Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Raport

z procesu konsultacji społecznych

projektu Zmian nr 6/2026
Warunków Dotyczących Bilansowania

Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia

Konstancin-Jeziorna, 22 września 2026 r.

Spis treści:

1. LISTA DZIAŁAŃ W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH 3

2. LISTA PODMIOTÓW, KTÓRE ZGŁOSIŁY UWAGI W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH 4

3. ZESTAWIENIE ZGŁOSZONYCH UWAG I SPOSÓB ICH UWZGLĘDNIENIA 5

3.1. UWAGI OGÓLNE 5
3.2. UWAGI SZCZEGÓŁOWE 37

4. SPECYFIKACJA ZMIAN DO PROJEKTU ZMIAN NR 6/2026 WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA 67

4.1. ZMIANY WYNIKAJĄCE ZE ZGŁOSZONYCH UWAG 67
4.2. ZMIANY WPROWADZONE W RAMACH KOREKT 70

1. Lista działań w procesie konsultacji społecznych

Działania operatora systemu przesyłowego (OSP) w ramach procesu konsultacji społecznych projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania z użytkownikami systemu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Działania OSP w procesie konsultacji społecznych.

Lp.	Data	Opis działań
1.	21.07.2026	Komunikat OSP dotyczący opublikowania projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania wraz z dokumentem wyjaśniającym, opracowanych przez PSE S.A.
2.	21.07.2026	Opublikowanie projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania na stronie internetowej PSE S.A. wraz z dokumentem wyjaśniającym oraz z informacją o możliwości zgłaszania uwag do projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
3.	02.09.2026	Spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
4.	21.07.2026 ÷ 7.09.2026	Zbieranie uwag w ramach procesu konsultacji społecznych z użytkownikami systemu projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
5.	7.09.2026 ÷ 22.09.2026	Analiza uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w Zmianach nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
6.	7.09.2026 ÷ 22.09.2026	Opracowanie Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania, dokumentu wyjaśniającego oraz raportu z procesu konsultacji społecznych projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
7.	24.09.2026	Przedłożenie Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia wraz z dokumentem wyjaśniającym oraz z raportem z procesu konsultacji społecznych projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.
8.	24.09.2026	Opublikowanie komunikatu OSP dotyczącego przedłożenia Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia wraz ze Zmianami nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania, dokumentem wyjaśniającym oraz raportem z procesu konsultacji społecznych projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania.

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

Lp.	Podmiot
1.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
2.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
3.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej
4.	Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii
5.	Enel X Polska
6.	Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”

3. Zestawienie zgłoszonych uwag i sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
1.	**Brak oceny skutków ekonomicznych integracji z platformą mFRR** Projekt nie zawiera analizy wpływu przyłączenia Polski do platformy mFRR na sytuację ekonomiczną dostawców usług bilansujących. Obecnie przychody jednostek z rynku bilansującego wynikają z krajowych zasad aktywacji i rozliczeń. Po wdrożeniu mFRR: • ceny energii aktywowanej z mFRRd będą powiązane z europejskim procesem optymalizacji, • aktywacje mogą być zastępowane tańszymi ofertami zagranicznymi, • część aktywacji realizowanych obecnie przez krajowe JWCD może zostać wyparta przez zasoby zagraniczne. Jednocześnie brak jest odpowiedzi na kluczowe pytania: • czy liczba aktywacji mFRR dla polskich jednostek wzrośnie czy spadnie, • jaki będzie wpływ importu energii bilansującej z Niemiec, Czech lub innych krajów, • czy nastąpi presja na obniżenie cen ofertowych składanych przez polskich DUB, • jaki będzie wpływ zmian na rentowność świadczenia mFRR. Postulujemy **o przedstawienie analizy ekonomicznej** obejmującej symulacje historyczne dla warunków KSE	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Integracja z platformą mFRR stanowi wykonanie obowiązku wynikającego z art. 20 rozporządzenia 2017/2195, który nie jest warunkowany wynikiem analizy kosztów i korzyści. Skutkiem integracji będzie zwiększony dostęp dla OSP do energii bilansującej z mFRRd oraz zwiększenie konkurencji w zakresie jej aktywacji, co przede wszystkim powinno przełożyć się na wzrost bezpieczeństwa pracy KSE oraz minimalizację kosztów ponoszonych przez odbiorców energii elektrycznej. Dołączenie do platformy może mieć wpływ na wolumen energii bilansującej aktywowanej z mFRRd udostępnionych na platformę mFRR z Polski, przy czym wolumen ten w różnych okresach może być wyższy lub niższy. Wolumen ten będzie zależał od zapotrzebowań na aktywację mFRRd w kraju oraz za granicą, dostępnych zdolności przesyłowych i konkurencyjności cenowej ofert z Polski. W opinii OSP analiza powinna być wykonywana na bieżąco przez poszczególnych DUB, w celu dostosowywania swojej strategii ofertowania.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wskazujące wpływ integracji z platformą mFRR na wolumen aktywacji oraz przychody dostawców usług bilansujących. Zmiana wpływa bezpośrednio na przychody jednostek wytwórczych. Bez analizy skutków finansowych uczestnicy rynku nie są w stanie ocenić zasadności ponoszenia kosztów wdrożeniowych.		
2.	**Znaczące koszty wdrożenia nowych obowiązków IT i procesowych** Projekt wprowadza obowiązek składania OEB FRR oraz utrzymywania ofert zastępczych dla wszystkich kwalifikowanych JG. Po stronie spółek konieczne będzie dostosowanie: **Systemów handlowych** • generowanie OEB FRR, • aktualizacja ofert w RBB, • walidacja nowych wymagań. **Systemów planistycznych** • wyznaczanie cen dla aFRR i mFRR, • obsługa nowych produktów, • integracja z procesami optymalizacji. **Systemów raportowych** • pobieranie nowych danych rozliczeniowych, • rozliczanie aktywacji planowanych i bezpośrednich, • weryfikacja rozliczeń PSE. **Procesów operacyjnych** • nowe procedury zgłoszeń, • nowe instrukcje dyspozytorskie,	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W dniu 24.08.2026 na stronie internetowej OSP (https://www.pse.pl/dokumenty) opublikowane zostały: wersja robocza Standardów technicznych systemu SOWE wer.9.0 (Aktualizacja 1) oraz wersja robocza Standardów technicznych systemu WIRE wer.14.1. Ostateczne wersje standardów technicznych zostaną opublikowane na stronie internetowej OSP po przekazaniu WDB do akceptacji przez Prezesa URE. OSP nie przewiduje istotnych zmian w stosunku do opublikowanych wersji roboczych w zakresie dostosowania standardów do zasad integracji polskiego rynku bilansującego z europejską platformą wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z nieautomatyczną aktywacją (platformą mFRR). W Zmianach nr 6/2026 wprowadzono w pkt 8.6.1(16.3) korektę, w wyniku której podawanie znacznika zakontraktowania mocy bilansującej (ZZMB) będzie opcjonalne. W przypadku braku jego określenia, będzie on przyjmował domyślnie wartość równą 0. Takie rozwiązanie umożliwi udział w RMB bez konieczności implementacji zmian w zakresie obsługi ZZMB. OSP przeprowadzi pełne testy poprawności implementacji zmian z certyfikowanymi dostawcami oprogramowania WIRE/UR dla DUB. Termin tych testów zostanie ustalony w uzgodnieniu z tymi podmiotami. Z uwagi na napięty harmonogram wdrożenia OSP nie

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	• szkolenia personelu. **Projekt nie zawiera:** • oceny kosztów po stronie rynku, • harmonogramu publikacji specyfikacji, • informacji o środowisku testowym. Postulujemy **o publikację kompletnej dokumentacji technicznej, schematów komunikatów oraz harmonogramu certyfikacji** nie później niż 6 miesięcy przed wejściem zmian w życie. Brak dokumentacji uniemożliwia oszacowanie budżetu oraz rozpoczęcie prac wdrożeniowych.		planuje dodatkowych testów z innymi podmiotami, w tym z Uczestnikami Rynku Bilansującego. Opublikowane Standardy techniczne systemu SOWE obejmują wyłącznie aktualizacje dokumentów w zakresie opisu ich zawartości, stąd nie wpływają na zasady walidacji, w związku z czym nie są przewidywane testy w tym zakresie. Zmiany w zakresie systemu LFC obejmują identyfikację typu aktywacji mFRRd, która ma wartość wyłącznie informacyjną dla DUB i nie wpływa na sposób odpowiedzi JG na polecenie aktywacji. DUB nie musi wdrożyć obsługi tej informacji dla poprawnej realizacji aktywacji mFRRd. Informacja w tym zakresie została przedstawiona służbom technicznym DUB na spotkaniu 16.09.2026 r. i uczestnicy spotkania nie zgłosili żadnych uwag do takiego rozwiązania. W zakresie obsługi zgłoszeń OEB^{FRR}, w przypadku braku możliwości zgłoszenia OEB^{FRR} w ramach RBN przez DUB, w tym ze względu na brak dostosowania systemów informatycznych DUB, będą wykorzystywane zastępcze OEB^{FRR}. Oznacza to, że wdrożenie przez DUB obsługi w systemach informatycznych OEB^{FRR} nie jest niezbędne, aby DUB mógł świadczyć moce bilansujące aFRR lub mFRRd.
3.	**Zbyt krótki okres przygotowawczy** Projekt przewiduje wejście w życie wraz z uruchomieniem platformy mFRR, przy czym ostateczny termin ma zostać podany przez OSP jedynie z dwutygodniowym wyprzedzeniem. Dla spółek oznacza to konieczność: • dostosowania systemów IT, • testowania systemów centralnych, • przygotowania procedur,	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Wyjaśnienie</u> Współpraca z platformą mFRR odbywa się w modelu OSP-OSP, bez bezpośredniego udziału DUB, i nie wymaga w tym zakresie zmian po stronie DUB i związanych z tym testów. Termin wejścia w życie zmian WDB zawartych w Zmianach nr 6/2026 WDB zostanie określony w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej te zmiany. OSP we wniosku do Prezesa URE o zatwierdzenie zmian WDB zawartych w Zmianach nr 6/2026 WDB wystąpi

