energii pierwotnej oraz warunków eksploatacyjnych. Estymata musi być wyznaczana w miejscu przyłączenia MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych, z rozdzielczością 1–2 sekundową i z dokładnością nie gorszą niż 1,5% mocy maksymalnej.</p> <p>Estymata jest przekazywana poprzez WL LFC lub WW LFC do WC LFC. W celu minimalizacji ryzyka niedostarczenia estymaty, w LFC jest wykorzystywany redundantny system komunikacji. Jeżeli pomimo zastosowania redundantnego systemu nastąpi brak komunikacji, to po jej przywróceniu brakujące dane z systemu do wyznaczania estymaty zostaną pozyskane automatycznie.</p> <p>W przypadku awarii systemu do wyznaczania estymaty dla JGz do rozliczeń jako estymata zostaną wykorzystane rzeczywiste dane pomiarowe. W takim przypadku poprzez system SOWE powinna zostać zgłoszona niesprawność systemu do wyznaczania estymaty JGz. W takim przypadku zostanie wyłączona regulacja FCR, aFRR i mFRRd oraz praca regulacyjna poprzez sygnał ΔP a zgłoszony grafik obciążenia</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				przyjmie wielkość zerową. Dodatkowo poprzez system LFC powinien zostać przesłany sygnał niesprawności pracy regulacyjnej JG (T _{pbl} =5). W celu doprecyzowania takiego przypadku w nowych WDB dodane zostały pkt 8.6.2(6.7), 14.3.1(5) i 14.3.2(5) oraz wprowadzone zostały zmiany w pkt 12.2(1), 14.2.1(2), 14.2.2(3), 14.3.3(3) i 14.8(4). Ponadto doprecyzowane zostały zapisy pkt 8(2.4) załącznika nr 2 do nowych WDB.
146.	3.3.4(16.2)	<p>Uwaga: „Nie większa niż 1000 MW, w przypadku JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.”</p> <p>Uzasadnienie: Obecnie największy Jednostka Grafikowa ma powyżej 1000 MW. OSP nie powinien mieć problemów w zarządzeniu JG wielkości już istniejącej JG.</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 100.</p>
147.	3.3.4(19.4c)	<p>W odniesieniu do uwagi ogólnej 1.</p> <p>Obecna treść:</p> <p>„W skład JGZ1 albo JGZ2 wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych albo fotowoltaicznych;”</p> <p>Proponowana treść:</p> <p>„W skład JGZ1 albo JGZ2 wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych;”</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Uwzględniony został przypadek, że JG_{Z1} i JG_{Z2} mogą być utworzone przez jeden MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane magazynem energii elektrycznej.</p> <p>Patrz również odpowiedzi na uwagi ogólne nr 20 i 113.</p>
148.	3.3.4(19.4e)	<p>W odniesieniu do uwagi ogólnej 1.</p> <p>Obecna treść:</p> <p>„MWE farm wiatrowych albo fotowoltaicznych posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JGZ1;”</p> <p>Proponowana treść:</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagi szczegółową nr 147.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		„MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych posiadający status JWCD, który nie jest objęty zwolnieniem na podstawie §14 ust. 1 albo §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, tworzy JGZ1;”		
149.	3.3.4(19.4c)	W odniesieniu do uwagi ogólnej 2. Obecna treść: „W skład JG _{Z1} albo JG _{Z2} wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych albo fotowoltaicznych;” Proponowana treść (z uwzględnieniem uwagi szczegółowej 3): „W skład JG _{Z1} albo JG _{Z2} wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych albo dokładnie jeden MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych oraz MEE; ”	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Uwaga została uwzględniona, ale w inny sposób niż zostało to zgłoszone w uwadze</u> Patrz odpowiedź na uwagi szczegółową nr 147.
150.	3.3.4(21), 3.3.4(22)	W odniesieniu do uwagi ogólnej 2. Obecna treść: „W skład JG _{Z1} albo JG _{Z2} wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych albo fotowoltaicznych;” Proponowana treść (z uwzględnieniem uwagi szczegółowej 3): „W skład JG _{Z1} albo JG _{Z2} wchodzi dokładnie jeden MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych albo dokładnie jeden MWE farm wiatrowych lub fotowoltaicznych oraz MEE; ”	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Wyjaśnienie</u> Nie jest zrozumiała dla OSP treść uwagi w odniesieniu do brzmienia pkt 3.3.4(21) i (22) nowych WDB.
151.	4.3(2.18)	Uwaga: „Informację, w formie oświadczenia DUB, o rodzaju i wartości wsparcia przysługującego właścicielom zasobów reprezentowanych w JGW1, JGW2, JGZ1, JGZ2, JGZ3, JGA należących do DUB:”	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 105.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Uzasadnienie: W zestawieniu jednostek grafikowych brakuje JGZ3 i JGA.		
152.	4.3(3.1)	Uwaga: Brakuje JGZ3 i JGA	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 105.
153.	8.7.3(4)	<p>Wprowadzenie precyzyjnych postanowień, zgodnie z którymi górny limit, o którym mowa w punkcie 8.7.3(4) projektowanych WDB, będzie nie mniejszy niż cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 z późn. zm. dalej: „Ustawa Offshore”), albo w decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 – które podlegają corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski" („Cena Wsparcia”).</p> <p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>Projektowane postanowienia WDB, w punkcie 8.7.3(4) zawierają sposób obliczania dolnego i górnego limitu ceny (ofertowej dla poszczególnych pasm OEB). Zgodnie z tym punktem: Dolny limit ceny i górny limit ceny są wyznaczane zgodnie</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Art. 30 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania stanowi, że wartość górnego limitu ceny dla energii bilansującej musi być zharmonizowana we wszystkich obszarach grafikowych w Unii Europejskiej i określona zgodnie z metodą wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych wykorzystywanych do celów wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań. Metoda ta nie przewiduje możliwości zwiększenia górnego limitu ceny ze względu na Cenę Wsparcia, o której mowa w uwadze. Odnosnie do sposobu wyznaczania górnego limitu ceny – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 36.</p> <p>Ograniczenie górnego limitu ceny dla mocy bilansujących zgodnie z pkt 25(1) nowych WDB do wartości 5 000 zł/MW-h ma charakter tymczasowy i będzie obowiązywać w okresie roku od daty wejścia w życie nowych WDB (po uwzględnieniu zmiany redakcji – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 19), dlatego nie powinno wpływać na kwestię długoterminowego finansowania realizacji inwestycji morskich farm wiatrowych.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>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 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.</p> <p>Ponadto, zgodnie z punktem 25(1): Dla okresu od dnia wejścia w życie WDB do dnia 31 grudnia 2024 r. przyjmuje się wartość górnego limitu ceny, o którym mowa w pkt 8.7.3(4), równą 5 000 zł/MWh dla OPMB i OMB.</p> <p>Jednakże, mając na uwadze horyzont czasowy długoterminowych finansowań realizacji inwestycji morskich farm wiatrowych, które mogą obejmować okres od 25 do nawet 30 lat, kluczowym zagadnieniem, z punktu widzenia instytucji udzielających finansowania, jest zagwarantowanie stałych przychodów (stałej stopy zwrotu inwestycji). Dlatego wnosimy, aby górny limit ceny, o którym mowa w punkcie 8.7.3(4) projektowanych WDB był nie mniejszy niż Cena Wsparcia.</p> <p>Zdajemy sobie sprawę, że nieuwzględnienie proponowanej wysokości górnego limitu ceny przez postanowienie punktu 8.7.3(4) może formalnie nie wystąpić, jednakże należy antycypować pojawienie się uzasadnionych wątpliwości oraz obaw ze strony instytucji finansujących budowy morskich farm wiatrowych, które w pierwszej kolejności poszukiwać będą zagwarantowania stabilnych przychodów z inwestycji.</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Niezależnie od wysokości limitów zaproponowanych w nowym WDB, uwzględnienie ww. uwagi zwiększy komfort instytucji finansowych, a także ułatwi wytłumaczenie powyższych kwestii tymże instytucjom.		
154.	11.4.2	<p>Wnioskujemy o wprowadzenie dodatkowego terminu korekt na rynku bilansującym w trybie m+8. Korekta danych na miejscu bilansowania sprzedawców winna następować po odczytach 6-miesięcznych, które wykonywane są przez część OSD. Wówczas sprzedawca energii nie będzie musiał czekać bardzo długo na korektę pomiędzy trybem m+4 i m+15.</p> <p><u>Propozycja zapisu</u></p> <p>11.4.2 Procedura pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla FD_{MB} innych niż MB_{PEO}</p> <p>(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.</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43.</p>
155.	12.1(3)	<p>Uwaga: „ROmin = „FCR+” + „FRR+””</p> <p>Uzasadnienie: Aby prowadzić w sposób bezpieczny Krajowy System Elektroenergetyczny, niewystarczającym stanem Systemu jest dostępność tylko rezerw na poziomie regulacji pierwotnej. Minimum bezpieczeństwa powinna być ustalona na poziomie sumy regulacji pierwotnej i automatycznej</p>	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 125.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wtórnej gwarantującej powrót do częstotliwości bazowej (50 Hz).</p> <p>Takie rozwiązanie będzie dawać właściwe bodźce ekonomiczne dla elastycznych, aktywnych jednostek grafikowych.</p>		
156.	14.8(3)	<p>Korekta z tytułu odchylenia – rozliczenie to, do tej pory występujące jako opcjonalna kara, staje się obecnie zwykłym elementem rozliczenia. Jednocześnie, rozliczenie to jest skomplikowane i wydaje się w nieuzasadniony sposób rygorystyczne, powodując potencjalnie istotne koszty po stronie dostawców usług bilansujących, które ostatecznie zostaną przerzucone na odbiorców końcowych. Ponadto, w przypadku przekroczenia progu tolerancji (3%) rozliczeniu podlega od razu całość odchylenia, a nie jedynie różnica pomiędzy przekroczeniem, a poziomem 3% - postulujemy zatem, aby zmienić te postanowienia w taki sposób, aby rozliczenie odchylenia obejmowało wyłącznie nadwyżkę odchylenia powyżej poziomu 3%.</p> <p>Rozliczenie odchylenia na podstawie ceny COR wydaje się także prowadzić do braku równości stron relacji DUB-OSP ze względu na to, że za dostawę zakontraktowanej mocy i energii bilansującej DUB nie otrzymuje płatności z tytułu rezerwy operacyjnej, natomiast jeśli odchyli się od punktów pracy wyznaczonych przez OSP na podstawie ofert na energię bilansującą (w tym w wyniku dostawy wymuszonej) o minimalną wartość, prowadzi to do potencjalnie bardzo istotnych skutków finansowych dla DUB (oraz dla POB jako niezbilansowanie); z kolei wartość odnosząca się do 10% ceny na SDAC wydaje się zupełnie arbitralna i nie powiązana faktycznie z</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 102.</p> <p>Jednocześnie wyjaśniamy, że energia skorygowana (ES) dla JGz jest wyznaczana z uwzględnieniem estymaty, stąd też estymata jest pośrednio uwzględniona przy wyznaczaniu energii odchylenia.</p> <p>Odnosząc się do kwestii ceny energii odchylenia, to uwzględnienie przy jej wyznaczaniu 10% wartości publikowanej przez Prezesa URE rocznej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym wynika z § 26 ust. 2 rozporządzenia systemowego.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>przedmiotem płatności; stąd postulujemy, aby zostawić wyłącznie odniesienie do wartości COR przy jednoczesnym wprowadzeniu płatności z tytułu rezerwy operacyjnej za dostawę energii lub mocy bilansującej.</p> <p>Jednocześnie, prosimy o potwierdzenie, że w przypadku jednostek JGz odchylenie liczone będzie względem estymaty. W każdym innym wypadku byłoby to olbrzymie obciążenie dla tych jednostek.</p>		
157.	14.4.2(3.2)	rozliczenie energii aktywowanej na platformie RR – dostrzegamy ryzyko występowania nieprawidłowych sygnałów cenowych w sytuacji, w której cena na platformie RR kształtowana jest przez oferty zawierające komponent COR, natomiast jednostki, których oferty zostały aktywowane na platformie RR z zakontraktowanych mocy bilansujących nie otrzymują płatności z tytułu rezerwy operacyjnej. W związku z tym postulujemy, aby cena za dostarczoną moc bilansującą uwzględniała cenę rezerwy operacyjnej.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 86.
158.	14.4.2(5.3)	Rozliczenie energii bilansującej – W przypadku dostarczenia energii bilansującej wynikającej z aktywacji zakontraktowanych rezerw dostawca usługi nie otrzymuje płatności z tytułu rezerwy operacyjnej – jednocześnie, jeśli nie dostarczy zakontraktowanych mocy bilansujących, musi zapłacić w tym zakresie za niedostarczoną rezerwę operacyjną wartość uwzględniającą cenę rezerwy operacyjnej oraz koszt niezbilansowania. Rozwiązanie takie prowadzi do braku symetryczności rozliczeń pomiędzy DUB a OSP, w związku z czym postulujemy, aby w ramach rozliczeń dostarczonej zakontraktowanej mocy bilansującej DUB również otrzymywał cenę rezerwy operacyjnej.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Pkt 14.4.2(5.3) nowych WDB implementuje postanowienia § 24 ust. 6 rozporządzenia systemowego. Rozwiązanie zaproponowane w uwadze jest niezgodne z rozporządzeniem systemowym. Ponadto zwracamy uwagę na błędne rozumowanie zawarte w uwadze. W zakresie nabytych mocy bilansujących DUB otrzyma wynagrodzenie z tego tytułu i dla tych mocy nie jest już należne dodatkowe wynagrodzenie z tytułu rezerwy operacyjnej. Nie byłoby poprawne podwójne wynagrodzenie DUB za tą samą moc, zarówno z tytułu rezerwy operacyjnej jak i nabytych mocy bilansujących.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<p>W przypadku niedostarczenia mocy bilansujących, które nie zostały odtworzone, opłata za niedostarczoną moc jest wyznaczana na podstawie większej z cen rezerwy operacyjnej i ceny mocy bilansującej. Opłata nie jest wyznaczana na podstawie sumy tych cen. Dodatkowo, jednostkowa opłata jest pomniejszana o cenę energii odchylenia (przy czym wartość wynikowa nie może być niższa niż 0 zł/MW-h), jeżeli jednocześnie niedostarczenie tej mocy bilansującej wiązało się z powstaniem energii odchylenia.</p> <p>Opierając się na zasadzie braku podwójnego wynagrodzenia, OSP skorygował treść pkt 14.4.2(3) i 14.4.2(5) nowych WDB. Określenie „mocami bilansującymi dostarczonymi” zostało zmienione na „mocami bilansującymi aktywowanymi”. Brak dostarczenia aktywowanej mocy bilansującej nie powinien być powodem dodatkowego wynagrodzenia JG wynikającego z braku odjęcia ceny COR z cen energii bilansującej objętej mocami bilansującymi, które zostały aktywowane, ale nie zostały dostarczone.</p>
159.	14.7(10.5)- (10.8)	<p>Prosimy o wyjaśnienie specyficznej sytuacji morskich farm wiatrowych w kontekście rozliczeń wymuszonej dostawy i odbioru energii. Jednostki te posiadają w umowach o przyłączenie postanowienia dot. braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy. Jednocześnie, zgodnie z ustawą offshore, w ciągu 7 lat od dnia wydania przez Prezesa URE decyzji, o której mowa w art. 18 ustawy, PSE jest zobowiązane do zagwarantowania jednostkom MFW pełnego wyprowadzenia mocy. Tym samym, do czasu upływu 7 letniego terminu, rozliczenia odbioru wymuszonego jednostek MFW mogą prowadzić do sytuacji, w której jednostka nie uzyskuje pokrycia utraconych przychodów z tytułu redukcji. W przypadku wytwarzania wymuszonego z kolei może dojść do</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga nie została uwzględniona</u></p> <p>W przypadku polecenia przez OSP zwiększenia generacji nie mają zastosowania postanowienia umowy przesyłania dotyczące braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy.</p> <p>Jeżeli cena energii na SDAC będzie wyższa niż cena z CfD, to składnik dotyczący wysokości wsparcia przyjmie wartość ujemną, a przez to sama cena CWO/CWD będzie miała wartość dodatnią. Gwarantuje to JGz, że rozliczenie na RB pokryje koszty rozliczenia z Zarządcą Rozliczeń.</p> <p>W przypadku polecenia redukcji z powodu braku możliwości wyprowadzenia mocy, oraz zapisanymi w</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>sytuacji, w której jednostka musi zapłacić Zarządcy Rozliczeń za generację (cena energii na SDAC była wyższa niż cena z CfD), a jednocześnie nie uzyska pokrycia tego kosztu przez PSE – taka sytuacja jest niedopuszczalna z perspektywy finansowania wielomiliardowych projektów offshorowych.</p> <p>Co więcej, ze względu na treść art. 40 ust. 3 pkt 1) ustawy offshore, który odwołuje się do wymuszonego odbioru energii w wyniku redysponowania nieopartego o zasady rynkowe, a także w przypadku potencjalnego przyjęcia, że praca wymuszona byłaby redysponowaniem rynkowym powyższy przepis będzie w praktyce martwy, a do czasu upływu 7-letniego terminu jednostki offshore nie będą posiadały żadnego zabezpieczenia strony przychodowej (zarówno w przypadku redukcji, jak i przyrostów wymuszonych).</p> <p>W związku z tym postulujemy usunięcie punktów 14.7 (10.5-10.8), ewentualnie wyłączenie jednostek offshore z ich stosowania i rozliczania tych jednostek na zasadach ogólnych, wyrażonych w punktach 10.1-10.4.</p>		<p>umowie przesyłania postanowieniami dotyczącymi braku gwarantowania wyprowadzenia albo poboru mocy, JG nie ma gwarancji pokrycia utraconych przychodów.</p> <p>Zasady pokrycia ujemnego salda przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w okresie wskazanych w uwadze 7 lat, w których nie jest gwarantowane wyprowadzenie mocy i ma miejsce redukcja na RB, nie są przedmiotem nowych WDB.</p>
160.	14.9.1(4)	<p>Sposób wyznaczania CWD dla jednostek JGz1 posiadających prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach ustawy offshore salda jest wadliwy, ponieważ prowadzi do sytuacji, w której jeśli cena skorygowana z CfD jest wyższa niż cena SDAC, to wytwórca zobowiązany jest generować energię wychodząc na wynik ekonomiczny zbliżony do 0 PLN/MWh (to, co dostaje od OSP oddaje Zarządcy Rozliczeń), a jednocześnie traci godziny ekwiwalentne, w stosunku do których może uzyskać prawo do pokrycia ujemnego salda (z puli 100 000 godzin ekwiwalentnych). Analogicznie w przypadku ceny z CfD niższej niż cena SDAC, wytwórca nie uzyskuje</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 159.</p> <p>Ponadto zwracamy uwagę, że wskazany w uwadze przyrost czy też redukcja generacji mogą mieć charakter swobodny, czyli rozliczany na RB po korzystniejszych cenach dla wytwórcy niż zostało to wskazane w uwadze. Poza tym biorąc pod uwagę faktyczne koszty zmienne wytwarzania energii JGz, które są bliskie 0 zł/MWh, należy spodziewać się, że JGz będą podstawowo generować i na RB będzie raczej występowała redukcja niż przyrost generacji, co</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wartości pełnej ceny skorygowanej, a jedynie różnicę między ceną SDAC a ceną z CfD, zużywając wolumen godzin ekwiwalentnych.</p> <p>Co więcej, w przypadku jednostek, które nie posiadają gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy (czyli wszystkie MFW) do upływu 7-letniego terminu od uzyskania decyzji z art. 18 uMFW może dochodzić do sytuacji, w której praca jednostki będzie wymuszana przez OSP, a jednostka będzie traciła za produkcję energii w tym zakresie – np. kiedy cena SDAC będzie wyższa niż cena skorygowana z CfD, a jednocześnie cena CEBpp będzie niższa niż wartość różnicy między SDAC a CfD.</p> <p>Postulujemy, aby cena CWD dla JGz1 korzystających z prawa do pokrycia ujemnego salda prowadziła do uzyskania przez te jednostki ceny skorygowanej z CfD, o ile tylko cena na SDAC jest nieujemna.</p>		nie powinno negatywnie wpływać na poruszoną w uwadze kwestię puli godzin ekwiwalentnych.
161.	14.9.1(9.3a)	<p><i>Treść uwagi:</i></p> <p>Obecne brzmienie punktu 14.9.1(9.3) w zakresie lit. (a): „(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 ceną skorygowaną, o której mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, dla danego MWE oraz ceną wyznaczoną w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego dla okresu obejmującego dany OREB;”.</p> <p>Proponujemy zmianę brzmienia punktu 14.9.1(9.3) w zakresie lit. (a) poprzez nadanie następującego brzmienia:</p>	<p>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</p>	<p><u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u></p> <p>Uwaga została uwzględniona wyłącznie w zakresie doprecyzowania ceny, która wraz z ceną SDAC wyznacza jednostkowy koszt wsparcia dla MWE morskiej farmy wiatrowej (JKW^{MFW}). Brzmienie pkt 4.3(2.18.d.ii) oraz 14.9.1(9.3.a) nowych WDB zostało odpowiednio zmienione.</p> <p>Analogicznie, w związku z uwagą, wprowadzono doprecyzowanie zasad wyznaczania ceny, która wraz z wartością indeksu TGeBase notowanego na TGE wyznacza jednostkowy koszt wsparcia dla instalacji odnawialnego źródła energii (JKW^{OZE}) w zakresie MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda. Brzmienie pkt 4.3(2.18.a.ii) oraz 14.9.1(9.2.c) nowych WDB zostało odpowiednio zmienione.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(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 ceną skorygowaną, o której mowa w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, dla danego MWE oraz ceną wyznaczoną w procesie SDAC dla polskiego obszaru rynkowego dla okresu obejmującego dany OREB; przy czym:</p> <p>(i) koszt JKW^{MFW} dla OREB doby handlowej d w żadnym wypadku nie może być niższy niż wysokość rekompensaty finansowej, o której mowa w art. 40 ust. 5 pkt 1 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;</p> <p>(ii) jako cenę skorygowaną należy rozumieć: cenę 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 cenę skorygowaną, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także ceną skorygowaną, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 – które podlegają corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej "Monitor Polski".</p>		<p>W pkt 4.3(15.4) nowych WDB wprowadzono obowiązek przekazywania informacji o zmianie parametrów, o których mowa w ww. punktach nowych WDB, po uwzględnieniu zmiany ich redakcji.</p> <p>Odnośnie do zmiany zasad wyznaczania kosztu JKW^{MFW} patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 108.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>Uzasadnienie:</i></p> <p>Proponowana zmiana ma na celu uniknięcie wątpliwości w przypadku morskich farm wiatrowych korzystających z systemu wsparcia na podstawie Ustawy Offshore, w szczególności poprzez:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. uwzględnienie, że podstawą od obliczenia ujemnego salda nie jest wyłącznie cena skorygowana, gdyż ta występuje (i) w przypadku otrzymania pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, która z kolei pomniejsza cenę wskazaną w decyzji) albo (ii) w przypadku zbycia przez wytwórcę zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, podczas gdy podstawą do obliczania ujemnego salda są także „podstawowe” ceny zawarte w decyzji Prezesa URE (art. 18 czy art. 20 ust. 5) czy wynikające z oferty aukcyjnej (art. 31 ust. 1); 2. uwzględnienie corocznej waloryzacji ceny wsparcia na podstawie art. 38 ust. 5, który wejdzie w życie z dniem 1 stycznia 2024 roku, 3. a także uwzględnienie rekompensaty finansowej w przypadku redysponowania nieopartego na zasadach rynkowych, która jest wyznaczana dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania, w których występowało ograniczenie, w zakresie ilości energii elektrycznej niewprowadzonej z tytułu redysponowania, i jest równa sumie: 		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<ul style="list-style-type: none"> • wartości niezbilansowania powodowanej przez tę energię elektryczną w rozliczeniach podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe wytwórcy w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, <p>Ciąg dalszy na następnej stronie.</p> <p><i>Ciąg dalszy powyższej uwagi:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • wartości różnicy pomiędzy: <ul style="list-style-type: none"> ○ wartością energii elektrycznej ustaloną na podstawie ceny rozliczeniowej wyznaczonej w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego dla danego okresu rozliczania niezbilansowania (jak rozumiemy CSDAC zgodnie z WDB) oraz ○ wartością tej energii elektrycznej ustaloną w decyzji Prezesa URE przyznającej prawo do pokrycia ujemnego salda <p>wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej niewprowadzonej z tytułu redysponowania, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania.</p>		

4. Specyfikacja zmian do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania

W wyniku przeprowadzonych konsultacji społecznych z użytkownikami systemu oraz w ramach korekt wprowadzono następujące zmiany do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania (poniższa specyfikacja zmian odnosi się do poszczególnych punktów projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania).

4.1. Zmiany wynikające ze zgłoszonych uwag

W pkt 2.2 zmodyfikowano brzmienie następujących skrótów i oznaczeń:

MB _{AI}	– AFDMB, poprzez które jest reprezentowany zbiór PPE, należących do URD, reprezentujących MWE, inne niż ciepłne, wodne, farm wiatrowych, fotowoltaicznych lub będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE
MB _W	– FDMB, 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
ΔP	– polecona redukcja generacji mocy względem estymaty

W pkt 2.2 dodano następujący skrót:

MB _{AZ}	– AFDMB, 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
------------------	--

W pkt 2.2 usunięto następujące skróty: MB_{AFW}, MB_{APV}.

W pkt 2.3 dodano następującą definicję:

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
---------------------	--

W pkt 2.3 zmodyfikowano brzmienie następujących definicji:

estymata	– szacowana w sposób ciągły w czasie rzeczywistym wartość mocy czynnej możliwa do generacji przez JGz, przy uwzględnieniu bieżącej dostępności energii promieniowania słonecznego lub wiatru oraz warunków eksploatacyjnych
moc maksymalna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc maksymalna zasobu lub suma mocy maksymalnych w przypadku grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy maksymalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP, z zastrzeżeniem, że w przypadku JGz suma mocy maksymalnych nie uwzględnia mocy maksymalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii
moc minimalna JG	– odpowiednio do rodzaju JG i kierunku generacji lub poboru: moc minimalna zasobu albo najmniejsza moc minimalna zasobu spośród grupy zasobów tworzących JG dla danego kierunku, zgodnie z definicją mocy minimalnej dla poszczególnych zasobów określoną w IRiESP, z zastrzeżeniem, że w przypadku JGz moc minimalna albo najmniejsza moc minimalna nie uwzględnia mocy minimalnych MEE wchodzących w skład modułów parku energii

W pkt 1(2) załącznika nr 1 dodano następujące oznaczenie:

P_{jt}^{GOM}	– Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla JGz j dla chwili t [MW]
----------------	--

W pkt 1(2) załącznika nr 1 usunięto następujące oznaczenia: $P_{jt\tau}^{PobMinK}$ i $T_{jt}^{PobMinK}$.

W pkt 1(2) załącznika nr 1 zmodyfikowano brzmienie następujących oznaczeń:

$P_{jt\tau}^{GenMinK}$	– Dla JG $j \in J_{W1}$: zmienna pomocnicza oznaczająca wielkość korekty mocy minimalnej dyspozycyjnej JG _{W1} j dla chwili t w związku z zakończeniem uruchamiania JG _{W1} j w chwili $\tau \in T_{jt}^{GenMinK}$ [MW]
$T_{jt}^{GenMinK}$	– Dla JG $j \in J_{W1}$: zbiór zawierający chwile należące do zbioru T_1 poprzedzające chwilę t , w których zakończenie uruchomienia JG _{W1} j powoduje brak możliwości osiągnięcia mocy minimalnej dyspozycyjnej JG _{W1} j w chwili t ze względu na maksymalny gradient naboru obciążenia bazowego JG _{W1} j , tj.:

$$T_{jt}^{GenMinK} = \left\{ \tau \in T_1 : t - \frac{P_{jt}^{GenMinOD} - P_j^{GenMin}}{RG_j^{Gen}} < \tau < t \right\}$$

Zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

1.2	(1.3.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;
1.3	(1.4) Termin wejścia w życie WDB: data określona przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB.

3.1.1	<p>(4.1) POBz – podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów:</p> <p>(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</p> <p>(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;</p>
3.1.1	<p>(5) Dostawcą usług bilansujących jest podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo zasobów:</p> <p>(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</p> <p>(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.</p>
3.3.2	<p>(5.2.b) W – PPE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej lub URD typu posiadacz magazynu energii elektrycznej, reprezentujące odpowiednio MWE lub MEE.</p>
3.3.2	<p>(8) Dla $F_{D}MB$ reprezentujących dostawy energii elektrycznej zasobów URD, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące na RB, w miejscach sieci dystrybucyjnej objętych obszarem RB ($A_{F_{D}MB}$), zgodnie z pkt 3.2(2.3), obowiązują następujące wartości atrybutów:</p> <p>(8.1) Atrybut lokalizacji w obszarze RB:</p> <p>(a) Węzeł sieci 110 kV albo system szyn SN w węźle sieci 110 kV/SN, w obszarze sieci OSDp/OSDn;</p> <p>(8.2) Atrybut typu użytkownika:</p> <p>(a) AO – PPE należące do URD, reprezentujące sterowane odbiory (SO);</p> <p>(b) AW – PPE należące do URD, reprezentujące MWE ciepłe;</p> <p>(c) AH – PPE należące do URD, reprezentujące MWE wodne, inne niż MWE elektrowni szczytowo-pompowych;</p> <p>(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;</p> <p>(e) AM – PPE należące do URD, reprezentujące MWE elektrowni szczytowo-pompowych albo MEE;</p>

	<p>(f) <i>A/</i> – PPE należące do URD, reprezentujące MWE inne niż wymienione w pkt (b)-(e). Ze względu na wartości atrybutów <i>AFD</i>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 <i>AFD</i>MB: <i>MB</i>AO, <i>MB</i>AW, <i>MB</i>AH, <i>MB</i>AZ, <i>MB</i>AM, <i>MB</i>AI.</p>
3.3.4	<p>(19.4) JG_Z jest zbiorem: (i) <i>FZ</i>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) <i>AFD</i>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.</p> <p>(a) JG_Z uczestniczącą aktywnie w RB w pełnym zakresie dysponowania jest JG_Z z ZAK = 1 (JG_{Z1});</p> <p>(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});</p> <p>(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;</p> <p>(d) W skład JG_{Z3} wchodzi co najmniej dwa zasoby spośród: MWE farm wiatrowych lub MWE farm fotowoltaicznych lub MWE będące pojedynczymi modułami parku energii składającymi się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE;</p> <p>(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};</p>
3.3.4	<p>(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.</p>
3.6.1	<p>(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</p>

	POBz może w odniesieniu do tego zasobu, umocować innego POBz, który w ramach swojej JBz będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego zasobu na RB działając w imieniu własnym i na własny rachunek.
3.6.1	(6) Jeżeli POBz umocowany zgodnie z pkt (4) i (5) przez użytkownika systemu jako podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe jego zasobu, niezależnie od przyczyny zaprzestanie działalności na RB, to użytkownik systemu, jako POBz, staje się odpowiedzialny za bilansowanie handlowe dostaw energii elektrycznej dla swojego zasobu poprzez posiadaną JBz, ze skutkiem od dnia zaprzestania przez umocowanego POBz działalności na RB, bez konieczności dokonywania zmian w umowach przesyłania w formie aneksu.
3.6.1	(8) Użytkownik systemu będący właścicielem zasobu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej nieobjętej podstawowym lub rozszerzonym obszarem RB (URD), jest bilansowany handlowo na RB w zakresie tego zasobu przez wskazanego POBz.
3.6.2	(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 JBz, o przejściu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tych zasobów od doby handlowej d ;
3.7.1	(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.
3.7.1	(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.