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	• szkolenia operatorów, • przeprowadzenia testów end-to-end. Przy tak szerokim zakresie zmian dwutygodniowy okres informacyjny **jest niewystarczający**. Istnieje ryzyko, że uczestnicy rynku będą zmuszeni wdrażać rozwiązania w trybie awaryjnym. Postulujemy **o zagwarantowanie minimalnego sześciomiesięcznego okresu pomiędzy publikacją finalnej dokumentacji technicznej a rozpoczęciem obowiązywania zmian.** Dodatkowo: Wnosimy o przeprowadzenie **co najmniej trzymiesięcznych testów rynkowych** z udziałem wszystkich zainteresowanych uczestników rynku. Pozwoli to ograniczyć ryzyko błędów operacyjnych oraz zakłóceń pracy rynku bilansującego po uruchomieniu platformy mFRR.		o określenie dnia 1 grudnia 2026 r. jako daty wejścia w życie powołanych zmian. Równocześnie OSP, w ramach autokorekty, określił w pkt 1.3(10) WDB, że rozpoczęcie uczestnictwa OSP w wymianie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną na platformie mFRR nastąpi po dniu wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, od daty operacyjnego przyłączenia OSP do tej platformy. O powołanej dacie operacyjnego przyłączenia OSP poinformuje komunikatem na stronie internetowej OSP z co najmniej dwutygodniowym wyprzedzeniem. W okresie od daty wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB do daty operacyjnego przyłączenia do platformy mFRR znacznik udziału OSP w platformie mFRR (ZU^{mFRR}), o którym mowa w pkt 10.4(3), ma wartość równą 0. Odnośnie do zmian w zakresie wymiany informacji pomiędzy OSP i DUB patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2.
4.	**Ograniczenie elastyczności pracy bloków JWCD** Projekt zakłada dostosowanie produktu mFRRd do wymagań produktu standardowego stosowanego na platformie mFRR. Jednostki cieplne, szczególnie: • bloki klasy 200 MW, • bloki klasy 500 MW, • bloki klasy 1000 MW, charakteryzują się określonymi ograniczeniami technologicznymi. Wprowadzenie sztywnego modelu aktywacji może skutkować: • większą liczbą zmian obciążenia, • wzrostem zużycia urządzeń,	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wraz z dołączeniem do platformy mFRR konieczne jest dostosowanie produktu mFRRd do produktu wymienianego na tej platformie. W przypadku braku dostosowania, aktywacja mFRRd skutkowałaby energią nieplanowaną, gdyż energia wymieniana z zagranicznymi OSP różniłaby się od dostarczonej przez krajowych DUB, i w konsekwencji tworzyła dodatkowe zapotrzebowanie na platformie aFRR (PICASSO) oraz zwiększała koszty bilansowania KSE. Jednostki grafikowe (JG) w zakresie od mocy minimalnej kwalifikowanej do mocy maksymalnej kwalifikowanej mają obecnie obowiązek zapewnienia płynnego świadczenia usług bilansujących. W szczególności wymagana jest liniowa realizacja zmian obciążenia zadawanego w ramach BPP. W przypadku produktu mFRRd wprowadzane jest analogiczne wymaganie

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	• zwiększeniem kosztów eksploatacyjnych, • pogorszeniem sprawności bloków. Projekt nie przedstawia analizy wpływu **na technologię jednostek konwencjonalnych**. Postulujemy o przedstawienie wyników analiz wpływu nowych zasad aktywacji mFRRd na pracę jednostek cieplnych JWCD oraz kosztów ich eksploatacji. Wpływ na trwałość urządzeń i koszty remontowe może być istotniejszy niż potencjalne dodatkowe przychody z rynku bilansującego**.**		liniowej zmiany obciążenia, tak więc w tym zakresie JG powinny być już dostosowane do spełnienia takiego wymagania. Niezależnie od powyższego, JG utworzona z MWE cieplnego, który posiada status JWCD, nie ma obowiązku posiadania kwalifikacji do świadczenia mFRRd.
5.	**Sztywne wymaganie jednakowego grafiku mFRRd w całym ONMB** Projekt wymaga utrzymywania tej samej wielkości mFRRd w każdym OREB danej godziny ONMB. W praktyce dostępność rezerw może się zmieniać w ramach godziny z uwagi na: • zmiany programu pracy jednostki, • rozruchy i odstawienia, • ograniczenia techniczne, • zmiany dyspozycyjności urządzeń pomocniczych. Sztywny wymóg: • ogranicza możliwości optymalizacyjne, • zwiększa liczbę sytuacji powodujących odrzucenie zgłoszeń, • może prowadzić do niewykorzystywania części dostępnego potencjału regulacyjnego. W przypadku dużych jednostek centralnie dysponowanych każda utrata elastyczności przekłada się na obniżenie efektywności portfela.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona W przypadku mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ odstąpiono od możliwości aktywacji bezpośredniej energii bilansującej z tej mocy dla danego OREB w zakresie w jakim ta moc nie jest objęta grafikiem mocy bilansującej w kolejnym OREB. Aby zapewnić możliwość aktywacji bezpośredniej przynajmniej w trzech pierwszych OREB należących do danego $ONMB^P$, dla którego została nabyta moc bilansująca $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$, wprowadzono obowiązek rozgrafikowywania tej mocy z ziarnem $OPMB^P$. Dzięki temu moce bilansujące $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ nabyte w ramach RMB, których aktywacja jest możliwa tylko jako aktywacja planowana, są ograniczone do mocy nabytych w ostatnich OREB poszczególnych $ONMB^P$, jeśli DUB nie nabył tych mocy w kolejnym $ONMB^P$. Pozostawienie możliwości rozgrafikowywania mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRd^D$ z ziarnem OREB mogłoby skutkować tym, że większa część z tych mocy będzie dostępna dla OSP tylko w ramach aktywacji planowanej, która nie zapewnia tak szybkiego zregulowania uchybu obszarowego jak aktywacja bezpośrednia.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Wnosimy o pozostawienie możliwości różnicowania grafików mFRRd pomiędzy OREB w ramach tego samego ONMB lub dopuszczenie definiowanego przez DUB zakresu tolerancji zmian. Pozwoli to lepiej odwzorować rzeczywiste możliwości techniczne jednostek bez pogorszenia bezpieczeństwa pracy KSE.		
6.	**Potrzeba zapewnienia środowiska testowego WIRE/SOWE i przeprowadzenia testów z uczestnikami rynku** Czy PSE planuje udostępnić **środowisko testowe WIRE / SOWE albo testy** z uczestnikami dla zmienionych dokumentów? Zmiany w dokumentach są na tyle duże, że uznajemy za zasadne przeprowadzenie takich testów.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 2.
7.	**Potrzeba rozróżnienia DLOM i GLOM dla kierunku w górę i w dół** Wprowadzenie DLOM i GLOM oceniamy jako zmianę idącą w dobrym kierunku, ponieważ zwiększa elastyczność ofertowania na RMB. Jednocześnie wprowadzenie tych limitów bez rozróżnienia kierunku mocy bilansujących – w górę i w dół – może istotnie ograniczać ich praktyczną użyteczność dla DUB. W związku z powyższym wnioskujemy o wprowadzenie odrębnych wartości DLOM i GLOM **dla mocy bilansujących w górę i w dół**, tj.: • **DLOM w górę** – dzienny limit sprzedaży MB w górę dla danego DUB; • **DLOM w dół** – dzienny limit sprzedaży MB w dół dla danego DUB; • **GLOM w górę** – godzinowy limit sprzedaży MB w górę dla danego DUB; • **GLOM w dół** – godzinowy limit sprzedaży MB w dół dla danego DUB.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie DUB ma możliwość zgłoszenia do 50 OPMB w ramach RMB. Opisaną w uwadze funkcjonalność podziału DLOM i GLOM na osobne ograniczenia dla mocy bilansujących w górę i w dół można osiągnąć poprzez zgłoszenie osobnych OPMB dla mocy bilansujących w górę i w dół. Odrębne wartości DLOM i GLOM dla mocy bilansujących w górę i w dół, zgodnie z propozycją przedstawioną w uwadze, nie pozwalają zdefiniować limitów dotyczących wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy w górę i w dół, przez co to podejście jest mniej elastyczne niż GLOM i DLOM wprowadzane Zmianami nr 6/2026 WDB.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Takie rozwiązanie pozwoli DUB na niezależne określanie limitów oferowania mocy bilansujących w obu kierunkach, a tym samym na pełniejsze wykorzystanie elastyczności wprowadzonej poprzez mechanizm DLOM i GLOM.		
8.	**Zapewnienie transparentności DLOM i GLOM na RMB** W jaki sposób DLOM i GLOM będą publikowane dla wszystkich URB, aby zachować dotychczasową transparentność na RMB? Proponujemy, aby w obecnym raporcie PSE do każdej oferty OPMB przypisać odpowiadający jej DLOM i GLOM oraz proponujemy dodanie nowego raportu, w którym będą pokazane tylko te oferty OPMB, które zostały zaakceptowane do wyznaczenia ceny na RMB (oferty po implementacji DLOM i GLOM).	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wielkości oferowanych mocy w ramach OPMB są publikowane odrębnie dla każdego ONMB^{P} oraz typu rezerwy mocy. Uzupełnienie tych informacji o wielkości DLOM i GLOM wymagałoby powiązania tych informacji z cenami i wolumenami wszystkich oferowanych typów rezerwy mocy w całej dobie. W praktyce oznaczałoby to konieczność publikacji pełnej zawartości OPMB. Takie rozwiązanie prowadziłoby do ograniczenia anonimizacji publikowanych danych. Mając na uwadze powyższe OSP nie planuje publikowania wartości DLOM i GLOM.
9.	**Brak jasnych zasad wyboru rodzaju aktywacji mFRR** W jaki sposób URB może decydować o potencjalnym rodzaju aktywacji mFRR: planowany czy bezpośredni? Czy URB poprzez swoje ofertowanie/grafikowanie jest w stanie spowodować preferowany przez siebie rodzaj aktywacji mFRR na platformie?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Nabyta przez OSP moc bilansująca mFRRd od danej JG może być aktywowana planowo lub bezpośrednio. W przypadku aktywacji bezpośredniej, w związku z oczekiwanym kształtem odpowiedzi JG na aktywację, występuje ograniczenie, że aktywacja dla danego OREB jest możliwa wyłącznie w zakresie w jakim moc bilansująca mFRRd jest nabyta również w kolejnym OREB. OSP nie planuje wprowadzenia odrębnych produktów mFRRd do aktywacji planowanej i bezpośredniej.
10.	**Konieczność zabezpieczenia przed aktywacją mFRR po ekstremalnych cenach** Czy dla platformy mFRR funkcjonuje mechanizm zabezpieczający przed aktywacją po ekstremalnych cenach (elastic demand), która w konsekwencji mogłaby doprowadzić	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Platforma mFRR umożliwia określenie limitu ceny dla aktywacji planowanej. Zgodnie z pkt 10.4(4.4) i 10.4(4.5) OSP będzie przekazywał na platformę mFRR zapotrzebowanie elastyczne na energię bilansującą