	<p>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;</p> <p>(6.2) Aneks do umowy przesyłania pomiędzy:</p> <p>(a) OSP i właścicielem zasobu – w przypadku każdego zasobu wchodzącego w skład danej JG przyłączonego do podstawowego lub rozszerzonego obszaru RB;</p> <p>(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;</p> <p>(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).</p>
3.7.1	<p>(7) Postanowienia dotyczące JG zawarte w umowie przesyłania albo aneksie do umowy przesyłania pomiędzy OSP i DUB, o których mowa w pkt (6.1), wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie nie wcześniej jednak niż po 10 dniach kalendarzowych od daty otrzymania przez OSP ostatniego z podpisanych aneksów, o których mowa w pkt (6.2), dotyczących zasobu lub grupy zasobów wchodzących w skład tej JG.</p> <p>OSP informuje DUB o dacie wejścia w życie postanowień dotyczących JG.</p> <p>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.</p>
3.7.1	<p>(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.</p> <p>Zakres usług bilansujących jakie są objęte obowiązkiem świadczenia, o którym mowa w zdaniu poprzednim, określa pkt 7.</p>
3.7.1	<p>(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:</p>

	<p>(10.1) Uzyskać pozytywny wynik procesu kwalifikacji DUB w odniesieniu do zasobu tworzącego JG, z zastrzeżeniem § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego;</p> <p>(10.2) Wskazać w umowie przesyłania z OSP operatora rynku dla tej JG.</p>
3.7.1	(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;
3.7.2	<p>(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 $d-1$.</p> <p>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;</p>
4.2	(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.
4.3	(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;
4.3	(2.18.a.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;
4.3	(2.18.d.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;
4.3	<p>(15.4) Niezwłocznie w przypadku:</p> <p>(a) Uzyskania informacji o emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO₂ za poprzedni rok kalendarzowy, o której mowa w pkt 14.9.4(2), na podstawie raportu audytora uprawnionego do weryfikacji rocznych raportów z emisji CO₂ – jest</p>

	<p>zobowiązany do przesłania OSP nowej wartości jednostkowego wskaźnika emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO₂;</p> <p>(b) Zmiany parametrów otrzymywanego wsparcia:</p> <ul style="list-style-type: none">(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; <p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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;</p>
--	---

	<p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(i) Zmiany parametrów technicznych MEE albo ESP – jest zobowiązany do przesłania OSP zaktualizowanej wartości współczynnika sprawności MEE albo ESP.</p>									
8.1	(27.1) W przypadku wymiany danych dotyczących JB – systemu informatycznego WIRE, a w przypadku awarii WIRE systemu informatycznego PREU;									
8.3.3	(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.									
8.3.3	(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 .									
8.3.3	(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 .									
8.3.3	(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 .									
8.3.3	<p>Tabela 8.3. Harmonogram zgłaszania danych handlowych i technicznych w ramach RBB dla doby handlowej d.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Termin/okres</th> <th>Działania OR</th> <th>Działania OSP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">Zgłoszenia USE</td> </tr> <tr> <td>Godzina 15.30 doby $d-1$.</td> <td></td> <td>Rozpoczęcie procesu zgłaszania USE dla doby handlowej d w ramach RBB (otwarcie bramki na RBB dla doby handlowej d).</td> </tr> </tbody> </table>	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).
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 na RBB zgłoszeniach PP, OEB i OMB. Odbiór informacji o przyjętych na RBB PP, OEB i OMB.	Iteracyjnie: 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).
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 <i>d</i> .	Odbiór informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach PP, OEB i OMB. Odbiór informacji o przyjętych na RBB PP, OEB i OMB.	Ostatnia iteracja weryfikacji zgłoszeń PP, OEB i OMB: Generowanie i wysyłanie informacji o odrzuconych na RBB zgłoszeniach PP (dokumenty OZPP), OEB (dokumenty OZOEB) i OMB (dokumenty OZOMB). Generowanie i wysyłanie informacji o przyjętych na RBB PP (dokumenty PPP), OEB (dokumenty POEB) i OMB (dokumenty POMB).
8.4.1	(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.		
8.4.3	(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.		
8.5.1	(3.2.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.		
8.5.4	(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;		

	<p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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:</p> <p>(a) Wszystkich transakcji, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.4);</p> <p>(b) Danej transakcji handlowej, jeżeli nie jest spełniony warunek określony w pkt 8.5.3(3.3).</p>
8.5.4	(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.
8.5.4	(9) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBN, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczone 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.
8.5.4	(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 .
8.5.4	(12) W wyniku weryfikacji zgłoszeń USE w ramach RBB, dla każdej JB oraz każdego ORN danej doby handlowej są wyznaczone 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.

8.6.5	(2.2.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;
8.6.5	(2.2.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;
8.6.5	(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.
8.6.5	(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.
8.6.5	(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.
8.6.5	(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.
8.6.5	(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 ;
8.6.8	(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);

	<p>(2.3) Grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZWP = 1:</p> <p>(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;</p> <p>(b) Nie może być większy niż moc maksymalna dyspozycyjna JG_{Z1}, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek dodatni dla danego OREB;</p> <p>(c) Musi spełniać warunek, o którym mowa w pkt (2.2.a), jeżeli:</p> <p>(i) Został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB; lub</p> <p>(ii) Dany OREB jest pierwszym lub ostatnim OREB okresu z ZWP = 1;</p> <p>oraz</p> <p>(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;</p> <p>(2.4) ZWP musi być równy:</p> <p>(a) 0, jeżeli dany OREB nie należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{Z1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;</p> <p>(b) 1, jeżeli dany OREB należy do okresu pracy wymuszonej zgłoszonej dla danej JG_{Z1} przez SOWE i zatwierdzonej wstępnie przez OSP;</p> <p>(2.5) W przypadku JG_{Z1}, w skład której wchodzi MEE, grafik obciążenia magazynu nie może być:</p> <p>(a) Większy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG_{Z1} w kierunku generacji; oraz</p> <p>(b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE wchodzącego w skład JG_{Z1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.</p>
8.6.9	<p>(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:</p> <p>(2.1) Grafik obciążenia, ZUB i grafik obciążenia magazynu muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(14);</p> <p>(2.2) Grafik obciążenia nie może być większy niż:</p> <p>(a) Moc maksymalna dyspozycyjna JG_Z; oraz</p>

	<p>(b) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_z, jeżeli został zgłoszony przez SOWE ubytek ujemny dla danego OREB;</p> <p>(2.3) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB $ZUB = D$:</p> <p>(a) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_z i danego OREB;</p> <p>(b) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_z dla danego OREB; oraz</p> <p>(c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);</p> <p>(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:</p> <p>(a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:</p> <p>(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_z i danego OREB; oraz</p> <p>(ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_z dla poprzedniego OREB;</p> <p>(b) Grafik obciążenia dla danego OREB:</p> <p>(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JG_z dla danego OREB; oraz</p> <p>(ii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);</p> <p>(c) Grafik obciążenia dla następnego OREB:</p> <p>(i) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna z ostatniej przyjętej OEB dla danej JG_z i następnego OREB;</p> <p>(ii) Nie może być większy niż różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_z dla następnego OREB; oraz</p> <p>(iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JG_z, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5);</p>
--	--

	<p>(2.5) W przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE, grafik obciążenia magazynu nie może być:</p> <p>(a) Większy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JG_Z w kierunku generacji; oraz</p> <p>(b) Mniejszy niż moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE wchodzących w skład JG_Z w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.</p>
8.6.12	<p>(6.5) Dla JG_{Z2} i JG_{Z3}:</p> <p>(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;</p> <p>(b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli:</p> <p>(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</p> <p>(ii) Warunki określone w pkt 8.6.9(2.4) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia;</p> <p>Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.9(2.4), przyjmuje się ZUB równy N;</p>
8.7.3	<p>(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:</p> <p>(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;</p> <p>(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.</p>
8.7.3	<p>(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:</p> <p>(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;</p>

	<p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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.</p>
9.1.1	(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.
9.2.1	(13) Wymiana danych pomiędzy POB_{GE} oraz OSP następuje poprzez OR ustanowionego dla JB_{GE} należącej do POB_{GE} , przy wykorzystaniu WIRE albo PREU w przypadku awarii WIRE.
9.3.1	<p>(5) W procesie przyjmowania wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu europejskiego podstawowym okresem handlowym jest godzina. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich godzin doby handlowej, przy czym:</p> <p>(5.1) Doba handlowa trwa 24 godziny, z zastrzeżeniem pkt (5.4);</p> <p>(5.2) Pierwsza godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 1.00 włącznie;</p> <p>(5.3) Ostatnia 24 godzina doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.00 i trwa do godziny 24.00 włącznie;</p> <p>(5.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 23 godziny, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 25 godzin.</p>
9.3.4	(5) Informacje, o których mowa w pkt (3), OSP przekazuje do OR danego POB_{GE} za pomocą WIRE lub udostępnia za pomocą PREU w dokumencie UGMCB.
10.3	(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	(3.2) Uwzględnia w planie BPKD-CR, w tym w PPS danej JG.
10.6.1	<p>(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:</p> <p>(3.1) W przypadku JG_{M1}:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Niezależną zmianę stanu naładowania; (b) Potencjał dostawy; (c) Potencjał odbioru; (d) ZPDO; <p>(3.2) W przypadku JG_{M2}:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Potencjał dostawy; (b) Potencjał odbioru; <p>(3.3) W przypadku JG_Z, w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Grafiki obciążenia magazynu.
10.6.3	<p>(9.2.b) Grafiki obciążenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> (i) Nie ulega zmianie, jeżeli stan JG_{M1} jest równy R; (ii) Przyjmuje wartość najbliższą dotychczasowej wartości grafiki obciążenia, która wraz ze zaktualizowanym grafikiem obciążenia dla poprzedniego odpowiednio OREB lub OPCR spełnia: <ul style="list-style-type: none"> • 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 $ZWP = 1$;

	<ul style="list-style-type: none"> • 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;
11.4.2	(6) Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $F_{D}MB$ 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 $m+15$.
11.7.1	(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 $d+5$.
12.2	<p>(1) Rezerwa operacyjna (RO) dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana na podstawie danych z PPS w następujący sposób:</p> <p>(1.1) Dla JG_{W1}:</p> <p>(a) Jeżeli $ZWP = 1$ dla danego OREB:</p> $RO_{jt} = 0 \quad (12.1)$ <p>(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:</p> $RO_{jt} = \max \left(0; \frac{1}{N^{Tt}} \sum_{\tau \in T_t} \overline{P_{J\tau}^{DyspRO}} - \max \left(\sum_{\tau \in T_t} \frac{\overline{P_{J\tau}^{OfMinDysp}}}{N^{Tt}}; \frac{ER_{jt}}{\Delta t} \right) \right) \quad (12.2)$ $\overline{P_{J\tau}^{OfMinDysp}} = \frac{\overline{P_{j,\tau-1}^{OfMinDysp}} + \overline{P_{j\tau}^{OfMinDysp}}}{2} \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{J\tau}^{DyspRO}} > 0$ $\overline{P_{J\tau}^{OfMinDysp}} = 0 \quad \text{jeżeli} \quad \overline{P_{J\tau}^{DyspRO}} = 0$

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

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

- (1.2) Dla JG_{w2}:

- (a) Jeżeli ZUB = N:

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

- (b) W pozostałych przypadkach:

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

- (1.3) Dla JG_{M1}:

- (a) Jeżeli ZWP = 1:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(1.4) Dla JG_{M2}:

(a) Jeżeli ZUB = N:

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

(b) Jeżeli ZUB = D^G:

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

(c) Jeżeli ZUB = D^P:

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

(1.5) Dla JG_O:

(a) Jeżeli ZUB = N:

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

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.6) Dla JG_{Z1}:

(a) Jeżeli ZWP = 1:

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

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.7) Dla JG_{Z2} i JG_{Z3}:

(a) Jeżeli ZUB = N:

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

(b) W pozostałych przypadkach:

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

(1.8) Dla 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}	– Grafiki 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]
$P_{G_{j\tau}}^{OfMinDysp}$	– 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]
$\overline{P_{G_{j\tau}}^{OfMinDysp}}$	– 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

14.2.1	<p>(2) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OREB jest równa:</p> <p>(2.1) Sumie energii zweryfikowanych danej JG wyznaczonych dla poszczególnych OPCR należących do danego OREB, z zastrzeżeniem pkt (2.2):</p> $EZ_{jt} = \sum_{\tau \in T_t} EZ_{j\tau} \quad (14.1)$ <p>gdzie:</p> <p>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</p> <p>(2.2) Energii rzeczywistej danej JG_Z dla danego OREB, w przypadku braku estymaty dla tej JG_Z i tego OREB.</p>
14.2.1	<p>(3) Energia zweryfikowana dla danej JG dla danego OPCR jest wyznaczana według następujących zasad:</p> <p>(3.1) Energia zweryfikowana dla JG_{W1} i JG_{M1} w stanie JG równym R jest równa 0 MWh;</p> <p>(3.2) Energia zweryfikowana dla JG_{Z1} z ZWP = 0 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = D jest równa:</p> $EZ_{j\tau} = \max \left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; \min \left(E_{j\tau}^{Est}, \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau \right) \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.2)$ <p>(3.3) Energia zweryfikowana dla JG_{Z1} z ZWP = 1 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = N jest równa:</p> $EZ_{j\tau} = \max \left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau; 0 \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.3)$ <p>(3.4) W pozostałych przypadkach energia zweryfikowana jest równa:</p> $EZ_{j\tau} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GZ} + P_{j\tau}^{GZ}}{2} \cdot \Delta\tau \quad (14.4)$ <p>gdzie:</p> <p>$EZ_{j\tau}$ – Energia zweryfikowana JG j dla OPCR τ [MWh]</p>

	<p>$P_{j\tau}^{GZ}$ – Grafik obciążenia z PPZ JG j dla OPCR τ [MW]</p> <p>$E_{j\tau}^{Est}$ – Energia odpowiadająca estymacie dla JG j dla OPCR τ [MWh]</p> <p>$P_{j\tau}^{GOM}$ – 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> <p>$P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna uwzględniona w PPZ JG j dla OPCR τ [MW]</p> <p>$\Delta\tau$ – Czas trwania OPCR [h]</p>
14.2.2	<p>(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:</p> <p>(3.1) Dla JG_{M1}:</p> <p>(a) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego U^G albo P^G:</p> $ES_{jt} = \max(0; ER_{jt}) \quad (14.6)$ <p>(b) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego U^P albo P^P:</p> $ES_{jt} = \min(0; ER_{jt}) \quad (14.7)$ <p>(c) W przypadku stanu JG_{M1} z PPS równego R:</p> $ES_{jt} = 0 \quad (14.8)$ <p>gdzie:</p> <p>ES_{jt} – Energia skorygowana JG_{M1} j dla OREB t [MWh]</p> <p>ER_{jt} – Energia rzeczywista JG_{M1} j dla OREB t [MWh]</p> <p>(3.2) Dla JG_Z: energia skorygowana dla danego OREB jest równa energii rzeczywistej tej JG_Z dla tego OREB.</p>
14.2.2	<p>(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:</p> <p>(4.1) E^{BPP} dla JG_{W1} i JG_{M1} w stanie JG równym R jest równa 0 MWh;</p>

(4.2) E^{BPP} dla JG_{Z1} z ZWP = 0 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = D jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max \left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; \min \left(E_{j\tau}^{Est}; \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2} \cdot \Delta\tau \right) \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.9)$$

(4.3) E^{BPP} dla JG_{Z1} z ZWP = 1 oraz JG_{Z2} i JG_{Z3} z ZUB = N jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \max \left(E_{j\tau}^{Est} - \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau; 0 \right) + P_{j\tau}^{GOM} \cdot \Delta\tau \quad (14.10)$$

(4.4) W pozostałych przypadkach E^{BPP} jest równa:

$$E_{j\tau}^{BPP} = \frac{P_{j,\tau-1}^{GS} + P_{j\tau}^{GS}}{2} \cdot \Delta\tau \quad (14.11)$$

gdzie:

- $E_{j\tau}^{BPP}$ – Energia elektryczna JG j dla OPCR 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]

14.3.3

(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.