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	do ekstremalnych cen energii niezbilansowania (CEN) na rynku polskim? Jeżeli takiego mechanizmu nie ma to wnioskujemy o podjęcie działań przez PSE w celu wdrożenia go dla aktywacji mFRRd zarówno planowanej jak i bezpośredniej.		z mFRR w ramach planowanej aktywacji ($ZEBE^{mFRR}$) oraz ceny zapotrzebowania elastycznego na energię bilansującą z mFRR w ramach planowanej aktywacji ($prCEB^{mFRR}$). Platforma mFRR nie umożliwia zdefiniowania zapotrzebowania elastycznego na energię bilansującą z mFRR w ramach bezpośredniej aktywacji.
11.	**Oferta na Energię Bilansującą z FRR** Energia bilansująca (również ta pochodząca z FRR) jest obecnie rozliczana m.in. na podstawie złożonej oferty OEB, składającej się z max. 10 pasm, które odwzorowywać mają koszty ponoszone przez JG dostarczającą energię bilansująca na RB. Nowe rozwiązanie polega na złożeniu oferty (sam parametr cenowy, bez wolumenu) na energię bilansującą pochodzącą z systemów regulacji typu FRR, jednak w przypadku szerokiego zakresu pracy JG może istnieć problem z wyznaczeniem jednolitej ceny dla aktywacji tej mocy, ponieważ w zależności od tego w jakim paśmie mocy JG pracuje, cena lub strategia ofertowania może być różna. Rozwiązanie to może więc potencjalnie ograniczać sposób ofertowania dla JG.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Zaproponowane w Zmianach nr 6/2026 WDB oferty na energię bilansującą z FRR (OEB^{FRR}) mają na celu uniezależnienie cen ofertowych dla aFRR i mFRRd od wykorzystania innych usług bilansujących. Takie rozwiązanie jest wykorzystywane przez europejskich OSP uczestniczących w platformach: aFRR i mFRR. DUB ma możliwość aktualizowania cen ofertowych OEB^{FRR} do czasu zamknięcia bramki zgłaszania ofert na RBB dla danej godziny handlowej, co umożliwi mu odzwierciedlenie w ofercie punktu pracy JG.
12.	Z zadowoleniem przyjmujemy wprowadzenie dobowego (DLOM) i godzinowego (GLOM) limitu oferowanej mocy w zgłoszeniach OPMB (pkt 1.3(13) oraz rozdział 8.4). Mechanizm ten bezpośrednio odpowiada na specyfikę magazynów energii elektrycznej (MEE), których zdolność do świadczenia mocy bilansujących jest ograniczona energetycznie (poziomem naładowania), a nie wyłącznie mocowo — dotychczas DUB musiał zaniżać oferowaną moc w każdym ONMBP, aby nie przekroczyć swoich dobowych możliwości energetycznych. Prosimy o publikację przykładowych wyliczeń lub wytycznych dotyczących sposobu wyznaczania wartości DLOM i GLOM dla magazynu energii o danej pojemności, mocy i sprawności technologicznej (RTE), gdyż konsultowany pakiet dokumentów nie zawiera takich przykładów, a prawidłowe wyznaczenie tych	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Wartości DLOM i GLOM ograniczają łączną sumę mocy bilansujących, jakie mogą zostać nabyte przez OSP w ramach danej OPMB. Przykładowo, jeżeli w ramach OPMB ofertowane są po 10 MW mocy bilansujących $aFRR^{G}$, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{G}$ i $mFRRd^{D}$ oraz DUB określi dla danej doby DLOM = 24 MW, to OSP może łącznie nabyć 24 MW rezerw mocy w całej dobie (np. po 1 MW $aFRR^{G}$ w każdym $ONMB^{P}$ doby, ale też może nabyć w jednym $ONMB^{P}$ np. 10 MW $aFRR^{G}$, 4 MW $aFRR^{D}$ i 10 MW $mFRRd^{G}$). Jeżeli DUB dodatkowo w OPMB określi GLOM = 14 MW dla danego $ONMB^{P}$, wtedy wielkość ta dodatkowo

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wartości ma bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo realizacji zobowiązań DUB.		ograniczy łączną sumę mocy bilansujących nabytych dla tego $ONMB^{P}$ (ograniczenie wynikające z DLOM nadal obowiązuje) do 14 MW i dla powyższego przykładu dla $ONMB^{P}$ nabyta moc zostanie ograniczona do np. 10 MW $aFRR^{G}$ i 4 MW $aFRR^{D}$ (pozostałe moce dostępne w ramach DLOM mogą być nabyte w innych $ONMB^{P}$). Odnosząc się do zastosowania DLOM i GLOM dla magazynu, to przykładowo może to wyglądać następująco: dla magazynu o pojemności 20 MWh i stanie naładowania równym 10 MWh i maksymalnych zakresach rezerw mocy w górę i w dół po 5 MW DUB może złożyć następujące OPMB: • OPMB 1: oferta na moce bilansujące w górę (po 5 MW mocy FCR^{G}, $aFRR^{G}$, $mFRRd^{G}$, RR^{G}) dla $ONMB^{P}$ 10-16 z określonym GLOM = 5 MW dla każdego $ONMB^{P}$ oraz DLOM = 10 MW. • OPMB 2: oferta na moce bilansujące w dół (po 5 MW mocy FCR^{D}, $aFRR^{D}$, $mFRRd^{D}$) dla godzin 0-8 i 20-24 z określonym GLOM = 5 MW dla każdego $ONMB^{P}$ oraz DLOM = 10 MW. Dla tak zdefiniowanych ofert OSP może łącznie nabyć maksymalnie 5 MW mocy bilansujących (jednego lub różnych typów) w każdym z $ONMB^{P}$ objętych ofertą, a także łącznie nie nabędzie więcej niż 10 MW mocy bilansujących w górę oraz 10 MW mocy bilansujących w dół w ramach każdej z ofert, co jest wykonalne ze względu na pojemność i stan naładowania magazynu.
13.	Brak spójności w zakresie ofert zastępczych. Dla OEB nie ma obowiązku składania ofert zastępczych dla wszystkich JG, podczas gdy dla OEB^{FRR} taki obowiązek został nałożony. Wydaje się, że uzasadnione byłoby ujednolicenie podejścia.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Zgodnie z pkt 8.3.2(8) WDB zgłoszenie OEB w ramach RBN jest obowiązkowe dla każdej JG. W przypadku braku zgłoszenia przyjmowana jest zastępcza OEB dla JG_{W1}, JG_{M1} i JG_{Z1} lub zerowa OEB, tj. oferta z zerową mocą, dla pozostałych JG.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			W przypadku OEB^{FRR} nie można przyjąć zerowej OEB^{FRR}, ponieważ wolumen mocy bilansujących wynika z grafiku mocy bilansujących. Wprowadzenie możliwości przyjmowania zerowej OEB^{FRR} skutkowałoby koniecznością odrzucania grafiku mocy bilansujących aFRR lub mFRR w przypadku braku zgłoszenia OEB^{FRR} w ramach RBN oraz znacząco skomplikowałoby proces weryfikacji zgłoszeń OMB w ramach RBB.
14.	Postulujemy dostosowanie zapisów WDB do specyfiki bateryjnych magazynów energii. Obecne regulacje wymuszają przestoje magazynów energii przy zmianie kierunku pracy z generacji na pobór i na odwrót, pomimo, że magazyny elektrochemiczne nie potrzebują takiego przestoju. Oznacza to niewykorzystanie przez system elastyczności magazynów, a dla inwestorów utratę przychodów. W celu dostosowania WDB do specyfiki bateryjnych magazynów energii, proponujemy zmianę obecnej definicji ZUB. W obecnym brzmieniu uzależnia ona dostępność JGM2 do świadczenia usług bilansujących od kierunku jej pracy, co nie odpowiada technicznym możliwościom magazynów energii. Nowe, proponowane zapisy wprowadzają jeden znacznik dostępności ZUB=D i umożliwiają zmianę kierunku pracy oraz oferowanie rezerw w obu kierunkach bez konieczności czasowego wyłączania jednostki z rynku bilansującego. Takie rozwiązanie pozwoli efektywniej wykorzystywać elastyczność magazynów, a jednocześnie zachowa wszystkie ograniczenia gwarantujące techniczną wykonalność grafików i świadczenia usług. **Propozycje zmian wraz z uzasadnieniem:** **1 WDB pkt 8.6.1(10.2) - zmiana wartości ZUB dla JGM2** 1.1 Treść dotychczasowa (10.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(a) DG - usługi bilansujące JGM2 są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku generacji; (b) DP - usługi bilansujące JGM2 są dostępne do pozyskania na RB i mogą być świadczone wyłącznie w kierunku poboru; (c) N - usługi bilansujące JGM2 nie są dostępne do pozyskania na RB; 1.2 Treść proponowana *(10.2) Znacznik usług bilansujących (ZUB):* *(a) D - usługi bilansujące JGM2 są dostępne do pozyskania na RB;* *(b) N - usługi bilansujące JGM2 nie są dostępne do pozyskania na RB.* 1.3 Uzasadnienie Zmiana zastępuje trójstanowy model ZUB modelem dwustanowym dla wszystkich JGM2. Dostępność usług bilansujących nie będzie powiązana z kierunkiem grafiku obciążenia, a rzeczywisty zakres świadczenia usług wynika z parametrów technicznych JG, wyników kwalifikacji oraz złożonych ofert. Rozwiązanie nie różnicuje technologii i pozostawia DUB odpowiedzialność za wykonalność zgłoszonych grafików. **2 WDB pkt 8.6.6(2.6) - pierwszy OREB aktywnego okresu zgłoszenia po ZUB=D** 2.1 Treść dotychczasowa (2.6) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB=DG: (a) Nie może być mniejszy niż 0 MW;		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(b) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5); 2.2 Treść proponowana *(2.6) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB=D:* *(a) nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB;* *(b) nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz* *(c) musi uwzględniać maksymalne gradienty redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 odpowiednio w kierunku generacji i w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(8).* 2.3 Uzasadnienie Dotychczasowe brzmienie wymusza kontynuację pracy w kierunku generacji i wyklucza grafik obciążenia mniejszy niż 0 MW. Dla magazynu elektrochemicznego ograniczenie to nie jest uzasadnione, ponieważ zasób może zmieniać kierunek pracy przy zachowaniu parametrów technicznych i gradientów.		

	3	**WDB pkt 8.6.6(2.7) - usunięcie odrębnego warunku po ZUB=DP**		
	3.1	Treść dotychczasowa (2.7) Grafik obciążenia dla danego OREB będącego pierwszym OREB aktywnego okresu zgłoszenia w przypadku, gdy dla poprzedniego OREB ZUB=DP: (a) Nie może być większy niż 0 MW; (b) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz (c) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8);		
	3.2	Treść proponowana *(2.7) Skreśla się.*		
	3.3	Uzasadnienie Jak wynika z nowej propozycji dla 8.6.1(10.2), nie proponujemy odrębnego traktowania ESP. Po wprowadzeniu ZUB=D/N warunek odnoszący się do ZUB = DP traci przedmiot regulacji. Skreślenie przepisu jest spójne z rezygnacją z różnicowania technologii.		
	4	**WDB pkt 8.6.6(2.9) - zastąpienie warunku ZUB=DG warunkiem ZUB=D**		
	4.1	Treść dotychczasowa (2.9) ZUB może być równy DG dla danego OREB, jeżeli ZUB ≠ DP dla poprzedniego OREB oraz grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki: (a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; (b) Grafik obciążenia dla danego OREB: (i) Nie może być mniejszy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku generacji dla danego OREB; (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku generacji dla danego OREB; oraz (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5); (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB: (i) Nie może być mniejszy niż 0 MW; (ii) Nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i następnego OREB; oraz (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(5); 4.2 Treść proponowana *(2.9) 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, z zastrzeżeniem*		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	ograniczeń technicznych zasobu wynikających z parametrów JG i wyników kwalifikacji: *(a) grafik obciążenia dla poprzedniego OREB:* *(i) nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz* *(ii) nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB;* *(b) grafik obciążenia dla danego OREB:* *(i) nie może być większy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku generacji dla danego OREB;* *(ii) nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz* *(iii) musi uwzględniać maksymalne gradienty redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 odpowiednio w kierunku generacji i w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(8);* *(c) grafik obciążenia dla następnego OREB:* *(i) nie może być większy niż oferowana moc maksymalna w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i następnego OREB;* *(ii) nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i następnego OREB; oraz* *(iii) musi uwzględniać maksymalne gradienty redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 odpowiednio w kierunku generacji i w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (3)-(8).*		

	4.3 Uzasadnienie Proponowane brzmienie usuwa wymóg zgodności ZUB z kierunkiem generacji oraz usuwa zakaz przejścia do poboru w następnym OREB. ZUB=D oznacza dostępność JGM2 do świadczenia usług bilansujących w zakresie parametrów technicznych, a nie w jednym zadeklarowanym kierunku. Ponieważ dopuszczalny zakres grafiku obciążenia obejmuje wartości od mocy w kierunku poboru do mocy w kierunku generacji, przepis obejmuje również przypadek grafiku obciążenia równego 0 MW. Dodane zastrzeżenie ograniczeń technicznych zasobu gwarantuje, że zakres ten jest każdorazowo limitowany parametrami JG potwierdzonymi w procesie kwalifikacji. **5 WDB pkt 8.6.6(2.10) - zastąpienie warunku ZUB=DP zasadą płynnej zmiany kierunku pracy JGM2** 5.1 Treść dotychczasowa (2.10) ZUB może być równy DP dla danego OREB, jeżeli ZUB ≠ DG dla poprzedniego OREB oraz grafik obciążenia dla danego, poprzedniego i w przypadku, gdy dany OREB nie jest ostatnim OREB aktywnego okresu zgłoszenia, również następnego OREB, spełnia następujące warunki: (a) Grafik obciążenia dla poprzedniego OREB: (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; oraz (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i danego OREB; (b) Grafik obciążenia dla danego OREB: (i) Nie może być większy niż oferowana moc minimalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB;		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna dyspozycyjna JGM2 w kierunku poboru z przeciwnym znakiem dla danego OREB; oraz (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8); (c) Grafik obciążenia dla następnego OREB: (i) Nie może być większy niż 0 MW; (ii) Nie może być mniejszy niż oferowana moc maksymalna w kierunku poboru z przeciwnym znakiem z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i następnego OREB; oraz (iii) Musi uwzględniać maksymalny gradient redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, zgodnie z postanowieniami pkt (6)-(8). 5.2 Treść proponowana *(2.10) Dla JGM2 zmiana grafiku obciążenia pomiędzy kierunkiem generacji, wartością 0 MW oraz kierunkiem poboru w następujących po sobie OREB nie wymaga przyjęcia ZUB równego N, jeżeli są spełnione warunki określone w pkt (2.9).* 5.3 Uzasadnienie Dotychczasowy warunek kierunkowy zostaje zastąpiony zasadą potwierdzającą, że zmiana kierunku pracy albo przejście przez grafik obciążenia równy 0 MW nie wymusza przerwy w świadczeniu usług bilansujących. W wyniku takiej redakcji proponowanej zmiany, przepis nie powiela warunków wynikających z innych postanowień WDB, w szczególności dotyczących zgłoszonej dyspozycyjności zasobu, kwalifikacji JG oraz potencjału dostawy i odbioru, lecz odsyła do warunków z pkt (2.9).		

	6 WDB pkt 8.6.6(2.11) - płynna zmiana kierunku pracy JGM2 6.1 Treść dotychczasowa Brak postanowienia. Obecne WDB pośrednio wykluczają płynną zmianę kierunku pracy JGM2 w ramach ZUB, ponieważ ZUB=DG wymaga, aby ZUB ≠ DP dla poprzedniego OREB, a ZUB=DP wymaga, aby ZUB ≠ DG dla poprzedniego OREB. 6.2 Treść proponowana *(2.11) Dla JGM2 utworzonej z MEE niebędącego MWE elektrowni szczytowo-pompowej zmiana grafiku obciążenia pomiędzy kierunkiem generacji, wartością 0 MW oraz kierunkiem poboru w następujących po sobie OREB nie wymaga zmiany ZUB na N, jeżeli są spełnione warunki dotyczące mocy dyspozycyjnej, oferowanych mocy w OEB, maksymalnych gradientów redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2, kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących, dyspozycyjności układów regulacji oraz potencjału dostawy i potencjału odbioru.* 6.3 Uzasadnienie Przepis usuwa obowiązkową przerwę w świadczeniu usług bilansujących przy zmianie kierunku pracy. Dla BESS przerwa taka nie ma uzasadnienia technicznego i obniża efektywność wykorzystania magazynu na rynku bilansującym. **7 WDB pkt 8.6.6(3) - gradienty w kierunku generacji przy ZUB=D** 7.1 Treść dotychczasowa (3) Grafik obciążenia JGM2 dla OREB, dla którego ZUB=DG: (3.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji; oraz (3.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (4). 7.2 Treść proponowana *(3) Grafik obciążenia JGM2 dla OREB, dla którego ZUB=D, w zakresie pracy w kierunku generacji:* *(3.1) nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji; oraz* *(3.2) nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, z zastrzeżeniem pkt (4).* 7.3 Uzasadnienie Ograniczenia gradientowe w kierunku generacji powinny zostać utrzymane, ponieważ zabezpieczają techniczną wykonalność grafiku. Zmiana polega jedynie na zastąpieniu kierunkowego ZUB=DG znacznikiem dostępności ZUB=D. **8 WDB pkt 8.6.6(4) - RBB i gradient generacji przy ZUB=D** 8.1 Treść dotychczasowa (4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JGM2 grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB=DG, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2),		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z: (4.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz (4.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku generacji dla danego OREB. 8.2 Treść proponowana *(4) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JGM2 grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB=D, w zakresie pracy w kierunku generacji, nie może być mniejszy niż suma, o której mowa w pkt (3.2), pomniejszona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:* *(4.1) różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku generacji dla poprzedniego i danego OREB; oraz* *(4.2) różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku generacji z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku generacji dla danego OREB.* 8.3 Uzasadnienie Zmiana utrzymuje dotychczasowy mechanizm kontroli wykonalności zgłoszenia RBB w kierunku generacji, ale dostosowuje go do nowego znacznika dostępności ZUB=D.		