14.8

(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 PG :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left(PG_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PG_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.146)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left(0; \sum_{\tau \in T_t} \frac{PG_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PG_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.147)$$

(b) Dla której stan JG_{M1} jest równy PP :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left(0; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MinDysp} + PL_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.148)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left(-PL_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{PL_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + PL_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.149)$$

(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_0 :

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left(-P_{jt}^{OfMin}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.154)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left(-P_{jt}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MaxDysp} + P_{j\tau}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.155)$$

(4.6) Dla JG_{Z1}, JG_{Z2} i JG_{Z3}:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} + P_{jt}^{GOM} \quad (14.156)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left(\frac{E_{jt}^{Est}}{\Delta t} - P_{jt}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{j,\tau-1}^{MinDysp} + P_{j\tau}^{MinDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) + P_{jt}^{GOM} \quad (14.157)$$

(4.7) Dla JG_A:

$$P_{jt}^{MaxEO} = \min \left(P_{G_{jt}}^{OfMax}; \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{G_{j,\tau-1}}^{MaxDysp} + P_{G_{j\tau}}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.158)$$

$$P_{jt}^{MinEO} = \max \left(-P_{L_{jt}}^{OfMax}; - \sum_{\tau \in T_t} \frac{P_{L_{j,\tau-1}}^{MaxDysp} + P_{L_{j\tau}}^{MaxDysp}}{2 \cdot N^{T_t}} \right) \quad (14.159)$$

gdzie:

- P_{jt}^{MaxEO} – Moc maksymalna dyspozycyjna JG j dla OREB t objęta OEB [MW]
- P_{jt}^{MinEO} – Moc minimalna dyspozycyjna JG j dla OREB t objęta OEB [MW]
- $P_{j\tau}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG j dla OPCR τ [MW]
- $P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG j dla OPCR τ [MW]
- $P_{G_{j\tau}}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG j w kierunku generacji dla OPCR τ [MW]

	<p> $P_{j\tau}^{MinDysp}$ – Moc minimalna dyspozycyjna JG j w kierunku generacji dla OPCR τ [MW] $P_{j\tau}^{MaxDysp}$ – Moc maksymalna dyspozycyjna JG j w kierunku poboru dla OPCR τ [MW] $P_{j\tau}^{MinDysp}$ – 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 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] P_{jt}^{OfMax} – Oferowana moc maksymalna JG j w kierunku generacji dla OREB t określona w OEB [MW] P_{jt}^{OfMin} – Oferowana moc minimalna JG j w kierunku generacji dla OREB t określona w OEB [MW] P_{jt}^{OfMax} – Oferowana moc maksymalna JG j w kierunku poboru dla OREB t określona w OEB [MW] P_{jt}^{OfMin} – Oferowana moc minimalna JG j w kierunku poboru dla OREB t określona w OEB [MW] ER_{jt} – Energia rzeczywista JG j dla OREB t [MWh] Δt – Czas trwania OREB [h] T_t – Zbiór OPCR objętych OREB t N^{T_t} – Liczba OPCR w OREB t </p>
14.9.1	<p>Opis współczynnika KT_{jm} we wzorze (14.164) powołanym w pkt (7) otrzymuje brzmienie:</p> <p> KT_{jm} – Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury otoczenia dla JG j dla miesiąca m; Dla JG j wykorzystującej jako paliwo podstawowe gaz ziemny: <ul style="list-style-type: none"> • 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 $KT_{jm} = 0$ </p>

14.9.1	(9.2.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;
14.9.1	(9.3.a) Dla MWE uprawnionych do pokrycia ujemnego salda koszt JKW ^{MFV} 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;
14.11	(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 $m+15$.
14.11	(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.
15.5	(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 $m+15$.
15.5	(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.
16.1.3	(1) Raport handlowy korygujący energii bilansującej (RHK ^{EB}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.

16.2.3	(1) Raport handlowy korygujący mocy bilansujących (RHK ^{MB}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
16.3.3	(1) Raport handlowy korygujący rezerwy operacyjnej (RHK ^{RO}) jest udostępniany przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
17.1.3	(1) Raport handlowy korygujący energii niezbilansowania (RHK ^{EN}) jest udostępniany OR przez OSP nie później niż 17. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
18.1	(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.
19.1	(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.
25	(1) 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.
25	(3) W okresie roku od dnia wejścia w życie WDB, niezależnie od postanowień pkt 3.3.4(20), wszystkie zasoby tworzące pojedynczą JG _{Z3} lub pojedynczą JG _A muszą być przyłączone do jednego węzła sieci przesyłowej albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle łączącym sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia.
25	(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.
25	(8) 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.
25	(9) 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.
Zał. nr 1: 5.1	(1) Ograniczenia dotyczące zapotrzebowania na moc mają na celu zapewnienie bilansu mocy obciążenia JG i zapotrzebowania na moc w obszarze RB i mają następującą postać:

		$\sum_{j \in J} P_{jt} + \sum_{j \in J_Z} P_{jt}^{GOM} = Z_t \quad \forall t \in T_1 \quad (Z.5.1)$
Zał. nr 1: 7.1.4	(2.2)	<p>W przypadku JG_{M1} ograniczenia te zapewniają również:</p> <p>(a) Osiągnięcie mocy generacji (poboru) równej co najmniej mocy minimalnej dyspozycyjnej w kierunku generacji (poboru) w chwili zakończenia uruchamiania do pracy w kierunku generacji (poboru);</p> <p>(b) Zerową moc generacji i poboru w okresie postoju;</p> <p>(c) Wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących FCR^G, FCR^D, $aFRR^G$ i $aFRR^D$ w okresie postoju i uruchamiania.</p>
Zał. nr 1: 7.1.4	(4)	<p>W przypadku JG_{M1} ograniczenia dotyczące oferowanych mocy dyspozycyjnych JG mają następującą postać:</p> <p>(4.1) Ograniczenia związane z wykonalnością mocy generacji i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy lub uruchamiania do pracy w kierunku generacji:</p> $P_{jt}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDKP_{jt}^{Gen,r} + MDKU_{jt}^{Gen,mFRRd^G} \leq on_{jt}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMaxOD} \quad (Z.7.30)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$ $P_{jt}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDKP_{jt}^{Gen,r} \geq on_{jt}^{Gen} \cdot P_{jt}^{GenMinOD} \quad (Z.7.31)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$ $P_{j,t-\Delta t}^{Gen} + \sum_{r \in R_R^G} MDPP_{jt}^{Gen,r} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD} \quad (Z.7.32)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \leq P_{j,t-\Delta t}^{GenMaxOD})$ $P_{j,t-\Delta t}^{Gen} - \sum_{r \in R_R^D} MDPP_{jt}^{Gen,r} \geq on_{j,t-\Delta t}^{Gen} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD} \quad (Z.7.33)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \geq P_{j,t-\Delta t}^{GenMinOD})$ <p>(4.2) Ograniczenia związane z wykonalnością mocy poboru i zapewnieniem dostępnych mocy na potrzeby świadczenia mocy bilansujących w trakcie pracy lub uruchamiania do pracy w kierunku poboru:</p>

	$P_{jt}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDKP_{jt}^{Pob,r} + MDKU_{jt}^{Pob,mFRRd^D} \leq on_{jt}^{Pob} \cdot P_{jt}^{PobMaxOD} \quad (Z.7.34)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$
	$P_{jt}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDKP_{jt}^{Pob,r} \geq on_{jt}^{Pob} \cdot P_{jt}^{PobMinOD} \quad (Z.7.35)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1$
	$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} + \sum_{r \in R_R^D} MDPP_{jt}^{Pob,r} \leq on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD} \quad (Z.7.36)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \geq -P_{j,t-\Delta t}^{PobMaxOD})$
	$P_{j,t-\Delta t}^{Pob} - \sum_{r \in R_R^G} MDPP_{jt}^{Pob,r} \geq on_{j,t-\Delta t}^{Pob} \cdot P_{j,t-\Delta t}^{PobMinOD} \quad (Z.7.37)$ $\forall j \in J_{M1}, t \in T_1: ZWP_{jt} \neq 1 \wedge (ZWP_{j,t-\Delta t} \neq 1 \vee P_{j,t-\Delta t}^{GO} \leq -P_{j,t-\Delta t}^{PobMinOD})$
Zał. nr 2: 4	(1.1) Posiadania zdolności do otrzymywania i realizacji obciążenia bazowego zadawanego poprzez sygnał BPP (wartość bezwzględna obciążenia) albo poprzez sygnał ΔP w przypadku, gdy zasób lub grupa zasobów ma tworzyć JG _Z ; oraz
Zał. nr 2: 4	(4) Każdy zasób, w tym MWE będący pojedynczym modułem parku energii składającym się z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej, które mogą być wspomagane MEE, tworzący JG ma być wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy spełniający wymagania określone w rozporządzeniu pomiarowym, w zakresie dotyczącym licznika zdalnego odczytu, w tym umożliwiającą automatyczną rejestrację danych pomiarowych w okresach zgodnych z okresem rozliczania energii bilansującej oraz pozyskiwanie ich przez operatora systemu elektroenergetycznego do systemu zdalnego odczytu w trybie dobowym.
Zał. nr 2: 4	(poprzednio pkt (13)) (14) Należy zachować zdolność do ciągłej aktywacji poszczególnych mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd, RR w całym paśmie dopuszczalnych obciążeń zasobu lub grupy zasobów tworzących JG w zakresie: (14.1) Od mocy minimalnej kwalifikowanej do mocy maksymalnej kwalifikowanej JG; (14.2) Od mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku poboru do mocy maksymalnej kwalifikowanej w kierunku generacji w przypadku JG _A . W przypadku JG _{M1} spełniającej wymagania dotyczące osiągnięcia mocy minimalnej kwalifikowanej ze stanu „postój” oraz ze stanu „praca” do stanu „postój” w czasie do 12,5 min, zgodnie z pkt (12.1), zakres mFRRd obejmuje moce poniżej mocy minimalnej

	kwalfikowanej JG _{M1} przy czym nie jest wymagana zdolność do aktywacji mFRRd z obciążeniem JG _{M1} poniżej mocy minimalnej kwalfikowanej.
Zał. nr 2: 5	(5) Program i termin wykonania testów sprawdzających podmiot reprezentujący zasób ma obowiązek uzgodnić z OSP. Uwagi do przedstawionego programu testów oraz proponowanego terminu ich wykonania OSP każdorazowo przekaże do podmiotu reprezentującego zasób w terminie 24 dni roboczych od jego otrzymania.
Zał. nr 2: 8	(2.4) Powtarzającego się niepoprawnego wyznaczania estymaty lub powtarzającej się niesprawności systemu do wyznaczania estymaty w przypadku JG _Z .

Dodano następujące punkty:

8.5.3	(3.5) Dla każdej transakcji ilość dostaw energii elektrycznej określona dla danego ORN po przemnożeniu przez 1000 musi być podzielna przez 4.
8.6.1	(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;
8.6.1	(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;
8.6.2	(5.1.f.vii) W przypadku JG _Z , w skład której wchodzi MEE, parametry MEE albo grupy MEE związanych z daną JG _Z : <ul style="list-style-type: none"> • Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku generacji; • Moc maksymalna MEE albo sumaryczna moc maksymalna grupy MEE w kierunku poboru;
8.6.2	(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 .

8.6.5	(15.10.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 ;
8.6.5	(15.10.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 ;
8.6.12	(19.8) Dodatkowo w przypadku JG_Z , w skład której wchodzi co najmniej jeden MEE: (a) Grafik obciążenia magazynu równy 0 MW.
9.3.1	(6) W procesie przyjmowania wyników jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla procesu krajowego podstawowym okresem handlowym jest 15 minut, co odpowiada ORN. Przetwarzanie danych dotyczy wszystkich okresów 15 minutowych doby handlowej, przy czym: (6.1) Doba handlowa składa się z 96 okresów 15 minutowych, z zastrzeżeniem pkt (6.4); (6.2) Pierwszy okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 0.00 i trwa do 0.15 włącznie; (6.3) Ostatni okres 15 minutowy doby handlowej rozpoczyna się bezpośrednio po godzinie 23.45 i trwa do godziny 24.00 włącznie; (6.4) W przypadku zmiany czasu z zimowego na letni doba handlowa trwa 92 okresy 15 minutowe, a w przypadku zmiany czasu z letniego na zimowy doba handlowa trwa 100 okresów 15 minutowych.
14.3.1	(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	(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.
Zał. nr 1: 3.3.1	(1.4) Dodatkowe parametry dla $JG_j \in J_Z$: P_{jt}^{GOM} – Grafik obciążenia magazynu z PPZ dla $JG_Z j$ dla chwili t [MW]; Dla $JG_Z j$, dla której w PPZ dla chwili t nie jest określony grafik obciążenia magazynu, przyjmuje się wartość parametru P_{jt}^{GOM} równą 0
Zał. nr 2: 4	(9) Dla JG_Z estymata ma być wyznaczana na podstawie estymat cząstkowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wchodzących w skład JG_Z . W przypadku JG_Z , w skład której wchodzi MEE, w estymacie nie uwzględnia się mocy generacji lub poboru MEE.

Numeracja dotychczasowych punktów 8.6.1(13.3), 8.6.1(14.3) zostaje zmieniona odpowiednio na 8.6.1(13.4), 8.6.1(14.4).

Numeracja dotychczasowych wzorów (Z.7.42)-(Z.7.140) w załączniku nr 1 zostaje zmieniona odpowiednio na (Z.7.38)-(Z.7.136).

Numeracja dotychczasowych punktów 4(9)-4(13) załącznika nr 2 zostaje zmieniona odpowiednio na 4(10)-4(14).

Dokonano zmian we wzorach dokumentów powołanych w punkcie 11 załącznika nr 2, zgodnie z uwzględnionymi uwagami: uwagą ogólną nr 20 i uwagą szczegółową nr 40.

4.2. Zmiany wprowadzone w ramach korekt

Uzupełnienie odwołań do rozporządzenia systemowego

W związku z opublikowaniem rozporządzenia systemowego uzupełniono datę jego wydania oraz nr pozycji w Dzienniku Ustaw.