	9	**WDB pkt 8.6.6(5) - warunek gradientowy po ZUB=D w kierunku generacji**		
	9.1	Treść dotychczasowa (5) Grafik obciążenia JGM2 musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB=N, jeżeli: (5.1) Dla poprzedniego OREB ZUB=DG; oraz (5.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JGM2 w kierunku generacji.		
	9.2	Treść proponowana *(5) Grafik obciążenia JGM2 musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku generacji, o których mowa w pkt (3)-(4), również dla OREB, dla którego ZUB=N, jeżeli:* *(5.1) dla poprzedniego OREB ZUB=D; oraz* *(5.2) dla danego OREB grafik obciążenia jest nie mniejszy niż moc minimalna JGM2 w kierunku generacji.*		
	9.3	Uzasadnienie Jeżeli BESS przechodzi z dostępności usług do niedostępności, gradienty nadal powinny być respektowane. Zmiana usuwa wyłącznie odniesienie do kierunkowego znacznika DG.		
	10	**WDB pkt 8.6.6(6) - gradienty w kierunku poboru przy ZUB=D**		
	10.1	Treść dotychczasowa (6) Grafik obciążenia JGM2 dla OREB, dla którego ZUB=DP: (6.1) Nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (7); oraz (6.2) Nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru. 10.2 Treść proponowana *(6) Grafik obciążenia JGM2 dla OREB, dla którego ZUB=D, w zakresie pracy w kierunku poboru:* *(6.1) nie może być większy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość dodatnia) w OREB przy maksymalnym gradiencie naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, z zastrzeżeniem pkt (7); oraz* *(6.2) nie może być mniejszy niż suma grafiku obciążenia dla poprzedniego OREB oraz zmiany obciążenia (wartość ujemna) w OREB przy maksymalnym gradiencie redukcji obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru.* 10.3 Uzasadnienie Zmiana utrzymuje ograniczenia gradientowe dla poboru, ale nie wiąże ich z wartością ZUB=DP. Po zmianie ZUB=D obejmuje oba kierunki pracy JGM2-BESS. **11 WDB pkt 8.6.6(7) - RBB i gradient poboru przy ZUB=D** 11.1 Treść dotychczasowa (7) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JGM2 grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB=DP, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (6.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z: (7.1) Różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(7.2) Różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku poboru dla danego OREB. 11.2 Treść proponowana *(7) W przypadku zgłoszenia PP w ramach RBB dla JGM2 grafik obciążenia dla OREB, dla którego ZUB=D, w zakresie pracy w kierunku poboru, nie może być większy niż suma, o której mowa w pkt (6.1), powiększona o wartość, jeżeli jest ona dodatnia, równą mniejszej z:* *(7.1) różnicy mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku poboru dla poprzedniego i danego OREB; oraz* *(7.2) różnicy oferowanej mocy maksymalnej w kierunku poboru z ostatniej przyjętej OEB dla danej JGM2 i dla danego OREB oraz mocy maksymalnej dyspozycyjnej JGM2 w kierunku poboru dla danego OREB.* 11.3 Uzasadnienie Zmiana zachowuje kontrolę techniczną zmiany obciążenia w kierunku poboru w RBB, a jednocześnie usuwa zbędne odwołanie do kierunkowego znacznika DP. **12 WDB pkt 8.6.6(8) - warunek gradientowy po ZUB=D w kierunku poboru** 12.1 Treść dotychczasowa (8) Grafik obciążenia JGM2 musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, o których mowa w pkt (6)-(7), również dla OREB, dla którego ZUB=N, jeżeli: (8.1) Dla poprzedniego OREB ZUB=DP; oraz		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(8.2) Dla danego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna JGM2 w kierunku poboru z przeciwnym znakiem. 12.2 Treść proponowana *(8) Grafik obciążenia JGM2 musi spełniać warunki związane z uwzględnieniem maksymalnego gradientu redukcji i naboru obciążenia bazowego JGM2 w kierunku poboru, o których mowa w pkt (6)-(7), również dla OREB, dla którego ZUB=N, jeżeli:* *(8.1) dla poprzedniego OREB ZUB=D; oraz* *(8.2) dla danego OREB grafik obciążenia jest nie większy niż moc minimalna JGM2 w kierunku poboru z przeciwnym znakiem.* 12.3 Uzasadnienie Zmiana usuwa odniesienie do DP, zachowując wymóg dotrzymania ograniczeń gradientowych przy przejściu do niedostępności usług bilansujących. **13 WDB pkt 8.6.6(9.1)-(9.4a) - dane dotyczące mocy bilansujących** 13.1 Treść dotychczasowa (9.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16); (9.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB=N; (9.3) Grafik mocy bilansującej mFRRdG i mFRRdD musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB=N; (9.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli:		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(a) W przypadku ZUB=DG: dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku generacji jest niedyspozycyjny; (b) W przypadku ZUB=DP: dla danego OREB układ regulacji dla danego typu rezerwy mocy w kierunku poboru jest niedyspozycyjny; 13.2 Treść proponowana *(9.1) Dane dotyczące mocy bilansujących muszą być określone zgodnie z postanowieniami pkt 8.6.1(16);* *(9.2) Grafik mocy bilansującej dla każdego typu rezerwy mocy musi być równy 0 MW, jeżeli ZUB=N;* *(9.3) Grafik mocy bilansującej mFRRdG i mFRRdD musi być równy 0 MW, jeżeli dla poprzedniego lub następnego OREB ZUB=N;* *(9.4) Grafik mocy bilansującej dla typu rezerwy mocy innego niż mFRRd i RR musi być równy 0 MW, jeżeli dla danego OREB układ regulacji wymagany do świadczenia danego typu rezerwy mocy w odpowiednim kierunku jest niedyspozycyjny.* *(9.4a) Dla JGM2 utworzonej z MEE niebędącego MWE elektrowni szczytowo-pompowej, dla której ZUB=D, dopuszcza się określenie w tym samym OREB grafików mocy bilansujących w kierunku generacji oraz w kierunku poboru dla typów rezerwy mocy, do świadczenia których JGM2 jest kwalifikowana, w tym FCRG, FCRD, aFRRG, aFRRD, mFRRdG oraz mFRRdD, z zastrzeżeniem ograniczeń wynikających z mocy dyspozycyjnej, OEB, maksymalnych zakresów rezerwy mocy, dyspozycyjności układów regulacji oraz potencjału dostawy i potencjału odbioru.* 13.3 Uzasadnienie Zmiana umożliwia BESS oferowanie rezerw w obu kierunkach w tym samym OREB, o ile pozwalają na to		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	parametry techniczne, dyspozycyjność układów regulacji oraz potencjał dostawy i odbioru. Dotychczasowy podział na DG i DP ograniczał taką możliwość dla FCR i aFRR. **14 WDB pkt 8.6.12(6.3) - weryfikacja zgłoszeń PP dla JGM2** 14.1 Treść dotychczasowa (6.3) Dla JGM2: (a) Odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) nie są spełnione; (b) Przyjmowane ze zmianami, jeżeli: (i) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz (ii) Warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia; Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.10), przyjmuje się ZUB równy N; 14.2 Treść proponowana *(6.3) Dla JGM2:* *(a) odrzucane w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia, jeżeli warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) nie są spełnione;* *(b) przyjmowane ze zmianami, jeżeli:* *(i) warunki określone w pkt 8.6.6(2.1)-(2.8), 8.6.6(9.1) i 8.6.6(18) są spełnione w zakresie wszystkich OREB aktywnego okresu zgłoszenia; oraz*		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	(ii) warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.11) nie są spełnione w zakresie jednego lub więcej OREB aktywnego okresu zgłoszenia; *Dla OREB, dla których nie są spełnione warunki określone w pkt 8.6.6(2.9)-(2.11), przyjmuje się ZUB równy N.* 14.3 Uzasadnienie Zmiana dostosowuje mechanizm weryfikacji do nowego modelu ZUB. OSP nadal może przyjąć zgłoszenie ze zmianami i ustawić ZUB=N, jeżeli warunki dostępności nie są spełnione, ale kierunkowa zmiana pracy sama w sobie nie powoduje niedostępności.		
15.	Obecne zasady funkcjonowania rynku bilansującego, a w szczególności wymagania stawiane w procedurach kwalifikacji w praktyce uniemożliwiają aktywne funkcjonowanie odbiorców na rynku bilansującym. Tymczasem usługi DSR mogłyby stanowić istotny element bilansowania sieci, zwłaszcza w krytycznych sytuacjach niedoboru elastyczności i mocy, kiedy to odpowiednio zagregowane zasoby odbiorców mogłyby skutecznie wspomagać bilansowanie . Wielu operatorów systemów energetycznych w Europie i na świecie efektywnie wykorzystuje możliwości odbiorców i ich agregatorów do bilansowania systemu energetycznego. Obecne wymagania w zakresie liniowego narastania i opadania z wymaganiem 1% dokładności weryfikowanej co 1 sekundę w odniesieniu do DSR jest niemożliwe w realizacji dla odbiorców przemysłowych w których możliwość sterowania procesami i urządzeniami jest ograniczona i może mieć bardzo różne charakterystyki a pomimo to znakomicie uzupełniać inne zasoby wytwórcze i magazynowe, zwłaszcza gdy ich maksymalne możliwości będą wykorzystane. Z punktu widzenia optymalizacji kosztowej systemu oraz stabilności sieci, elastyczność strony popytowej oferuje operatorowi niezbędne wsparcie przy wykorzystaniu zasobów	***Enel X Polska***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Usługi DSR oraz zagadnienia poruszane w uwadze, nie są przedmiotem Zmian nr 6/2026 WDB i nie są powiązane z zakresem merytorycznym wprowadzanych zmian, OSP rozważy zgłoszoną uwagę w ramach przyszłych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego. Przywołany projekt kodeksu sieci dotyczącego odpowiedzi odbioru nie stanowi obecnie obowiązującego aktu prawnego i nie może być podstawą do przyjęcia postulowanych zmian. W odniesieniu do kwestii produktów specyficznych, OSP wyjaśnia, że mFRRn dla JG_{M1} ESP został utworzony w celu zabezpieczenia OSP przed utratą mocy bilansujących FRR pochodzących z ESP, które z powodu ograniczeń technicznych nie są obecnie w stanie realizować aktywacji energii bilansującej zgodnie z referencyjnym modelem aktywacji obowiązującym na platformie mFRR. Ponadto zwracamy uwagę, że zgodnie z postanowieniami rozporządzenia 2017/2196 wdrażany produkt specyficzny jest produktem czasowym.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	już przyłączonych do sieci. Powinno być ono w pełni i swobodnie wykorzystywane, a nie ograniczane poprzez narzucanie zbyt restrykcyjnych wymagań, które odpowiadają wyłącznie charakterystyce wybranych zasobów wytwórczych przyłączonych do sieci. Wytyczne EBGL wprost wskazują na usuwanie tych barier i ułatwianie udziału elastyczności popytowej w rynkach bilansujących, co powinno stać się jednym z priorytetów przy projektowaniu regulacji krajowych. Również Artykuł 6 pkt 1 a) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej wskazuje na konieczność uwzględniania różnych możliwości technicznych m.in. odpowiedzi odbioru: 1. Rynki bilansujące, w tym procesy kwalifikacji wstępnej, organizuje się w taki sposób, aby: a) zapewnić rzeczywisty brak dyskryminacji uczestników rynku, **uwzględniając** różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego oraz **różne możliwości techniczne źródeł wytwarzania energii, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru;** W projekcie NC DR czytamy: „Wymagania dotyczące prekwalifikacji produktów są ograniczone do poziomu technicznie niezbędnego do zapewnienia bezpieczeństwa systemu i bezpiecznej eksploatacji sieci i nie tworzą nieuzasadnionych barier wejścia”. – tj. nie powinny wymagać niczego do prekwalifikacji poza tym, co jest niezbędne do bezpiecznej eksploatacji sieci. Myślę, że trudno byłoby zaprzeczyć, że liniowa rampa jest aż tak ważna. **Postulujemy** **- całkowite odejście od wymogu „rampowania” w stosunku do rezerwy zastępczej świadczonej przez zasoby odbiorcze o mocy jednostkowej do 75MW** **- opracowanie produktu specyficznego dla FCR, aFRR, mFRR podobnie jak w przypadku wprowadzanego produktu**		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	specyficznego dla Elektrowni szczytowo pompowych umożliwiającego aktywny udział w rynku bilansującym zasobów odbiorczych		
16.	Wymogi dotyczące zmiany obciążenia bazowego zakładają idealnie liniową zmianę pomiędzy punktami BPP z wąską tolerancją rzędu 1% podczas 30-minutowego czasu pełnej aktywacji. Taka charakterystyka jest naturalna dla bloków węglowych i gazowych, jednak dla zasobów odbiorczych zgrupowanych w JGO i JGA stanowi wymóg niemożliwy do spełnienia. Procesy przemysłowe charakteryzują się skokowym profilem poboru mocy, wynikającym z załączania i odstawiania pieców, pomp czy ciągów produkcyjnych. Oczekiwanie quasi-liniowej redukcji zapotrzebowania z tolerancją na poziomie 1% w każdym momencie całkowicie pomija tę specyfikę. Postulujemy odejście od rygorystycznego śledzenia rampowania na rzecz wymogu osiągnięcia pełnego poziomu redukcji najpóźniej w 30. minucie od aktywacji.	***Enel X Polska***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.
17.	Systemy telemetrii wymagane obecnie do świadczenia usług bilansujących narzucają przesył danych w rozdzielczości sekundowej. O ile taka rygorystyczna granulacja jest uzasadniona w przypadku Automatycznej Rezerwy Odbudowy Częstotliwości, funkcjonującej na bazie sekundowych okresów aktywacji, o tyle w przypadku Rezerwy Zastępczej o 30-minutowym czasie aktywacji generuje ona bezzasadne koszty dostosowania układów automatyki zakładowej, często niemożliwe do przejścia. Co więcej, architektura procesów zdefiniowana przez PSE określa, że plany pracy BPKD-CR wyznaczane są z rozdzielczością zaledwie 5-minutową, a zadana wartość obciążenia bazowego dostarczana jest do węzła z wyprzedzeniem nie późniejszym niż 2,5 minuty przed rozpoczęciem okresu realizacji. Dodatkowo, cały zintegrowany proces grafikowania i rozliczeń na Rynku Bilansującym opiera się na 15-minutowych okresach rozliczeniowych dla energii i mocy. W przypadku złagodzenia wymagań dotyczących quasi-liniowej zmiany obciążenia bazowego dla Rezerwy Zastępczej w odniesieniu do JGO oraz JGA, sekundowa rozdzielczość	***Enel X Polska***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	pomiaru mocy nie jest potrzebna. Dodatkowo należy nadmienić, że dla usługi RR nie ma wymogu instalacji węzła LFC, a jedynie posiadanie systemu SOWE. Postuluje się odejście od tak rygorystycznego pomiaru mocy w odniesieniu do usługi RR.		
18.	Dokument definiuje "układ regulacji mocy czynnej" jako układ realizujący *automatycznie* zadane wartości obciążenia bazowego sygnałem BPP albo dP. Przepisy obligatoryjnie wymagają, aby układ ten umożliwiał świadczenie zgłoszonych usług, co w praktyce oznacza narzucenie pełnej automatyzacji ingerującej bezpośrednio w systemy SCADA zakładu produkcyjnego. Wymóg ten jest nieuzasadniony w kontekście specyfiki usługi Rezerwy Zastępczej. Zgodnie z wytycznymi, czas pełnej aktywacji dla usługi RR wynosi 30 minut. Sama definicja usługi RR historycznie i funkcjonalnie odnosi się do możliwości zarówno automatycznej, jak i manualnej regulacji. W przypadku rozbudowanych instalacji odbiorczych, gdzie za dostarczenie mocy i energii odpowiada zespół kilkunastu lub kilkudziesięciu urządzeń, wdrożenie scentralizowanego, automatycznego systemu sterowania jest często niemożliwe. Z kolei 30-minutowe okno czasowe jest całkowicie wystarczające dla wykwalifikowanych służb energetycznych zakładu, by bez problemu dotrzymać czasu aktywacji kontrolować pobór mocy zgodnie z wymogami operatora. Postulujemy wprowadzenie przepisów wprost dopuszczających manualne realizowanie BPP w przypadku usługi Rezerwy Zastępczej.	***Enel X Polska***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.
19.	Projekt Zmian nr 6/2026 tworzy część niezbędnych danych i ograniczeń, ale nadal uzależnia udostępnianą ofertę oraz jej cenę od wcześniej zadeklarowanego kierunku pracy JGM2, czyli ZUB = DG albo ZUB = DP. To blokuje pełną ofertę dwukierunkową oraz przejście przez 0 MW w ramach jednego OREB. Należy rozdzielić: - kierunek usługi bilansującej: mFRRdG / aFRRG albo mFRRdD / aFRRD, - kierunek fizycznej pracy JGM2: generacja albo pobór.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Przykładowo wzrost mocy netto o 30 MW może zostać wykonany przez: - zwiększenie generacji o 30 MW, - zmniejszenie poboru o 30 MW, - przejście z -20 MW poboru do +10 MW generacji. W każdym przypadku jest to ta sama usługa w górę, mimo że techniczna realizacja może obejmować oba kierunki pracy. Polecenie aktywacji dla JGM2 określa docelową zmianę albo docelową wartość mocy czynnej netto. JGM2 realizuje polecenie w sposób ciągły, także jeżeli realizacja obejmuje punkt 0 MW i zmianę kierunku przepływu mocy. Przejście przez punkt 0 MW nie powoduje zakończenia jednej aktywacji i rozpoczęcia nowej aktywacji w przeciwnym kierunku. Energia bilansująca powinna być wyznaczana jako całka różnicy pomiędzy rzeczywistą mocą netto a właściwym grafikiem bazowym, z zachowaniem znaku odpowiadającego kierunkowi usługi bilansującej. Wnioskujemy o wprowadzenie zmian, które umożliwią świadczenia usług bilansujących przez magazyny energii zgodnie z ich fizycznymi i technologicznymi możliwościami.		
20.	**Wprowadzić definicję dwukierunkowego zakresu regulacyjnego JGM2.** Dwukierunkowy zakres regulacyjny JGM2 oznacza ciągły zakres mocy czynnej netto, w którym JGM2 może realizować aktywację energii bilansującej, obejmujący pracę w kierunku poboru, punkt 0 MW oraz pracę w kierunku generacji, z uwzględnieniem ograniczeń technicznych, szybkości zmiany mocy, dostępnej pojemności energetycznej oraz warunków przyłączenia. Zmiana kierunku pracy JGM2 w wyniku aktywacji usługi bilansującej, realizowana w granicach jej dwukierunkowego zakresu regulacyjnego, nie stanowi uruchomienia ani odstawienia jednostki, o ile przejście przez punkt 0 MW nie wymaga technicznej przerwy w realizacji wartości zadanego sygnału.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
21.	**Zmienić definicję znacznika ZUB dla JGM2:** Znacznik ZUB określa planowany kierunek pracy JGM2 wynikający z programu pracy, lecz nie ogranicza możliwości zaoferowania ani aktywacji energii bilansującej prowadzącej do zmiany kierunku pracy JGM2, jeżeli zmiana ta jest technicznie wykonalna w czasie pełnej aktywacji właściwym dla danego produktu. **Alternatywnie: Wprowadzić znacznik ZUB DGP – praca dwukierunkowa**	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

3.2. Uwagi szczegółowe

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	8.3.2 (9)	Zauważamy niespójność pomiędzy zapisami WDB i najnowszą aktualizacją standardów WIRE. W systemie WIRE poza ceną aktywacji aFRR i mFRR wymagana jest podanie oferowanej mocy <OFP> i <OFPL> których wartości dopuszczalne, możliwe do zgłoszenia są równe zero. Prosimy o wyjaśnienie zasadności podawania mocy w dokumencie ZOEBfrr. W naszym przekonaniu informacja ta jest nadmiarowa i w konsekwencji może prowadzić do odrzucania dokumentów w procesie weryfikacji ich zgodności z wartościami wynikającymi z dopuszczalnej mocy kwalifikowanej lub przesłanymi w dokumentach ZPP i mocami nabytymi w trybie uzupełniającym. Jeśli dobrze rozumiemy intencję OSP, to prosimy o usunięcie tej wielkości z dokumentów ZOEBfrr w WIRE.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wielkości oferowanej mocy <OFP> i <OFPL> zostały wprowadzone w związku z planowanymi dalszymi pracami nad umożliwieniem DUB zgłaszania wolumenów aFRR i mFRRd udostępnianych do aktywacji niezależnie od wielkości nabytych mocy bilansujących (tzw. free bids). Wielkości zostały uwzględnione w standardach WIRE w celu ograniczenia zakresu zmian w przyszłości.
2.	16.1.1 (3)	Punkt określa dane udostępniane w ramach raportu dobowego energii bilansującej. Rozszerzenie ilości publikowanych danych uważamy za dobry kierunek ponieważ zwiększa to transparentność rynku dla jego uczestników. Jednocześnie wnioskujemy o dalsze rozszerzenie raportu o dane dla energii bilansującej wynikającej z aktywacji danego typu MB poprzez rozbicie tych pozycji na energię aktywacji w górę i w dół. W obecnej formie te dane są zagregowane co uniemożliwia dokładną analizę.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Energia bilansująca wynikająca z aktywacji FCR^G, FCR^D, $mFRRn^G$, $mFRRn^D$ może zostać wyznaczona na podstawie wielkości mocy bilansującej aktywowanej (MBA) z raportu dobowego mocy bilansujących. Rozszerzenie raportu dobowego energii bilansującej o ilości energii bilansującej wynikające z tych mocy nie niesie ze sobą dodatkowych informacji. Ponadto w rozliczeniach energii bilansującej wielkości EB^{FCR} i EB^{mFRRn} uwzględniają jedynie łączną ilość energii bilansującej wynikającej z aktywacji mocy bilansujących w górę i w dół.
3.	Zał. 2 4 (10)	Dopuszczenie możliwości zmiany zakresu regulacyjności w zależności od składu i konfiguracji pracy jednostki grafikowej oceniamy jako zmianę idącą w dobrym kierunku, gdyż umożliwia lepsze	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wskazana w uwadze możliwość zmiany zakresu regulacyjności będzie dotyczyła wszystkich typów JG, w tym JG utworzonych z zasobów podlegających

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wykorzystanie rzeczywistej elastyczności JG, w szczególności układów wielomaszynowych i wielokonfiguracyjnych, w tym bloków CCGT. Prosimy jednak o szczegółowe wyjaśnienie, jak w praktyce należy rozumieć zapis: „*Zakres regulacyjności może być zmienny w zależności od składu i konfiguracji pracy jednostki grafikowej*”, w szczególności: • czy możliwość ta będzie dotyczyła wszystkich typów JG, w tym JG utworzonych z zasobów podlegających definicji JWCD; • sposobu kwalifikacji JG przy pracy części konfiguracji bloku, • zasad zmiany kwalifikacji usług bilansujących w zależności od konfiguracji, • wpływu zmian na dostępne zakresy aFRR i mFRR. W obecnym kształcie WdB nie określają w sposób jednoznaczny mechanizmu praktycznego zastosowania tej możliwości. Prosimy zatem również o wskazanie, czy wraz z wprowadzeniem przedmiotowej zmiany odpowiednio dostosowany zostanie dokument „Wniosek o przystąpienie do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących” oraz – w razie potrzeby – inne dokumenty i procesy określające lub rejestrujące parametry JG.		definicji JWCD, w szczególności dotyczy ona BGP. W ramach testów kwalifikacyjnych realizowane będą sprawdzenia poszczególnych rezerw mocy dla wszystkich dopuszczalnych układów pracy w ramach jednego MWE tworzącego JG lub zasobów tworzących JG. Operacyjna wartość mocy maksymalnej i minimalnej podczas kwalifikacji będzie wartością zmienną, zależną od układu pracy zasobu lub zasobów tworzących JG, przy czym jako moc minimalna kwalifikowana będzie przyjęta najmniejsza wartość dla układu pracy JG z minimalnym składem zasobu lub zasobów tworzących JG, a jako moc maksymalna kwalifikowana będzie przyjęta największa wartość dla układu pracy JG z pełnym składem zasobu lub zasobów tworzących JG. W każdym z deklarowanych dopuszczalnych układów pracy JG wymagana jest poprawna realizacja aktywacji rezerw mocy, w zakresie operacyjnych wartości mocy maksymalnej i minimalnej. Jeśli dla danego układu pracy JG nie jest możliwe osiągnięcie mocy minimalnej lub maksymalnej kwalifikowanej JG, należy poprzez system SOWE zgłosić ubytek mocy, odpowiednio dodatni lub ujemny. Maksymalne zakresy regulacji FCR, aFRR i mFRR powinny być stałe, niezależnie od układu pracy JG.
4.	Załącznik nr 2, p.6, zapisy pod tab.1	W odniesieniu do procesów wymiany informacji realizowanych poprzez WL SOWE albo WZ SOWE wskazano, że „*OSP może dopuścić, aby proces był realizowany przez osoby upoważnione przez DUB*”. Prosimy o doprecyzowanie uwarunkowań, na podstawie których OSP będzie podejmował decyzję o	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wniosek, o którym mowa w uwadze, dotyczy zmiany osób, które są upoważnione do przekazywania informacji ruchowych poprzez system SOWE. Przedmiotowy wniosek oznacza wskazanie osób innego podmiotu niż służby ruchowe zasobu do

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		dopuszczeniu takiego sposobu realizacji procesu oraz wskazanie, na jakim etapie i w jakim terminie DUB będzie otrzymywał informację o decyzji OSP. Prosimy również o wyjaśnienie, czy uzyskanie zgody OSP będzie wymagało złożenia odrębnego formalnego wniosku, w szczególności czy wniosek taki powinien zostać złożony przed złożeniem wniosku o kwalifikację. Prosimy o wyjaśnienie jak należy postępować w przypadku zmiany osób upoważnionych po zakończeniu kwalifikacji. Postulujemy aby zmiana osób upoważnionych była realizowana poprzez przesłanie informacji do operatora i nie wymagała ponownej kwalifikacji JG lub podpisywania aneksu do umowy przesyłania.		wymiany informacji ruchowych. Wniosek może zostać złożony przez DUB na każdym etapie kwalifikacji. Rozstrzygnięcie OSP w tym zakresie wpływa na organizację pracy i strukturę organizacyjną DUB, dlatego przedmiotowy wniosek powinien być złożony na wstępnym etapie kwalifikacji. Zaleca się złożenie tego wniosku na etapie Zgłoszenia do kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących. Złożenie Wniosku odbywa się zgodnie z ogólnym trybem wymiany korespondencji w ramach procesu kwalifikacji, określonym w Załączniku 2 do WDB, tj. za pomocą poczty elektronicznej na adres: kwalifikacja@pse.pl Osoby upoważnione do współpracy ze służbami planistyczno-ruchowymi OSP, w tym wymiany informacji poprzez system SOWE są określone w Umowie o świadczenie usług przesyłania. Zatem zmiana tych osób, w tym wprowadzenie osób upoważnionych przez DUB po zakończonym procesie kwalifikacji, odbywają się poprzez aneks do Umowy. Wprowadzenie osób upoważnionych przez DUB do wymiany informacji ruchowych poprzez SOWE dotyczy JG z ZAK = 1 utworzonych z MWE o statusie JWCD, które nie spełniają kryterium mocowego 500 MW (moc MWE jest niższa niż 500 MW). Dla takich JG podstawowo wymagane jest, aby przekazywanie informacji ruchowych poprzez system SOWE było realizowane przez służby ruchowe JWCD. Na wniosek DUB OSP może jednak dopuścić, aby proces wymiany informacji ruchowych poprzez system SOWE był realizowany nie przez służby ruchowe JWCD, lecz przez inne osoby upoważnione przez DUB (służby operacyjne DUB). W ramach złożonego Wniosku DUB powinien wykazać, że w ramach swojej struktury organizacyjnej może zapewnić poprawną realizację

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				procesu wymiany informacji ruchowych poprzez system SOWE, bez zbędnych opóźnień i jakości przekazywanych danych. Wprowadzane zasady w zakresie wykorzystania WL SOWE lub WZ SOWE, powiązane ze wskazaniem podmiotu realizującego proces wymiany informacji w ramach tego systemu, mają na celu uporządkowanie organizacji tego procesu, przy czym jednocześnie pośrednio determinują strukturę organizacyjną DUB. Zaproponowany mechanizm odstępstwa dotyczącego wskazania osób innego podmiotu niż służby ruchowe zasobu na Wniosek DUB ma na celu zwiększenie elastyczności rozwiązań, w przypadku wystąpienia szczególnych uwarunkowań organizacyjnych po stronie DUB. Biorąc powyższe pod uwagę, w nawiązaniu do zgłoszonej uwagi, OSP usunął warunek ograniczający możliwość wykorzystania WL SOWE wyłącznie dla zasobu, którego moc maksymalna wynosi co najmniej 50 MW lub który podlega definicji JWCD. Dodatkowo w kontekście JG_A i JG_{Z3}, które są utworzone z grupy zasobów, wymiana informacji jest zawsze realizowana poprzez WZ SOWE i WW LFC, nawet jeżeli działa on na infrastrukturze technicznej WL SOWE i WL LFC jednego z zasobów.
5.	Załącznik nr 1, pkt 2.1 ppkt (9) oraz pkt 2.2 ppkt (8)	Projekt przewiduje nadanie wyższego priorytetu zapewnieniu wymaganych poziomów mocy bilansujących FCR oraz FRR niż pokryciu zapotrzebowania na moc. Zgodnie z proponowaną kolejnością zapewnienie wymaganych wielkości rezerw następuje przed zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania na moc.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	<u>Wyjaśnienie</u> W zakresie w jakim możliwe jest pokrycie zarówno zapotrzebowania na energię bilansującą oraz na moce bilansujące zmiana priorytetów pozyskiwania tych usług bilansujących nie wpłynie na wynik planowania pracy KSE. W przypadku szczególnym, gdy nie jest możliwe pokrycie zapotrzebowania na energię bilansującą oraz na moce bilansujące, w pierwszej kolejności