Rozporządzenie systemowe w pkt 2.1 otrzymuje następujący opis:

rozporządzenie systemowe	– rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819)
--------------------------	--

Ponadto zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

1.3	(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);
Załącznik nr 2: 10	<p>(1) Podmiot reprezentujący zasób, który jest objęty zakresem § 52 ust. 1 rozporządzenia systemowego nie ma obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji zgodnie z załącznikiem nr 2 w odniesieniu do zasobu, którego dotyczyło aktywne uczestnictwo w bilansowaniu systemu poprzez JG reprezentującą ten zasób, w zakresie usług bilansujących świadczonych poprzez tę JG, przed dniem wejścia w życie Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819). W takim przypadku uznaje się, że powołana JG spełnia kryteria kwalifikacji i przyjmuje się, że:</p> <p>(1.1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie energii bilansującej jest ważne bezterminowo, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8;</p> <p>(1.2) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących jest ważne przez okres 5 lat od daty wejścia w życie WDB, wdrażającego przepisy Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819), którego częścią jest załącznik nr 2, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8;</p> <p>(1.3) Odnowienie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących następuje zgodnie z warunkami określonymi w pkt 9.</p>

Wyłączenie MWE elektrowni szczytowo-pompowej z definicji magazynu energii elektrycznej

W nowych WDB użycie MWE elektrowni szczytowo-pompowej jest stosowane niezależnie od użycia MEE (magazynu energii elektrycznej). W związku z tym w pkt 2.3 nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującej definicji:

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
------------------------------	--

Doprecyzowanie zasad wyznaczania danych przekazywanych w ramach zgłoszenia aktualizacji cen do końca pierwszego kwartału kalendarzowego

W zakresie danych przekazywanych w ramach zgłoszenia aktualizacji cen do końca pierwszego kwartału kalendarzowego pozostałe koszty zmienne powinny być określone na podstawie wykonania za poprzedni rok, natomiast wartość otrzymywanego wsparcia powinna być aktualna na chwilę zgłoszenia. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

4.3	(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;

Uszczegółowienie zasad wyznaczania wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę

Zasady wyznaczania wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę zostały uszczegółowione w następującym zakresie:

- W celu ograniczenia nadmiernych kosztów bilansowania RB, które mogłyby wynikać z niczym nieograniczonej wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę wyznaczanej na podstawie prognoz zapotrzebowania oraz generacji farm wiatrowych i fotowoltaicznych, wprowadzono górny limitu dla tej wielkości na podstawie danych historycznych o źródłach niepewności zbilansowania (ZNZ), które miały miejsce w ostatnich 4 kwartałach;
- Uwzględniono wytyczne określone w art. 160 rozporządzenia 2017/1485 oraz minimalną wielkość rezerwy operacyjnej, przy wyznaczaniu dopuszczalnego poziomu braku pokrycia wielkości historycznych ZNZ stosowanego przy wyznaczaniu współczynników wykorzystywanych do wyliczenia wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę.

W związku z powyższym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

7.7	(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:
-----	--

	<p>(2.1) Prognozy zapotrzebowania na moc KSE;</p> <p>(2.2) Prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;</p> <p>(2.3) Prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;</p> <p>zgodnie z poniższym wzorem:</p> $WRM_t^G = \max(WMB_t^{FCRG} + WMB_t^{FRRG}; \min(\alpha_o^Z \cdot X_t^Z + \alpha_o^{FW} \cdot X_t^{FW} + \alpha_o^{PV} \cdot X_t^{PV} + ws_o; WMB^{Max})) \quad (7.1)$ <p>gdzie:</p> <p>WRM_t^G – Wymagana wielkość rezerwy mocy w górę dla OREB t [MW]</p> <p>WMB_t^{FCRG} – Wymagana wielkość mocy bilansującej FCR^G dla OREB t [MW]</p> <p>WMB_t^{FRRG} – Wymagana wielkość mocy bilansujących aFRR^G i mFRRd^G dla OREB t [MW]</p> <p>WMB^{Max} – Górny limit wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, równy 110% wartości 99-percentyla historycznych ZNZ, zanotowanych w ostatnim roku (w 4 następujących po sobie kwartałach kalendarzowych) [MW]</p> <p>X_t^Z – Prognoza zapotrzebowania na moc KSE dla OREB t [MW]</p> <p>X_t^{FW} – Prognoza generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OREB t [MW]</p> <p>X_t^{PV} – Prognoza generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OREB t [MW]</p> <p>α_o^Z – Współczynnik dotyczący zapotrzebowania na moc KSE dla OJNZ o właściwego dla OREB t</p> <p>α_o^{FW} – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm wiatrowych dla OJNZ o właściwego dla OREB t</p> <p>α_o^{PV} – Współczynnik dotyczący generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych dla OJNZ o właściwego dla OREB t</p> <p>ws_o – Wielkość stała dla OJNZ o właściwego dla OREB t [MW]</p>
7.7	(3.2) W wyniku rozwiązania zadania optymalizacji, którego celem jest minimalizacja wartości wymaganej wielkości rezerwy mocy w górę, przy jednoczesnym ograniczeniu braku pokrycia wielkości historycznych ZNZ do poziomu nieprzekraczającego 1% liczby OREB w roku (w 4 następujących po sobie kwartałach kalendarzowych), zgodnie z wytycznymi określonymi w art. 160 rozporządzenia 2017/1485, z uwzględnieniem minimalnej wielkości rezerwy operacyjnej (RO^{Min}).
21	(2.2b) 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;

25	(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.
----	---

Uzupełnienie listy niedopuszczalnych transakcji o transakcje pomiędzy JB_{GE}

Zgodnie z obecnie obowiązującymi zasadami zgłaszania danych handlowych i technicznych na RB nie jest możliwe zgłaszanie transakcji pomiędzy giełdami energii. Zasada ta powinna zostać utrzymana po wdrożeniu etapu II reformy RB. W związku z tym w nowych WDB dodano pkt 3.9(4.6):

3.9	(4.6) Dla JB _{GE} należącej do POB _{GE} , gdzie nie są dopuszczone transakcje sprzedaży energii lub zakupu energii od innych JB _{GE} .
-----	---

Ponadto w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

8.5.3	(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);
-------	---

Uzupełnienie warunków poprawności zgłoszeń OPMB, PP, OEB, OT i OMB o zgodność danych identyfikacyjnych z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR

Analogicznie jak w przypadku zgłoszeń USE dane identyfikacyjne zawarte w zgłoszeniach OPMB, PP, OEB, OT i OMB muszą być zgodne nie tylko z postanowieniami umowy przesyłania zawartej pomiędzy OSP i DUB, ale także z postanowieniami umowy zawartej pomiędzy OSP i OR, który jest odpowiedzialny za przekazanie danego zgłoszenia. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

8.4.3	(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.
8.6.3	(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} .
8.6.4	(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} .

8.6.5	(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} .
8.6.6	(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} .
8.6.7	(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 .
8.6.8	(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} .
8.6.9	(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 .
8.6.10	(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 .
8.7.3	(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.
8.8.2	(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} ;
8.9.3	(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.

Uwzględnienie braku możliwości pracy JG_{M1} w przeciwnych kierunkach w tym samym OREB przy świadczeniu mFRRd

Aktywacja energii bilansującej z mFRRd^D i mFRRd^G nie może prowadzić do tego, że w danym OREB JG_{M1} pracuje zarówno w kierunku generacji jak i poboru. Dlatego, analogicznie jak w przypadku JG_{M1} danej ESP, która zgodnie z pkt 8.6.11(3.3) nowych WDB, nie może świadczyć mFRRd^D w stanie R , U^P albo P^P w OREB t ze względu na świadczenie mFRRd^G przez jedną z JG_{M1} danej ESP w stanie R , U^G albo P^G w jednym z OREB od $t-3$ do $t+3$, tak samo JG_{M1} , która nie jest związana z ESP i w jednym z OREB od $t-3$ do $t+3$ jest w stanie R , U^G albo P^G i jednocześnie świadczy mFRRd^G, nie może w OREB t świadczyć mFRRd^D nie tylko będąc w stanie R , ale także będąc w stanie U^P albo P^P . W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

8.6.5	(15.14) Grafiki 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: <ul style="list-style-type: none"> (a) Stan JG_{M1} jest równy R, U^G albo P^G; oraz (b) Grafiki mocy bilansującej mFRRd^G jest większy niż 0 MW;
-------	---

Ujednoczenie warunków związanych ze świadczeniem FCR i aFRR dla JG_{M2} z analogicznymi warunkami dla pozostałych rodzajów JG

Warunki związane z dostępnością odpowiedniej wielkości mocy na potrzeby świadczenia FCR^G i aFRR^G albo FCR^D i aFRR^D przez JG_{M2} powinny być sprawdzane podobnie jak w przypadku pozostałych rodzajów JG jedynie, jeżeli suma grafików mocy bilansujących odpowiednio FCR^G i aFRR^G albo FCR^D i aFRR^D jest niezerowa. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

8.6.6	(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: <ul style="list-style-type: none"> (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.
8.6.6	(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: <ul style="list-style-type: none"> (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.

8.6.6	<p>(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:</p> <p>(12.1) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla danego OREB;</p> <p>(12.2) Różnica wartości bezwzględnej grafiku obciążenia i mocy minimalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru dla poprzedniego OREB; oraz</p> <p>(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.</p>
8.6.6	<p>(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:</p> <p>(13.1) Różnica oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla danego OREB;</p> <p>(13.2) Różnica mocy maksymalnej dyspozycyjnej JG_{M2} w kierunku poboru i wartości bezwzględnej grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB; oraz</p> <p>(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.</p>

Doprecyzowanie zasad łącznej weryfikacji zgłoszeń PP w ramach RBB dla dób handlowych $d-1$ i d

Weryfikacja zgłoszenia PP w ramach RBB dla doby handlowej $d-1$ powinna być przeprowadzana razem z weryfikacją zgłoszenia PP dla doby handlowej d nie tylko jeśli zgłoszenie PP dla doby handlowej $d-1$ zostało dostarczone po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej d , ale także jeżeli zostało ono dostarczone wcześniej i jego planowa weryfikacja ma odbyć się po otwarciu bramki na RBB dla doby handlowej d . W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu, które uwzględnia również dodatkowe zmiany o charakterze redakcyjnym:

8.6.12	<p>(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:</p> <p>(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:</p> <p>(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 $d-1$;</p>
--------	--

	<p>(b) Odrzucenie zgłoszenia PP dla doby handlowej $d-1$ lub d skutkuje odrzuceniem obu zgłoszeń PP w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia;</p> <p>(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 $d-1$;</p> <p>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.</p>
--	---

Rozszerzenie możliwości poprawy wykonalności PP pomiędzy dobami handlowymi i wydłużenie czasu na wykonanie tej poprawy w przypadku przesunięcia otwarcia bramki na RBB dla kolejnej doby

Poprawa wykonalności PP pomiędzy dobami handlowymi $d-1$ i d może nastąpić nie tylko poprzez aktualizację PP dla doby handlowej d , ale także poprzez aktualizację PP dla doby handlowej $d-1$ lub dla obu tych dób. Dodatkowo, w przypadku przesunięcia otwarcia bramki na RBB dla zgłoszeń PP, OEB i OMB dla doby handlowej d , powinien być odpowiednio wydłużony czas, do którego najpóźniej musi nastąpić poprawienie PP, aby uniknąć wyzerowania PP dla doby handlowej d . W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu, które uwzględnia również dodatkowe zmiany o charakterze redakcyjnym:

8.6.12	(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.
--------	---

Umożliwienie aktualizacji OEB w przypadku przyjęcia zerowej OEB

Zasadne jest umożliwienie zaktualizowania zerowej przyjętej OEB poprzez zgłoszenie OEB w ramach RBB, nawet jeżeli wiązałoby się to zwiększeniem oferowanej mocy minimalnej albo zmniejszeniem oferowanej mocy maksymalnej w przypadku JG_A. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

8.7.3	(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;
8.7.3	(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;
--	---

Uogólnienie przypadków konieczności odtworzenia mocy bilansujących w ramach ZPG

Konieczność odtworzenia mocy bilansujących w ramach ZPG może nastąpić zawsze gdy wcześniej pozyskane moce bilansujące staną się niedostępne dla OSP. Natomiast moce bilansujące mogą stać się niedostępne nie tylko w związku z ich niedostarczeniem przez DUB, ale także z innych powodów, np. ze względu na warunki pracy sieci. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu, które uwzględnia również dodatkowe zmiany o charakterze redakcyjnym:

10.3	(3.2) Konieczność odtworzenia mocy bilansujących, tj. nabycia dodatkowych mocy bilansujących z powodu niedostępności wcześniej nabytych mocy bilansujących albo ich wykorzystania w przypadku mFRRd;
------	--

Uwzględnienie wpływu ewentualnego przesunięcia otwarcia bramki na RBB dla kolejnej doby handlowej na horyzont planowania drugiej iteracji ZPG z rozdzielczością równą OREB

Druga iteracja ZPG dla doby handlowej d z rozdzielczością planowania równą OREB odbywa się po otwarciu bramki na RBB dla zgłoszeń PP, OEB i OMB dla doby handlowej d . Dlatego w przypadku przesunięcia otwarcia tej bramki horyzont planowania dla tej iteracji ZPG może nie obejmować godziny 19.00 doby handlowej $d-1$. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

10.3	(8.2) Horyzont planowania obejmuje pozostały okres doby handlowej $d-1$ i całą dobę handlową d ;
------	--

Uwzględnienie szczególnych przypadków w zasadach aktualizacji PPZ

Zasady aktualizacji PPZ muszą uwzględniać następujące szczególne przypadki:

- W przypadku aktualizacji PPD dla JG_M lub JG_Z w zakresie danych, o których mowa w pkt 10.6.1(3), np. potencjału dostawy JG_M albo grafiku obciążenia magazynu JG_Z, w wyniku przyjęcia nowego zgłoszenia PP w ramach RBB, należy odpowiednio nadpisać te dane w PPZ;
- W przypadku aktualizacji PPD związanej z przyjęciem nowego zgłoszenia PP w ramach RBB grafik mocy bilansującej w PPZ nie tylko może ulec zmniejszeniu, ale także może zostać zwiększony, jeżeli jego wartość w PPD jest większa, co oznacza że niedostępna moc bilansująca w PPZ dla danej JG nie została jeszcze odtworzona na innych JG, i w wyniku aktualizacji PP stała się ona ponownie dostępna. Dlatego w takim przypadku grafik mocy bilansującej w PPZ powinien być zaktualizowany na podstawie wartości tego grafiku w PPD z uwzględnieniem aktualnej dyspozycyjności JG;
- W przypadku aktualizacji PPD związanej z pozyskaniem usług bilansujących w ramach ZPG, grafik mocy bilansującej w PPZ nie może być bezpośrednio przepisany z PPD, ponieważ może być on niewykonalny ze względu na aktualną dyspozycyjność tej JG. Dlatego w takim przypadku grafik mocy bilansującej w PPZ powinien zostać wyznaczony na podstawie wartości tego grafiku w PPD z uwzględnieniem aktualnej dyspozycyjności JG;
- W przypadku zgłoszenia niedyspozycyjności JG_{W1} z określoną charakterystyką powrotu do pracy U^D stan JG_{W1} po korekcie (S^{KGO}) w PPZ nie powinien być automatycznie korygowany zgodnie z tą charakterystyką, gdyż OSP może zdecydować o tym, że takie uruchomienie nie zostanie polecane. S^{KGO}

w PPZ powinien zostać zmieniony zgodnie z charakterystyką powrotu do pracy U^D dopiero po przekazaniu polecenia takiego uruchomienia przez OSP w ramach ZPG i związanej z nim aktualizacji PPD;

- W przypadku zgłoszenia niedyspozycyjności JG_{W2} , JG_{M1} , JG_{M2} lub JG_O dla danego OREB lub OPCR skutkującej wyzerowaniem PPZ dla danej JG i dla danego oraz kolejnych OREB lub OPCR zaktualizowane w ten sposób dane PPZ muszą być uwzględnione przy aktualizacji grafików mocy bilansujących $mFRRd^e$ i $mFRRd^D$ dla OREB i OPCR wcześniejszych niż dany OREB lub OPCR.