<table>
<tr><th>Lp.</th><th>Punkt</th><th>Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania</th><th>Zgłaszający uwagi</th><th>Stanowisko OSP</th></tr>
<tr><td></td><td></td><td>W związku z tym postulujemy doprecyzowanie skutków praktycznych proponowanej zmiany. W szczególności prosimy o wyjaśnienie:
1. w jaki sposób nowa hierarchia celów ma wpływać na proces planowania pracy KSE;
2. czy w sytuacji braku możliwości jednoczesnego zapewnienia wymaganych poziomów rezerw oraz pełnego pokrycia zapotrzebowania na moc pierwszeństwo będzie miało zapewnienie rezerw;
3. jakie działania operacyjne będą podejmowane w takich przypadkach oraz jakie konsekwencje mogą one wywoływać dla uczestników rynku.</td><td></td><td>pokrywane będzie zapotrzebowanie na moce bilansujące, a niepokryte zapotrzebowanie na energię bilansującą będzie pokrywane w ramach wymiany energii bilansującej na platformach aFRR i mFRR oraz w ramach innych dostępnych dla OSP środków zaradczych.</td></tr>
<tr><td>6.</td><td>Załącznik nr 1, pkt 7.1.6(3) – (5)</td><td>Postulat przedstawienia przykładów działania ograniczeń dotyczących mFRRd dla JG_{M1}, w szczególności przy świadczeniu usługi ze stanu postoju i przy zmianie stanu pracy. Projekt wprowadza liczne zależności między mocą dostępną na początku i końcu okresu, sąsiednimi okresami, minimalną wielkością aktywacji oraz kierunkiem pracy innych JG_{M1} związanych z tą samą ESP. Bez przykładów liczbowych uczestnik rynku nie jest w stanie jednoznacznie ocenić wpływu poszczególnych ograniczeń na dostępny zakres mFRRd. Wnosimy o opublikowanie, przed wejściem zmian w życie, kompletnych przykładów obliczeniowych dla reprezentatywnych konfiguracji magazynów energii, wraz ze wskazaniem danych wejściowych, wyniku algorytmu i przyczyn ewentualnej redukcji oferowanej mocy.</td><td>Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej</td><td><u>Wyjaśnienie</u>
Ograniczenia zdefiniowane w pkt 7.1.6(3)-(5) załącznika nr 1 do WDB w zakresie JG_{M1} odpowiadają konkretnym warunkom poprawności zgłoszeń programów pracy (ZPP) dla JG_{M1} opisanym w pkt 8.6.5(15) i 8.6.11(3) WDB, zgodnie z poniższą tabelą:
<table>
<tr><th>Pkt zał. nr 1 do WDB</th><th>Pkt WDB</th></tr>
<tr><td>7.1.6(3)</td><td>8.6.5(15.15)</td></tr>
<tr><td>7.1.6(4.1)</td><td>8.6.5(15.16) i 8.6.11(3.3)</td></tr>
<tr><td>7.1.6(4.2)</td><td>8.6.11(3.1) i 8.6.11(3.2)</td></tr>
<tr><td>7.1.6(5)</td><td>8.6.5(15.12) i 8.6.5(15.13)</td></tr>
</table>
Wpływ poszczególnych ograniczeń na dostępny zakres mFRRd jest dokładnie taki sam jak odpowiadającego mu warunku poprawności ZPP na dopuszczalną wartość grafiku mocy bilansującej mFRRd.</td></tr>
</table>

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
7.	pkt 2.3 oraz pkt 10.4	Projekt wprowadza rozróżnienie pomiędzy aktywacją planowaną oraz aktywacją bezpośrednią mFRRd oraz przewiduje oddzielne ceny rozliczeniowe dla obu rodzajów aktywacji. Prosimy o doprecyzowanie praktycznego znaczenia tego rozwiązania dla krajowego procesu bilansowania. W szczególności prosimy o wyjaśnienie: 1. czy OSP przewiduje faktyczne wykorzystywanie aktywacji planowanej mFRR w krajowym procesie bilansowania; 2. czy sposób wyznaczania zapotrzebowania na aktywację planowaną i bezpośrednią pozostaje elementem krajowego procesu OSP; 3. jakie konsekwencje dla uczestników rynku będą wynikały z krajowego sposobu rozliczenia obu rodzajów aktywacji; 4. czy wdrożenie tego rozwiązania będzie wymagało zmian po stronie systemów sterowania lub systemów obsługi rynku uczestników.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie OSP planuje korzystać zarówno z mFRRd aktywowanego planowo jak i bezpośrednio. W przypadku konieczności pokrycia istotnego nagłego niezbilansowania systemu, dla pierwszego OREB wykorzystywane będą aktywacje bezpośrednie mFRRd, a dla kolejnych OREB stosowane będą aktywacje planowane mFRRd. Zapotrzebowanie na aktywację planowaną i bezpośrednią mFRRd będzie określane przez OSP na podstawie bieżącej i spodziewanej w najbliższym okresie sytuacji bilansowej KSE oraz dostępności i kosztów innych środków takich jak moc regulacyjna w BPP oraz aFRR. Ceny energii bilansującej aktywowanej planowo lub bezpośrednio są wyznaczane przez platformę mFRR, zgodnie z metodyką opracowaną na podstawie EBGL. Aktywacja bezpośrednia jest rozliczana po cenie nie gorszej niż aktywacja planowana. Odnosząc się do ewentualnych zmian w zakresie systemów sterowania, DUB posiadający JG kwalifikowane do świadczenia mFRRd nie będzie zobowiązany do wykonywania zmian w tym zakresie. W przypadku gdy model aktywacji mFRRd realizowany przez JG nie jest zgodny z modelem aktywacji na platformie mFRR wówczas należy dostosować JG do aktywacji zgodnie z wymaganym modelem. Ze względu na wprowadzenie rozróżnienia na aktywacje planowane i bezpośrednie mFRRd odwzorowujące mechanizm działania platformy mFRR konieczne są zmiany w systemach obsługujących raporty rozliczeniowe.
8.	pkt 7.5(8) – (10), 13.2(2) –	**Postulat opublikowania przed wdrożeniem zmian kompletnych przykładów krajowych rozliczeń**	***Polskie Stowarzyszenie***	Uwaga została częściowo uwzględniona