W związku z powyższym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów, które w przypadku drugiego i czwartego z wymienionych poniżej punktów uwzględnia również dodatkowe zmiany o charakterze redakcyjnym:

10.6.3	<p>(5) W przypadku zmiany PPD, PPZ jest aktualizowany w następującym zakresie i według następujących zasad:</p> <p>(5.1) Jeżeli zmiana PPD nie wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:</p> <p>(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;</p> <p>(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);</p> <p>(5.2) Jeżeli zmiana PPD wynika z pozyskania usług bilansujących w ramach ZPG, to:</p> <p>(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;</p> <p>(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).</p>
10.6.3	<p>(7.2.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};</p>
10.6.3	<p>(8.2.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).</p>
10.6.3	<p>(9.2.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).</p>

	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.
10.6.3	(10.2.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).
10.6.3	(11.2.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).

Dodatkowo zmodyfikowano brzmienie pierwszych zdań do dwukropka w następujących punktach:

10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:
10.6.3	(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:

Doprecyzowanie zasad wyznaczania energii rzeczywistej dla JB_{GE}

W nowych WDB doprecyzowano zasady wyznaczania energii rzeczywistej dla JB_{GE} w zależności od kierunków uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków dnia następnego i uzgodnionych grafików jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

11.5.3	<p>(3) ER dla JB_{GE} jest równa:</p> <p>(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}:</p> $ER_{jt} = (GMCu_{jt}^I - GMCu_{jt}^E + GMCBu_{jt}^I - GMCBu_{jt}^E) \cdot \Delta t \quad (11.4)$ <p>(3.2) W przypadku pozostałych JB_{GE}:</p> $ER_{jt} = 0 \quad (11.5)$ <p>gdzie:</p> <p>ER_{jt} – Energia rzeczywista wyznaczona dla JB_{GE} j dla ORN t [MWh]</p> <p>$GMCu_{jt}^I$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku importu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} j, dla ORN t [MW]</p> <p>$GMCu_{jt}^E$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla kierunku eksportu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} j, dla ORN t [MW]</p> <p>$GMCBu_{jt}^I$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku importu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} j, dla ORN t [MW]</p> <p>$GMCBu_{jt}^E$ – Uzgodniony grafik jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla kierunku eksportu dla POB_{GE}, który posiada JB_{GE} j, dla ORN t [MW]</p> <p>Δt – Czas trwania ORN [h]</p>
--------	--

Doprecyzowanie zasad wyznaczania oferowanych mocy minimalnych i maksymalnych dyspozycyjnych dla OPCR

W objaśnieniach do wzorów zawartych w pkt 12.2(1) nowych WDB dotyczących wykorzystanych oznaczeń:

- oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej;
- oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej;
- oferowanej mocy minimalnej dyspozycyjnej w kierunku generacji;

- oferowanej mocy maksymalnej dyspozycyjnej w kierunku poboru;

doprecyzowano zasadę określania tych wielkości dla poszczególnych OPCR, na podstawie odpowiadających im wielkości dla OREB. Treść punktu 12.2(1) została przedstawiona w części dotyczącej zmian wynikających ze zgłoszonych uwag, w związku z uwzględnieniem w tym punkcie również zmian wynikających z uwagi ogólnej nr 20 i uwagi szczegółowej nr 145.

Doprecyzowanie zasad oznaczania okresu jako okresu niereprezentatywnego dla potrzeb wyznaczania LOLP

W celu doprecyzowania zasad oznaczania danego okresu jako okresu niereprezentatywnego dla potrzeb wyznaczania LOLP w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

12.3	<p>(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:</p> <p>(7.1) Wystąpiły incydenty poziomu 1 lub 2, zgodnie z obowiązującą skalą klasyfikacji incydentów;</p> <p>(7.2) Wykorzystane zostały środki zaradcze w postaci działań pozarynkowych, w szczególności takie jak: stopnie zasilania, zawieszenie działań rynkowych;</p> <p>(7.3) Miała miejsce ingerencja regulacyjna wpływająca znacząco na działanie rynku bilansującego;</p> <p>(7.4) Wprowadzony został stan klęski żywiołowej lub stan wyjątkowy lub stan wojenny;</p> <p>(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.</p>
------	---

Uwzględnienie przy tworzeniu planu BPKD/BO pasm w przeciwnym kierunku w przypadku braku pasm w kierunku odpowiadającym pokryciu ZEB^{PP}

Postanowienia nowych WDB dotyczące pasm uwzględnianych przy tworzeniu planu BPKD/BO zostały uzupełnione o szczególny przypadek, w którym nie ma żadnego pasma w kierunku odpowiadającym pokryciu ZEB^{PP}. W takim przypadku przy tworzeniu planu BPKD/BO zostanie uwzględnione pasmo mocy w kierunku przeciwnym, odpowiednio o najwyższej cenie CDO, w przypadku ZEB^{PP} > 0, albo o najniższej cenie CDO, w przypadku ZEB^{PP} < 0.

W związku z tym w nowych WDB dodano następujące punkty:

13.2	(5.5) Pasma mocy o najwyższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.4), jest równa 0 MW.
13.2	(6.5) Pasma mocy o najniższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (5.1)-(5.3), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (6.1)-(6.4), jest równa 0 MW.

Usunięcie zapisów wskazujących na osobne rozliczenie kompensacji odchyłeń generacji lub poboru JG od poleceń OSP

Odchylenia generacji lub poboru JG od poleceń OSP, zgodnie z zapisami nowych WDB, są uwzględniane przy wyznaczaniu energii odchylenia, która jest uwzględniana w rozliczeniu energii bilansującej. W związku z tym usunięte zostały postanowienia, które niewłaściwie wskazywały na osobne rozliczenia kompensacji odchyłeń generacji lub poboru JG.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

14.1	(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.
14.1	(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.

Uniezależnienie zasad wyznaczania cen rozliczeniowych pozycji kontraktowej od dostarczenia mocy bilansujących

Zarówno płatność za nabyte moce bilansujące, jak i energię bilansującą, jest należna DUB niezależnie od rzeczywistego dostarczenia tych usług bilansujących. Z tego też powodu, cena rozliczeniowa pozycji kontraktowej w zakresie mocy odpowiadającej energii bilansującej, która jest objęta mocami bilansującymi nie powinna być zależna od rzeczywistego dostarczenia mocy bilansującej.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

14.4.2	(3) Ceny wstępne rozliczeniowe korekty pozycji kontraktowej danej JG dla danego OREB dla energii bilansującej dostarczonej lub odebranej wynikającej z aktywacji na platformie RR są wyznaczane według następujących zasad: (3.1) $CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ jest równa: (a) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} < 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$: $CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \quad (14.48)$
--------	--

- (b) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^G :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} \quad (14.49)$$

- (c) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t-1}} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t-1}}$, która jest objęta mocami bilansującymi RR^G :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}} = CEB_{t-1}^{RR} - COR_{t-1}^{RR} \quad (14.50)$$

(3.2) $CWK_{jtk}^{RR^t}$ jest równa:

- (a) Dla $EB_{jtk}^{RR^t} < 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^t}$:

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} \quad (14.51)$$

- (b) Dla $EB_{jtk}^{RR^t} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^t}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^G :

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} \quad (14.52)$$

- (c) Dla $EB_{jtk}^{RR^t} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^t}$, która jest objęta mocami bilansującymi RR^G :

$$CWK_{jtk}^{RR^t} = CEB_t^{RR} - COR_t^{RR} \quad (14.53)$$

(3.3) $CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ jest równa:

- (a) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} < 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$:

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.54)$$

- (b) Dla $EB_{jtk}^{RR^{t+1}} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej $EB_{jtk}^{RR^{t+1}}$, która nie jest objęta mocami bilansującymi RR^G :

$$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} \quad (14.55)$$

	<p>(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:</p> $CWK_{jtk}^{RR^{t+1}} = CEB_{t+1}^{RR} - COR_{t+1}^{RR} \quad (14.56)$ <p>gdzie:</p> <p>$CWK_{jtk}^{RR^{t-1}}$ – 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]</p> <p>$CWK_{jtk}^{RR^t}$ – 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]</p> <p>$CWK_{jtk}^{RR^{t+1}}$ – 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]</p> <p>CEB_t^{RR} – Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR dla OREB t [zł/MWh]</p> <p>COR_t^{RR} – Prognozowana cena rezerwy operacyjnej odpowiadająca ostatniemu pasmu mocy ZOEB^{RR} aktywowanemu na platformie RR dla OREB t [zł/MWh]</p>
14.4.2	<p>(5) CWK^{PP} jest wyznaczana według następujących zasad:</p> <p>(5.1) Dla $EB_{jtk}^{PP} < 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej EB_{jtk}^{PP} oraz:</p> <p>(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):</p> $CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \quad (14.59)$ <p>(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):</p> $CWK_{jtk}^{PP} = \max(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \quad (14.60)$ <p>(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:</p> <p>(a) Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):</p> $CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} \quad (14.61)$ <p>(b) Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):</p>

	$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) \quad (14.62)$
(5.3)	Dla $EB_{jtk}^{PP} > 0$ w zakresie mocy pasma k odpowiadającej EB_{jtk}^{PP} , która jest objęta mocami bilansującymi, innymi niż zwolnione, dla typów rezerwy mocy w górę oraz:
(a)	Energia bilansująca nie jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana swobodna):
	$CWK_{jtk}^{PP} = CEB_t^{PP} - COR_t \quad (14.63)$
(b)	Energia bilansująca jest spowodowana występowaniem ograniczeń systemowych (zmiana wymuszona):
	$CWK_{jtk}^{PP} = \min(CEB_t^{PP}; CSDAC_t) - COR_t \quad (14.64)$
	gdzie:
CWK_{jtk}^{PP}	– Cena wstępna rozliczeniowa korekty pozycji kontraktowej JG j dla pasma k dla OREB t wyznaczona dla energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR [zł/MWh]
CEB_t^{PP}	– Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB t [zł/MWh]
$CSDAC_t$	– Cena SDAC dla ORN odpowiadającego OREB t [zł/MWh]
COR_t	– Cena rezerwy operacyjnej dla OREB t [zł/MWh]

Korekta odwołań przy określaniu wartości znacznika wykorzystania pasma z cen CEB^{PP} na CKOEB

W projekcie nowych WDB, w zapisach dotyczących określania wartości znacznika wykorzystania pasma (ZP) błędnie odwołano się do ceny CEB^{PP} , zamiast do ceny CKOEB.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

14.4.2	(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 $CDO_{jtk} > CKOEB_t$:

	<p>(a) $ZP_{jtk} = 0$ dla pasma k, dla którego $EB_{jtk}^{PP} < 0$;</p> <p>(b) $ZP_{jtk} = 1$ dla pasma k, dla którego $EB_{jtk}^{PP} > 0$;</p> <p>(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:</p> <p>(a) $ZP_{jtk} = 0$ dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPD_t oraz EB_{jtk}^{PP};</p> <p>(b) $ZP_{jtk} = 1$ dla pozostałego zakresu mocy pasma k odpowiadającego EB_{jtk}^{PP};</p> <p>(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:</p> <p>(a) $ZP_{jtk} = 0$ dla mocy odpowiadającej iloczynowi współczynnika WPO_t oraz EB_{jtk}^{PP};</p> <p>(b) $ZP_{jtk} = 1$ dla pozostałego zakresu mocy pasma k odpowiadającego EB_{jtk}^{PP}.</p> <p>gdzie:</p> <p>ZP_{jtk} – Znacznik wykorzystania pasma k JG j dla OREB t</p> <p>EB_{jtk}^{PP} – Energia bilansująca JG j dla pasma k dla OREB t aktywowana poza platformą RR [MWh]</p> <p>CDO_{jtk} – Cena za dostawę albo odbiór energii dla pasma k JG j dla OREB t [zł/MWh]</p> <p>CEB_t^{PP} – Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR dla OREB t [zł/MWh]</p> <p>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)</p> <p>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)</p>
14.4.2	<p>(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:</p> <p>(8.1) Współczynnik WPD:</p>

	$WPD_t = \frac{WE_t^+}{\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}} \quad (14.65)$ <p>(8.2) Współczynnik WPO:</p> $WPO_t = \frac{WE_t^-}{-\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}} \quad (14.66)$ <p>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.</p> <p>gdzie:</p> <p>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</p> <p>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</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>ZJG – Zbiór wszystkich JG</p>
14.4.2	(9) Ilość energii bilansującej WE^+ wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca dostawę energii bilansującej na RB, jest wyznaczana w następujący sposób:

	$WE_t^+ = \min \left(\sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP+}; \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO+} \right) \quad (14.67)$ <p>gdzie:</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>$EB_{jtk}^{BPKD/BO+}$ – 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]</p> <p>ZJG – Zbiór wszystkich JG</p>
14.4.2	<p>(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:</p> $WE_t^- = \min \left(- \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{PP-}; - \sum_{j \in ZJG} EB_{jtk}^{BPKD/BO-} \right) \quad (14.68)$ <p>gdzie:</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>$EB_{jtk}^{BPKD/BO-}$ – 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]</p> <p>ZJG – Zbiór wszystkich JG</p>

Usunięcie energii EB^{RR} niedostarczonej ze względu na zmianę dyspozycyjności JG

Omyłkowo w pkt 14.4.1 i 14.6.1 pozostała energia EB^{RR} niedostarczona ze względu na zmianę dyspozycyjności JG. Energia ta nie jest uwzględniona w innych postanowieniach nowych WDB oraz skutkuje niewłaściwym wyznaczaniem całkowitej wielkości EB.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

14.4.1	<p>(3) EB^{PP} dla danej JG i danego OREB jest wyznaczana w następujący sposób:</p> $EB_{jt}^{PP} = ES_{jt} - EZ_{jt} - EB_{jt}^{RR} \quad (14.40)$ <p>gdzie:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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]
14.6.1	<p>(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:</p> $ROR_{jt}^{RR} = ROR_{jt}^{RR^{t-1}} + ROR_{jt}^{RR^t} + ROR_{jt}^{RR^{t+1}} \quad (14.112)$ $ROR_{jt}^{RR^{t-1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t-1}}}{\Delta t}\right) \quad (14.113)$ $ROR_{jt}^{RR^t} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^t}}{\Delta t}\right) \quad (14.114)$ $ROR_{jt}^{RR^{t+1}} = \max\left(0; \frac{-EB_{jt}^{RR^{t+1}}}{\Delta t}\right) \quad (14.115)$ <p>gdzie:</p>

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]
$ROR_{jt}^{RR^{t-1}}$	– 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]

Korekta zasad wyznaczania rezerwy operacyjnej nieobjętej dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane

Rezerwa operacyjna podlegająca rozliczeniu nie obejmuje mocy odpowiadających dostarczonym mocom bilansującym w górę, za wyjątkiem mocy bilansujących zastąpionych, zwolnionych i wykonanych. W zakresie mocy bilansujących wykonanych możliwe są przypadki, w których w ramach jednego OREB miałyby miejsce zarówno aktywacje w górę jak i w dół (np. polecenie BPP niższego niż grafik obciążenia w PPZ oraz późniejsza aktywacja mocy bilansujących mFRR^{dG}, aFRR^G lub FCR^G, bądź też aktywacja w ramach jednego OREB zarówno mocy bilansujących w górę jak i w dół) – w takich przypadkach poprawne jest uwzględnienie łącznego wpływu wszystkich aktywacji na wielkość rezerwy operacyjnej.

W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

14.6.1	(3) ROR ^{PP} dla danej JG i danego OREB jest równa nieujemnej różnicy:
	(3.1) Rezerwy operacyjnej danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt 12.2, nieobjętej dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane (ROR); oraz
	(3.2) ROR ^{RR} danej JG, wyznaczonej zgodnie z pkt (2);

wyznaczonej zgodnie z następującym wzorem:

$$ROR_{jt}^{PP} = \max(0; ROR_{jt} - ROR_{jt}^{RR}) \quad (14.116)$$

$$ROR_{jt} = \max\left(0; RO_{jt} - \sum_{r \in R^G} (MBD_{jt}^r - MBZ_{jt}^r - MBZW_{jt}^r) + \max\left(0; \min\left(EB_{jt}; \sum_{r \in R} MBW_{jt}^r\right)\right)\right) \quad (14.117)$$

gdzie:

- ROR_{jt}^{PP} – Rezerwa operacyjna JG j podlegająca rozliczeniu dla OREB t , niewynikająca z aktywacji energii bilansującej JG na platformie RR [MW]
- ROR_{jt} – Rezerwa operacyjna JG j dla OREB t nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]
- ROR_{jt}^{RR} – Rezerwa operacyjna JG j podlegająca rozliczeniu dla OREB t , wynikająca z aktywacji energii bilansującej JG z pasm redukcyjnych ZOEB^{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]
- R^G – Zbiór typów rezerwy mocy w górę:
 $R^G = \{FCR^G, aFRR^G, mFRRd^G, RR^G\}$
- R – Zbiór typów rezerwy:
 $R = \{FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G, RR^D\}$

Uwzględnienie publikacji prognozowanej ceny RC^{CO2}

OSP obecnie publikuje prognozowane ceny RC^{CO2}. Zostało to uwzględnione w pkt 21(3.2) nowych WDB:

21	(3.2) Nie później niż w dobie $d-1$ i dotyczą:
----	--

	(a) Prognozowanej ceny RC^{CO_2} dla doby handlowej d ;
--	---

Numeracja dotychczasowego punktu 21(3.2) nowych WDB zostaje zmieniona na 21(3.3).

Uwzględnienie ZUB = N w ograniczeniu dotyczącym świadczenia usług bilansujących przez JG_{M2} wyłącznie w kierunku generacji albo poboru

W algorytmach optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG w przypadku JG_{M2} moc generacji lub poboru musi być również wyzerowana dla OREB, dla których $ZUB = N$ oraz grafik obciążenia jest odpowiednio niedodatni lub nieujemny, podobnie jak w przypadku OREB, dla których odpowiednio $ZUB = D^P$ lub $ZUB = D^G$. W związku z tym w nowych WDB zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

Zał. nr 1: 7.1.3	<p>(1) Ograniczenia dotyczące świadczenia usług bilansujących przez JG_{M2} wyłącznie w kierunku generacji albo poboru mają na celu wyzerowanie mocy generacji lub poboru w okresie odpowiednio z $ZUB \neq D^G$ i $P_{jt}^{G^O} \leq 0$ lub $ZUB \neq D^P$ i $P_{jt}^{G^O} \geq 0$ i wykluczenie możliwości świadczenia mocy bilansujących wymagających dostępnej mocy w kierunku generacji albo poboru w okresie odpowiednio z $ZUB = D^P$ albo $ZUB = D^G$. Ograniczenia te mają następującą postać:</p> $P_{jt}^{Gen} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{jt} \neq D^G \wedge P_{jt}^{G^O} \leq 0 \quad (Z.7.17)$ $P_{jt}^{Pob} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, t \in T_1: ZUB_{jt} \neq D^P \wedge P_{jt}^{G^O} \geq 0 \quad (Z.7.18)$ $MDK_{jt}^{Gen,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = D^P \quad (Z.7.19)$ $MDK_{jt}^{Pob,r} = 0 \quad \forall j \in J_{M2}, r \in R_R, t \in T_1: ZUB_{jt} = D^G \quad (Z.7.20)$
------------------	--

Zmiany o charakterze redakcyjnym

Zmiany o charakterze redakcyjnym, oprócz zmian poprawiających oczywiste omyłki pisarskie, obejmują również aktualizację odwołań do punktów nowych WDB oraz zmiany mające na celu poprawienie czytelności postanowień nowych WDB przez zmianę ich formy (np. ujednoczenie formy zapisu stosowanej w danym punkcie nowych WDB) lub ich uzupełnienie (np. dokładniejsze odwzorowanie w zapisach o charakterze ogólnym postanowień wynikających z zapisów szczegółowych). Poniżej wymieniono wyłącznie te zmiany, które nie zostały wcześniej przedstawione wraz z innymi zmianami.

W pkt 2.3 zmodyfikowano brzmienie następujących definicji:

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
---	---

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
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

W pkt 1(2) załącznika nr 1 zmodyfikowano brzmienie następujących oznaczeń:

$J_{W1}^{LU}(z)$	– Zbiór JG_{W1} należących do grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{LU}$, które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień
$LJ_{zt}^{MinLGen}$	– Minimalna liczba pracujących JG_{W1} określona dla grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{MinLGen}$ i chwili $t \in T^{MinLGen}(z)$ [–]
LU_z	– Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{W1} należących do grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{LU}$ [–]

W pkt 3.1(1) załącznika nr 1 zmodyfikowano brzmienie następującego zbioru danych wejściowych:

$J_{W1}^{LU}(z)$	– Zbiór JG_{W1} należących do grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{LU}$, które są objęte ograniczeniem dotyczącym maksymalnej liczby jednoczesnych uruchomień
------------------	---

W pkt 3.9.1(1) załącznika nr 1 zmodyfikowano brzmienie następującej zmiennej decyzyjnej związanej ze stanem JG_{W1} :

zu_{jt}^{Gen}	– Zmienna pomocnicza określająca czy JG_{W1} j kończy uruchomienie w chwili t [–]; Zmienna zu_{jt}^{Gen} przyjmuje wartość: <ul style="list-style-type: none"> • 1, jeżeli JG_{W1} j kończy uruchomienie w chwili t, albo • 0, w przeciwnym przypadku Wartość zmiennej zu_{jt}^{Gen} jest wyznaczana w następujący sposób: $zu_{jt}^{Gen} = zug_{jt}^{Gen} + zud_{jt}^{Gen} + zuc_{jt}^{Gen} + zuz_{jt}^{Gen}$
-----------------	--

Zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

4.3	(2.18.c.ii) Cenie sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii w odniesieniu do MWE reprezentowanych w JG;
4.3	(8.1) Uzmiennionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego;
4.3	(15.1.b) Koszty pojedynczego uruchomienia MWE cieplnego określone w pkt 14.9.5;
8.1	(26.1) Doba handlowa, której dotyczy zgłoszenie, trwa 25 godzin i zawiera odpowiednio 100 ORN, 100 OREB i 25 ONMB ^P ;
8.3.3	(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 .
8.3.4	(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.
8.4.3	(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;
8.4.4	(3.4.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);
8.4.4	(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;
8.6.2	(5.4.a.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;
8.6.2	(5.5.d) Dla JG_A z uwzględnieniem konwencji znaków dla JG_A , o której mowa w pkt (6.6): (ii) Oferowana moc maksymalna dyspozycyjna w kierunku generacji, równa mniejszej z: <ul style="list-style-type: none"> • 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: <ul style="list-style-type: none"> • 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;
8.6.2	(7.2) Dane, o których mowa w pkt (5.6), dla OREB doby $d-1$ maja, 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 ;
8.6.3	(8) Grafiki 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);

	<p>(8.2) Mocy osiągananej 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;</p> <p>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.</p>
8.6.5	<p>(2.3.f) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^P i dany OREB jest pierwszym OREB okresu z $ZWP = 1$:</p> <p>(i) Nie może być większy niż 0 MW;</p> <p>(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.:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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); <p>(iii) Musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego OREB stan JG_{M1} jest równy R, U^G albo P^G; oraz</p> <p>(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);</p> <p>oraz</p> <p>(2.3.g) Dodatkowo w przypadku gdy stan JG_{M1} jest równy P^P i dany OREB nie jest pierwszym OREB okresu z $ZWP = 1$:</p> <p>(i) Nie może być większy niż 0 MW; oraz</p> <p>(ii) Nie może być większy niż moc minimalna dyspozycyjna JG_{M1} w kierunku poboru z przeciwnym znakiem, jeżeli:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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;
8.6.5	<p>(10) Grafik obciążenia JG_{M1} dla OREB, dla którego stan JG_{M1} jest równy P^P i $ZWP \neq 1$:</p> <p>(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</p>

	(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.
8.6.8	(5.5) Grafiki mocy bilansującej $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub danego OREB układ regulacji odpowiednio dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest niedyspozycyjny;
8.6.8	(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;
8.6.8	(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;
8.6.8	(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.
8.6.11	(1) Grafiki obciążenia i stany JG_{W1} w zgłoszeniach PP w ramach RBN oraz RBB dla JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień muszą dodatkowo spełniać następujący warunek dla każdego OREB aktywnego okresu zgłoszenia: dla okresu składającego się z danego OREB i trzech bezpośrednio poprzedzających go OREB, liczba zakończonych w tym okresie uruchomień U^G , U^C i U^Z dla JG_{W1} należących do danej grupy JG_{W1} powiązanych ograniczeniem na maksymalną liczbę jednoczesnych uruchomień, nie może być większa niż maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{W1} dla danej grupy JG_{W1} . Zakończenie uruchomienia, o którym mowa powyżej, dla danej JG_{W1} i danego OREB jest określone przez stan U^G , U^C albo U^Z i grafik obciążenia równy mocy minimalnej JG_{W1} .
8.6.12	(9.6.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);
8.6.12	(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);

8.6.12	(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);
8.6.12	(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).
8.7.1	(8.3.c) Cena ofertowa aktywacji w górę w kierunku generacji (OF ^{CG}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);
8.7.1	(8.3.d) Cena ofertowa aktywacji w dół w kierunku generacji (OF ^{CD}), określana w zł/MWh z dokładnością do 0,01 zł/MWh (wartość określona i różna od 0 zł/MWh w przypadku OFPG > 0 MW);
8.7.3	(16.2.a) 0 MW, jeżeli $PL^{OfMax} \geq 0$;
10.2	(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);

10.2	(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 .
10.6.2	(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).
10.6.2	(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	(7.2.f) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);
10.6.3	(8.2.e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);
10.6.3	(9.2.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} ;
10.6.3	(9.2.f) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (b) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (d) lub (e);
10.6.3	(10.2.e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);
10.6.3	(11.2.e) GO^{KGO} jest równy sumie grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (a) i ΔGO^{KGO} zaktualizowanej zgodnie z pkt (c) lub (d);

10.6.3	(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);
10.6.3	(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);
10.6.3	(14.3.a.i) Suma grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) i nieujemnej wartości ΔGO^{KGO} z PPD dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
10.6.3	(14.3.a.ii) Większa z wartości GO^{KGO} z PPD i grafiku obciążenia zaktualizowanego zgodnie z pkt (14.1) dla odpowiadającego OREB lub OPCR;
10.6.3	(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);
14.5.2	(6.2) CEO dla tego OREB, wyznaczonej w sposób określony w pkt 14.8(5).
14.6.3	<p>(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:</p> $NRO_{jt}^{RR} = \min(ROR_{jt}^{RR}, ROR_{jt}) \cdot COR_{jt}^{sRR} \cdot \Delta t + \max(0; ROR_{jt}^{RR} - ROR_{jt}) \cdot \max(0; COR_{jt}^{sRR} - COR_t) \cdot \Delta t \quad (14.119)$ <p>gdzie:</p> <p>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]</p> <p>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]</p> <p>COR_t – Cena rezerwy operacyjnej dla OREB t [zł/MWh]</p> <p>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]</p> <p>ROR_{jt} – Rezerwa operacyjna JG j dla OREB t nieobjęta dostarczonymi mocami bilansującymi w górę, które nie zostały zastąpione, zwolnione albo wykonane [MW]</p> <p>Δt – Czas trwania OREB [h]</p>

14.7	<p>(12) Różnica kosztów uruchomień (ΔKU) wynikających z PPS oraz PPZ dla danej JG i danej grupy OREB jest wyznaczana w następujący sposób:</p> $\Delta KU_{jg} = \sum_{s \in S} \sum_{t \in T_{jg}} CU_{js} \cdot (ZZU_{jts}^{PPS} - ZZU_{jts}^{PPZ}) \quad (14.140)$ <p>gdzie:</p> <p>ΔKU_{jg} – Różnica kosztów uruchomień wynikających z PPS oraz PPZ JG j dla grupy OREB g [zł]</p> <p>ZZU_{jts}^{PPS} – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPS dla JG j ze stanu cieplnego s dla OREB t</p> <p>ZZU_{jts}^{PPZ} – Znacznik zakończenia uruchomienia z PPZ dla JG j ze stanu cieplnego s dla OREB t</p> <p>CU_{js} – Cena za uruchomienie JG j ze stanu cieplnego s [zł]</p> <p>T_{jg} – Grupa OREB g dla JG j</p> <p>S – Zbiór stanów cieplnych uruchomienia: $S = \{G, C, Z\}$</p>
22	(1.2) System operatywnej współpracy z dostawcami usług bilansujących (SOWE);
Zał. nr 1: 2.2	(1) ANM realizuje nabycie dodatkowych mocy bilansujących JG przy najniższych kosztach w zakresie, w jakim jest to konieczne do spełnienia wymagań na moce bilansujące, bez zmiany ustalonych stanów JG_{W1} i JG_{M1} , przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc i wymaganych wielkości mocy bilansujących, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń technicznych JG.
Zał. nr 1: 2.3	(1) ARO realizuje pokrycie zapotrzebowania na moc poprzez rozdział obciążeń JG przy najniższych kosztach, bez zmiany ustalonych stanów JG_{W1} i JG_{M1} oraz grafików mocy bilansujących JG z PPZ, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych KSE w zakresie ograniczeń globalnych dotyczących zapotrzebowania na moc, ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń technicznych JG.
Zał. nr 1: 3.4.1	(3) Na potrzeby optymalizacji, pasma mocy JG_z są przekształcane do postaci zgodnej z pasmami mocy dla pozostałych rodzajów JG. Przekształcenie polega na odwróceniu kolejności pasm oferty oraz dodaniu pasma uzupełniającego ofertę tak, aby była zbudowana od mocy równej 0 MW. Po przekształceniu dodane pierwsze pasmo ma ceny ofertowe aktywacji w górę i w dół równe dolnemu limitowi ceny oraz dodatnią oferowaną moc albo nieokreślone ceny ofertowe i oferowaną moc równą 0 MW, jeżeli oferowana moc maksymalna przed przekształceniem była nie mniejsza niż prognozowana generacja JG_z . Ilustracja graficzna tego przekształcenia jest przedstawiona na rys. Z.3.
Zał. nr 1: 3.6	(1) W algorytmach optymalizacji są wykorzystywane następujące parametry dla grup JG_{W1} :

	LU_z – Maksymalna liczba jednoczesnych uruchomień JG_{W1} należących do grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{LU}$ [-] $LJ_{zt}^{MinLGen}$ – Minimalna liczba pracujących JG_{W1} określona dla grupy JG_{W1} $z \in ZJ_{W1}^{MinLGen}$ i chwili $t \in T^{MinLGen}(z)$ [-]
Zał. nr 1: 7.1.1	(1.1) Usztywnienie mocy obciążenia w okresie pracy wymuszonej ze stałą mocą (ZWP = 1);
Zał. nr 1: 7.1.1	(1.4.a) Moc bilansujących wymagających dostępnej mocy JG w okresie pracy wymuszonej ze stałą mocą (ZWP = 1);
Zał. nr 1: 7.2.1	<p>(1.4) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu gorącego po upływie minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu ciepłego:</p> $zug_{jt}^{Gen} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{UG}} (ons_{jt'}^{Gen} + ZWP_{jt'}) \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.7.102)$ <p>gdzie:</p> T_{jt}^{UG} – Zbiór określony dla JG $j \in J_{W1}$ zawierający wszystkie chwile ze zbioru T następujące po chwili $t - (TPC_j + TUG_j)$ i nie późniejsze niż chwila $t - (TPG_j + TUG_j)$
Zał. nr 1: 7.2.1	<p>(1.5) Ograniczenia związane z brakiem możliwości zastosowania charakterystyki uruchamiania dla stanu ciepłego po upływie minimalnego czasu postoju, po którym może nastąpić uruchamianie ze stanu zimnego:</p> $zuc_{jt}^{Gen} \leq \sum_{t' \in T_{jt}^{UC}} (ons_{jt'}^{Gen} + ZWP_{jt'}) \quad \forall j \in J_{W1}, t \in T_1 \quad (Z.7.103)$ <p>gdzie:</p> T_{jt}^{UC} – Zbiór określony dla JG $j \in J_{W1}$ zawierający wszystkie chwile ze zbioru T następujące po chwili $t - (TPZ_j + TUC_j)$ i nie późniejsze niż chwila $t - (TPC_j + TUC_j)$

We wzorze dokumentu powołanego w punkcie 11(1.1) załącznika nr 2 sformułowanie „na stronie internetowej PSE S.A.” zastąpiono sformułowaniem „na stronie internetowej OSP”.

5. Załącznik do uwagi ogólnej nr 94

TGPE - Mechanizm cenotwórstwa rezerw mocy w okresach niedoborów mocy (ang. scarcity pricing, SC)

Mechanizm wg projektu WDB 2023 (TGPE analiza głównych rozwiązań)

1. Mechanizm SC został wprowadzony poprzez wycenę operacyjnych rezerw mocy w poszczególnych ONMB^U równych OREB (15min)
2. Operacyjne rezerwy mocy występują w WDB w każdym jako zakupiona moc bilansująca (rezerwy utrzymania częstotliwości - FCR, rezerwy odbudowy częstotliwości - FRR, rezerwy zastępcze - RR) w części w górę i niezakupiona moc rezerwowa w górę, dostępna w danym OREB.
3. Operacyjne rezerwy mocy ze sterowaniem dla regulacji częstotliwości (FCR, FRR, RR) są nabywane w trybie podstawowym w dniu d-1 na poszczególne godziny (ONMB^P) i trybie uzupełniającym na poszczególne 15-minutowki (ONMB^U) wg cen oferty krańcowej dla poszczególnych rodzajów rezerw.
4. Ilość operacyjnych rezerw mocy w poszczególnych OREB ustala się jako sumę rezerw we wszystkich JG aktywnych, czyli różnicy mocy dyspozycyjnej dostępnej w danym OREB i mocy wynikającej z planów pracy (rzeczywiste obliczenia są bardziej złożone i obejmują też magazyny i regulowane odbiory)
5. Prawdopodobieństwo niedostarczenia energii (LOLP, współczynnik 0 - 1) w zależności od poziomu rezerw ustala się kwartalnie dla zbiorów OREB o jednolitej niepewności zbilansowania od rezerw niższych, równych minimum rezerw (RO^{Min}) na poziomie FCR dla których LOLP = 1, a następnie wyliczanych dla przedziałów o rosnących rezerwach aż do poziomu $RO^{Min} + 5000MW$ przy którym LOLP = 0.
6. Cena operacyjnej rezerwy w poszczególnych OREB może się wahać w granicach $COR^{Min}=10 - COR^{Max} = 5000$ zł/MW-h, ponadto ceny wylicza się jako ceny dobowe, które w danym kwartale nie mogą być wyższe niż w poprzednim kwartale o więcej niż 10%.
7. Cenę operacyjnej rezerwy mocy w danym OREB ustala się jako wartość mniejszą z wartości (COR^{Max} - cena krańcowej oferty na energię bilansującą w tym OREB) oraz wartości (iloczynu LOLP i ceny maksymalnej dobowej), ale nie niższa niż COR^{Min} . Ponieważ LOLP może najwyżej wynosić 1, to COR w OREB nie może przekroczyć limitu dobowego.
8. W przepisach przejściowych proponuje się, jako maksymalną cenę dobową w kwartale poprzedzającym kwarta wdrożenia WDB przyjmuje się 10zł/MW-h. W efekcie takich regulacji COR będzie w większości OREB na poziomie 10zł/MW-h, czasami kilkanaście zł/MW-h.
9. W poniższej tabeli zawarto wariantowe zmiany limitów dobowych w kwartałach w ciągu pięciu lat od wdrożenia obecnego projektu WDB wg uproszczonych, ilustracyjnych obliczeń.

Ilustracyjne, wariantowe kalkulacje limitów średnich dobowych cen operacyjnych rezerw mocy wg projektu wyceny rezerw mocy w WDB

Dane (zmiennie) do uproszczonych kalkulacji limitów średnich dobowych cen rezerwy operacyjnej kwartale	COR^{Min}	10	Wartość średniej ceny rezerw mocy w kwartale poprzedzającym kwartał wdrażania [zł/MW-h]	10	Limit przyrostu średnich w cen dobowych w danym kwartale w stosunku do poprzedniego.	10%
---	-------------	----	---	----	--	-----

Wariant 1. Limity średnich cen dobowych w kwartale przy założeniu, że w pierwszym kwartale wdrażania będzie duży niedobór rezerw mocy z LOLP = 1, a potem będzie się powtarzał

Numer kwartału	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
LOLP		1	Wprowadzenie stopni zasilania do czasu uzyskania wystarczających rezerw mocy				<0,008	>0,01	>0,01	>0,01	0.1	0.2	0.6	1	Wprowadzenie stopni zasilania do czasu uzyskania wystarczających rezerw mocy				<0,008	>0,01	>0,01
CORdśrednia	10.0	11.0					10.0	11.0	12.1	13.3	14.6	16.1	17.7	19.5					10.0	11.0	12.1

Wariant 2. Limity średnich cen dobowych w kwartale przy założeniu poziomu rezerw mocy niemal stale uaktywniającym limit kwartalnego przyrostu średniej ceny dobowej

Numer kwartału	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
LOLP		>0,01	>0,01	>0,01	<0,008	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	<0,008	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01
CORdsred.	10.0	11.0	12.1	13.3	10.0	11.0	12.1	13.3	14.6	16.1	17.7	19.5	21.4	23.6	25.9	10.0	11.0	12.1	13.3	14.6	16.1

Wariant 3. Limity średnich cen dobowych w ciągu 5 lat przy powtarzającym się poziomie rezerw uaktywniającym limit kwartalnego przyrostu cen w kwartałach zimowych

Numer kwartału	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
LOLP		>0,01	<0,008	<0,008	>0,01	>0,01	<0,008	<0,008	>0,01	>0,01	<0,008	<0,008	>0,01	>0,01	<0,008	<0,008	>0,01	>0,01	<0,008	<0,008	>0,01
CORdśred.	10.0	11.0	10.0	10.0	11.0	12.1	10.0	10.0	11.0	12.1	10.0	10.0	11.0	12.1	10.0	10.0	11.0	12.1	10.0	10.0	11.0

Wariant 4. Limity średnich cen dobowych w ciągu 5 lat przy poziomie rezerw mocy stale uaktywniającym limit kwartalnego przyrostu cen.

Numer kwartału	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
LOLP		>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01	>0,01
CORdśred.	10.0	11.0	12.1	13.3	14.6	16.1	17.7	19.5	21.4	23.6	25.9	28.5	31.4	34.5	38.0	41.8	45.9	50.5	55.6	61.2	67.3

Wariant 1 zakłada pracę KSE z powtarzającymi się okresami braku wymaganych rezerw mocy, a mimo to średnie ceny rezerw mocy nie przekraczają 20 zł/MW-h ze względu na sposób kalkulacji i limity dobowe.

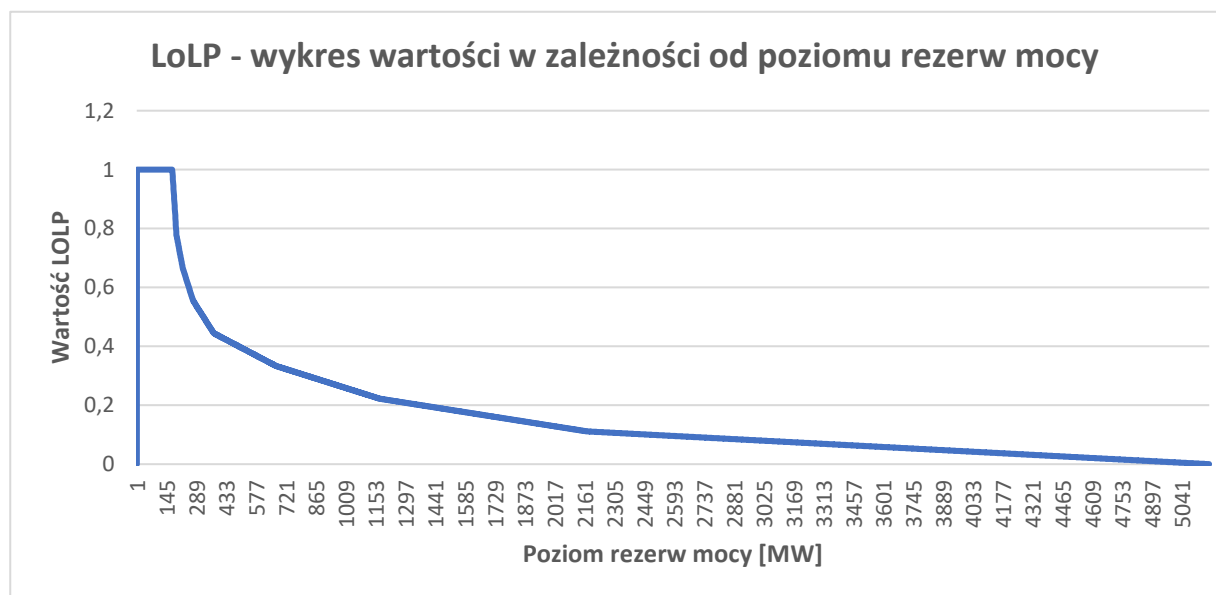
Warianty 2 i 3 są bardziej prawdopodobne, w wariantie 2 założono, że poziom rezerw będzie niemal stale uaktywniał limit kwartalnego przyrostu cen, w Wariantie 3 założono że tylko w IV i I kwartale. Średnie ceny rezerw mocy w obu wariantach zostają na bardzo niskim poziomie.

Wariant 4 zakłada, że poziom rezerw będzie ciągle uaktywniał limit kwartalnego przyrostu średnich dobowych cen w danym kwartale. W tym wariantie po pięciu latach poziom cen kwartalnych może osiągnąć tylko 67,3 zł/MW-h.

W końcowych dobach kwartału mogą występować wyższe limity dobowe niż średnie w kwartale jeżeli we wcześniejszych dobach ceny dobowe rezerw mocy kształtowały się poniżej limitu kwartalnego.

We wszystkich wariantach COR_{max} wahają się w granicach 10 - 70 zł/MW-h, a podstawowo wahania będą w granicach 10 - 20 zł/MW-h. Ponieważ COR w poszczególnych OREB muszą być nie wyższe COR_{max}, to taki poziom nie będzie dostarczał sygnałów o brakach mocy w KSE do uczestników rynku.

Ponadto obecne rozwiązania WDB nie wypełniają zobowiązań zawartych w Decyzji KE uzgadniającej polski rynek mocy.



Mechanizm cenotwórstwa rezerw mocy w okresach niedoborów mocy (ang. scarcity pricing, SC)

Mechanizm wg projektu korekt TGPE

Proponuje się wprowadzenie kilku zmian, które istotnie zwiększą efektywność mechanizmu, nie spowodują nadmiernych obciążeń odbiorców i wyeliminują zagrożenia związane z rynkiem mocy.

1. Podniesienie zastępczej średniej COR w kwartale poprzedzającym wdrożenie WDB i COR^{Min} do poziomu 40zł/ MW-h.
2. Zwiększenie limitu kwartalnego przyrostu COR^{Max} do poziomu 40%
3. Zastąpienie we wzorze (12.30) wielkości COR^{Max_d} , wielkością $Ap \times VOLL$.
4. VOLL jest ustalony przez Prezesa URE w kalkulacji z 13.04.2023 roku na poziomie 80,6 tys. złotych/MWh.
5. Ap - współczynnik ustalający część VOLL, która wchodzi do kalkulacji COR w danym OREB, proponuje się, żeby Ap wynosił 0,062, a od 2026 roku 1.
6. Wprowadzić zapis, że w przypadku gdy COR_t wyliczone wg skorygowanego wzoru dają dobową średnioważoną wolumenem COR_d wyższą niż limit dobowy, COR_t dla poszczególnych OREB w tej dobie obniża się proporcjonalnie.

Ilustracyjne, wariantowe kalkulacje limitów dobowych cen operacyjnych rezerw mocy wg korekty TGPE projektu wyceny rezerw mocy w WDB

Zmieniony wzór kalkulacji ceny rezerw mocy w OREB_t (12.30)

$COR_t = \min (GLC - CKOEB_t; \max(COR^{Min}; Ap \times VOLL_q \times LOLP^o_q(RO_t)))$
gdzie wielkości jak w opisie w projekcie WDB z zastąpieniem wielkości COR^{Max_d} przez $Ap \times VOLL_q$ - wartość niedostarczonej energii w kwartale q lub jej część, VOLL_p jest kalkulowana przez Prezesa URE, w aktualnej kalkulacji z 14.03.2023r., VOLL dla Polski wynosi 80,6 tys. zł/MWh; Ap równa 0,062, a człon $Ap \times VOLL_q = 5000zł/MWh$.

Dane zmienne do uproszczonych kalkulacji limitów dobowych cen rezerwy operacyjnej i kalkulacji wahań cen rezerw mocy w poszczególnych OREB.

Wartość członu
 $Ap \times VOLL$
[zł/MW-h]

5000

Wartość średniej
ceny rezerw mocy
w kwartale
poprzedzającym
kwartał wdrażania
[zł/MW-h]

40

Limit przyrostu
średnich w cen
dobowych w danym
kwartale w stosunku
do poprzedniego.

40%

Warianty 1 zakłada pracę KSE z powtarzającymi się okresami braku wymaganych rezerw mocy.
Warianty 2 i 3 są bardziej prawdopodobne, w wariacie 2 założono, że poziom rezerw będzie niemal stale uaktywniał limit kwartalnego przyrostu cen, w Wariacie 3 założono że tylko w IV i I kwartale.
Wariant 4 zakłada, że poziom rezerw będzie ciągle uaktywniał limit kwartalnego przyrostu średnich dobowych cen w danym kwartale. W tym wariacie po trzech i pół latach poziom cen może osiągnąć limit cenowy (5000zł/MW-h).
W poszczególnych OREB mogą występować ceny rezerw mocy o wyższym poziomie niż limit dobowy, będzie to stymulowało operatorów jednostek wytwórczych do utrzymywania wysokiej dyspozycyjności, inwestorów do podejmowania decyzji inwestycyjnych, a odbiorców do działań proefektywnościowych i kontraktacji na dłuższe okresy.
Skorygowane rozwiązania WDB wypełniają zobowiązania zawarte w Decyzji KE uzgadniającej polski rynek mocy.