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	(3), 14.2.2(7), 14.4.1 – 14.4.3 oraz 14.7	**energii wynikającej z aktywacji mFRRd.** Projekt rozróżnia aktywację planowaną i bezpośrednią, przypisuje energię aktywacji do kilku sąsiednich OREB oraz przewiduje odrębne ceny CEB, CWK i CRK, z uwzględnieniem korekty uzupełniającej ΔCEB. Złożoność tych zasad tworzy istotne ryzyko rozbieżności interpretacyjnych i utrudnia uczestnikom odwzorowanie rozliczeń w systemach operacyjnych. Wnosimy o przedstawienie przykładów obejmujących aktywację w górę i w dół, aktywację na granicy OREB i doby handlowej, jednoczesne wystąpienie aktywacji planowanej i bezpośredniej oraz przypadek z korektą ΔCEB. Przykłady powinny pokazywać pełną ścieżkę od OEB^{FRR} i polecenia aktywacji do ilości energii i należności.	***Energetyki Wiatrowej***	Główne zasady działania mechanizmu korekt uzupełniających nie ulegają zmianie. Rozliczenia zostają w tym zakresie jedynie rozszerzone o dodatkowy rodzaj energii bilansującej z aktywacji planowanej i bezpośredniej mFRRd. Szczegóły dotyczące referencyjnej odpowiedzi JG na aktywacje mFRRd oraz wyznaczania cen CWK wykorzystywanych do rozliczenia energii bilansującej z aktywacji planowanej i bezpośredniej mFRRd zostały opisane w pkt 14.4.2(5) oraz zostały zaprezentowane na spotkaniu informacyjnym 2 września 2026 r. Ponadto w dokumencie wyjaśniającym do Zmian nr 6/2026 WDB zostały zamieszczone przykłady liczbowe.
9.	pkt 8.3.2(10), pkt 8.3.2(15) oraz pkt 8.9.4	Projekt przewiduje obowiązkowe składanie ofert na moce bilansujące przez jednostki kwalifikowane do świadczenia określonych usług bilansujących. Jednocześnie mechanizm zastępczych ofert OMB obejmuje również jednostki JGz1. W naszej ocenie zasadne jest doprecyzowanie, czy obowiązek ten obejmuje JGz1. Rozumiemy, że obowiązek taki powinien dotyczyć wyłącznie jednostek, które są zobowiązane do świadczenia danego rodzaju usługi bilansującej. Wątpliwości budzi jednak objęcie tym mechanizmem jednostek JGz1, dla których świadczenie usług FCR i FRR ma charakter dobrowolny. W przypadku jednostek świadczących usługi bilansujące dobrowolnie dostawca usług bilansujących powinien mieć możliwość samodzielnego decydowania, czy w danym okresie oferuje moce bilansujące, czy też nie. W związku z tym postulujemy	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	<u>Wyjaśnienie</u> Zgodnie z pkt 8.9.4(5) WDB oferowane moce maksymalne w zastępczej OMB dla JG_{Z1} mogą być mniejsze od kwalifikowanego maksymalnego zakresu danej rezerwy mocy. W szczególności mogą być równe 0 MW, co oznacza, że oferowanie mocy bilansujących w zastępczych OMB dla JG_{Z1} jest dobrowolne.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		jednoznaczne doprecyzowanie zakresu obowiązku składania OMB.		
10.	pkt 8.3.2(9) i pkt 8.3.2(14)	Projekt przewiduje obowiązek składania ofert na energię bilansującą z FRR dla jednostek kwalifikowanych do świadczenia aFRR lub mFRRd. W naszej ocenie obecne brzmienie przepisu może być interpretowane zbyt szeroko. Kwalifikacja do świadczenia danego rodzaju rezerwy nie oznacza bowiem automatycznie obowiązku jej świadczenia ani posiadania zakontraktowanych mocy bilansujących w danym okresie. W szczególności dotyczy to jednostek, które posiadają kwalifikację techniczną do świadczenia FRR, świadczą tę usługę dobrowolnie oraz nie zostały zakontraktowane przez OSP do świadczenia mocy bilansujących danego typu w danym okresie. W takich przypadkach zasadność obowiązku składania OEB FRR wymaga doprecyzowania. Postulujemy doprecyzowanie przepisu poprzez jednoznaczne wskazanie, że obowiązek ten dotyczy jedynie jednostek zakontraktowanych do jej realizacji, albo wskazanie podstawy i przesłanek objęcia tym obowiązkiem także jednostek niezakontraktowanych.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie Wprowadzenie warunkowego obowiązku składania OEB^{FRR} w zależności od zgłoszenia niezerowego grafiku mocy bilansującej w programie pracy w ramach RBN lub zgłoszenia niezerowej OMB skutkowałoby nadmiernym skomplikowaniem zasad weryfikacji zgłoszeń programów pracy oraz ofert na moce bilansujące. Patrz też odpowiedź na uwagę ogólną nr 13.
11.	pkt 8.3.2(14), 8.10.4 i 8.10.5(3.4)	**Postulat doprecyzowania zasad ustalania i stosowania zastępczych OEB^{FRR}.** Projekt przewiduje, że w razie braku albo odrzucenia OEB^{FRR} w ramach RBN obowiązuje oferta wyznaczona na podstawie zastępczej OEB^{FRR}, której wartości mają być określane w umowie przesyłania. Zastosowanie takiej oferty może bezpośrednio wpływać na aktywację i rozliczenie JG, dlatego zasadne jest zapewnienie transparentnej metodyki ustalania jej parametrów. Wnosimy o określenie w WDB zasad wyznaczania cen zastępczych, trybu i częstotliwości ich aktualizacji oraz	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie OSP nie będzie wyznaczał cen w zastępczych OEB^{FRR}. Ceny te będą określane i aktualizowane wyłącznie przez DUB aneksem do umowy przesyłania.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		możliwości zmiany tych parametrów na wniosek DUB. Zasadne jest również wprowadzenie obowiązku uprzedniego poinformowania DUB o zmianie zastępczej OEB^{FRR} oraz odpowiedniego okresu na dostosowanie procesów ofertowych.		
12.	pkt 8.4.1(1.2.c, 8.4.1(3.3), 10.2(7) – (8) oraz 1.3(13)	**Popieramy wprowadzenie DLOM i GLOM jako instrumentów umożliwiających ograniczenie łącznego wykorzystania tej samej elastyczności w wielu produktach.** Jednocześnie projekt przewiduje uruchomienie uwzględniania limitów w terminie do sześciu miesięcy od wejścia zmian w życie, z informacją publikowaną co najmniej 14 dni wcześniej. Wnosimy o wydłużenie minimalnego okresu uprzedzenia oraz o przeprowadzenie testów rynkowych z udziałem DUB przed produkcyjnym zastosowaniem limitów. Postulujemy także publikowanie okresowych informacji o wpływie DLOM i GLOM na wyniki RMB, w szczególności o skali redukcji wolumenów wynikającej z zastosowania limitów, z zachowaniem poufności danych handlowych.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Uwaga nie została uwzględniona Stosowanie DLOM i GLOM jest opcjonalne, z tego powodu OSP nie widzi uzasadnienia dla wydłużenia 14-dniowego wyprzedzenia, z którym zostanie opublikowana informacja o wdrożeniu tego mechanizmu. Patrz też odpowiedź na uwagę ogólną nr 8 w odniesieniu do publikacji informacji o wpływie DLOM i GLOM na wyniki RMB.
13.	pkt 8.6.5(15), 8.6.11(3) i (5), 8.6.12(9.3), (10) i (12)	**Postulat weryfikacji łącznego wpływu nowych warunków poprawności programów pracy JG_{M1} na efektywną dostępność usług bilansujących świadczonych przez magazyny energii. Uwaga dotyczy wyłącznie krajowych warunków pozostających w gestii OSP, a nie cech standardowego produktu wynikających z zasad platformy mFRR.** Projekt wprowadza rozbudowany zestaw zależności dotyczących stanu pracy, kierunku generacji i poboru, sąsiednich OREB, dyspozycyjności układów regulacji oraz alokacji mocy na poziomie DUB i ESP. Niespełnienie części warunków prowadzi do wyzerowania albo automatycznego zmniejszenia grafików mocy bilansujących. Wnosimy o przeprowadzenie i opublikowanie analizy wpływu tych	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie Większość zmian wprowadzanych w warunkach poprawności zgłoszeń programów pracy (ZPP) dla JG_{M1} polega na złagodzeniu dotychczas obowiązujących warunków poprawności ZPP i tym samym skutkuje zwiększeniem dostępności mocy bilansujących $mFRRd^{G}$ i $mFRRd^{D}$. Wyjątek stanowią nowe warunki poprawności ZPP dla JG_{M1} zdefiniowane w pkt 8.6.5(12) i 8.6.5(13), które wymuszają minimalną wartość niezerowego grafiku mocy bilansującej odpowiednio $mFRRd^{G}$/$mFRRn^{G}$ i $mFRRd^{D}$/$mFRRn^{D}$ w przypadku świadczenia danej mocy bilansującej poprzez zmianę stanu JG_{M1}. Ta minimalna wartość jest równa minimalnej mocy dyspozycyjnej JG_{M1}

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		reguł w zakresie pozostającym w gestii OSP na wolumen mocy możliwy do zaoferowania przez typowy magazyn oraz o potwierdzenie, że kumulacja ograniczeń wynikających z krajowej implementacji nie wykluczy technicznie wykonalnych aktywacji. Analiza powinna obejmować co najmniej pracę w generacji, poborze, postoju oraz zmianę kierunku pracy.		w kierunku, w którym moc bilansująca jest świadczona, czyli wynika z uwarunkowań technicznych pracy JG_{M1}. Jeżeli określony w ZPP grafik mocy bilansującej nie będzie jej uwzględniał, to zostanie on wyzerowany w przyjętym programie pracy. Należy też zwrócić uwagę na nowy wymóg określony w pkt 8.6.12(3.3.ii) dla wszystkich rodzajów JG, zgodnie z którym w ZPP w ramach RBN moce bilansujące $mFRRd^G$, $mFRRn^G$, $mFRRd^D$ i $mFRRn^D$ zakontraktowane w ramach RMB muszą być rozgrafikowane z ziarnem $ONMB^P$ (a nie jak dotychczas z ziarnem OREB), tj. grafiki mocy bilansujących $mFRRd^G$, $mFRRn^G$, $mFRRd^D$ i $mFRRn^D$ dla wszystkich OREB należących do danego $ONMB^P$ muszą mieć taką samą wielkość. Szczegółowy opis obowiązujących dotychczas warunków poprawności ZPP został przedstawiony w materiałach szkoleniowych: • Część 1: https://www.youtube.com/watch?v=sBOO6H9wNvA • Część 2: https://www.youtube.com/watch?v=afbjmhjzOdI • Część 3: https://www.youtube.com/watch?v=_x5Eo-2uZNc Uwaga nie zawiera szczegółowych informacji odnośnie do warunków poprawności ZPP, które zdaniem zgłaszającego, nadmiernie ograniczają możliwość świadczenia usług przez JG_{M1}. W przypadku zidentyfikowania takich warunków, prosimy o ich przekazanie do OSP w celu wzięcia ich pod uwagę w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.
14.	pkt 10.4(7) – (13)	**Postulat zwiększenia transparentności procesu przekształcania OEB^{FRR} do zagregowanych ofert $ZOEB^{mFRRG}$ i $ZOEB^{mFRRD}$ przekazywanych na**	***Polskie Stowarzyszenie***	Wyjaśnienie Pasma mocy $ZOEB^{mFRRG}$ i $ZOEB^{mFRRD}$ będą wyznaczane w sposób maksymalizujący ich wielkość

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		platformę mFRR. Obowiązek konwersji do standardowego produktu wynika z zasad platformy mFRR; uwaga dotyczy zasad stosowanych przez OSP. Projekt wskazuje, że OSP przekształca przyjęte OEB^{FRR} przy uwzględnieniu aktualnego stanu KSE, ograniczeń technicznych JG związanych ze zmianą stanu pracy oraz nominowanych zakresów rezerw, nie określa jednak szczegółowych reguł tego przekształcenia ani zakresu informacji przekazywanych DUB o dokonanych modyfikacjach. Taki poziom ogólności utrudnia weryfikację, czy i w jakim zakresie oferta uczestnika została przekazana na platformę oraz jakie ograniczenie zdecydowało o jej pominięciu lub zmianie. Wnosimy o uzupełnienie WDB o obiektywne i weryfikowalne zasady transformacji ofert w zakresie pozostającym w gestii OSP, w szczególności o sposób uwzględniania krajowych ograniczeń technicznych i nominowanych zakresów rezerw przed przekazaniem oferty na platformę oraz obowiązek przekazania DUB informacji ex post o zakresie i przyczynie modyfikacji jego oferty.	***Energetyki Wiatrowej***	na podstawie nominowanych zakresów mocy mFRRd, dostępności mocy do aktywacji planowanej i bezpośredniej przy zachowaniu technicznej realizowalności aktywacji energii bilansującej z mFRRd. Przed dołączeniem do platformy mFRR, zgodnie z rozporządzeniem 2017/2195, na stronie internetowej OSP zostaną opublikowane szczegółowe zasady tworzenia $ZOEB^{mFRRG}$ i $ZOEB^{mFRRD}$.
15.	pkt 21(4.2), w szczególności lit. (h) – (n), (z) – (bb) i (gg)	**Postulat rozszerzenia zakresu danych publikowanych przez OSP dotyczących krajowego udziału w platformie mFRR.** Projekt przewiduje publikację cen i ilości energii z aktywacji planowanych i bezpośrednich oraz anonimowego wykazu OEB^{FRR}, ale nie zapewnia pełnej informacji pozwalającej ocenić rolę ofert krajowych w wynikach platformy. Wnosimy o publikowanie, w ujęciu zagregowanym i z zachowaniem tajemnicy handlowej, co najmniej wolumenu krajowych ofert przekazanych na platformę, wolumenu ofert zmodyfikowanych lub niewysłanych przez OSP oraz informacji o okresach braku udziału OSP w platformie. Dane te są potrzebne do oceny krajowego sposobu	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie Wolumen ofert przekazanych na platformę mFRR jest publikowany przez tę platformę. Okresy braku udziału OSP w platformie mFRR będą publikowane na stronie internetowej OSP na podstawie wymogu wynikającego z art. 3 ust. 11 ram wdrażania platformy mFRR.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		udziału OSP w nowym mechanizmie i projektowania strategii ofertowych.		
16.	pkt 8.4.1 (1.2) (c); pkt 8.4.1 (3.3); pkt 10.2 (7) i (8) oraz w pkt 1.3 (13).	**Rozważenie dalszego dostosowania mechanizmu DLOM/GLOM do specyfiki zasobów o ograniczonej pojemności energetycznej** Projekt WDB wprowadza: 1) DLOM w pkt 8.4.1 (1.2) (c), 2) GLOM w pkt 8.4.1 (3.3), 3) zasadę uwzględnianie DLOM/GLOM przy nabywaniu mocy bilansujących WDB w pkt 10.2 (7) i (8) oraz 4) przepis przejściowy dotyczący rozpoczęcia stosowania DLOM/GLOM WDB w pkt 1.3 (13). DLOM określa maksymalną wielkość mocy bilansujących, jaka może zostać łącznie nabyta z danej OPMB (Ofertę Portfolio na Moce Bilansujące) ze wszystkich oferowanych rodzajów rezerw w ciągu doby. GLOM robi to samo dla danego ONMBP (Okres Nabywania Mocy Bilansujących), czyli godzinowego okresu nabywania mocy bilansujących. Oba parametry są opcjonalne. Co istotne, pkt 10.2(7)-(8) powoduje, że są to rzeczywiste ograniczenia dla PSE: suma nabytych mocy nie może przekroczyć wskazanego DLOM lub GLOM. Zmiany te należy ocenić pozytywnie, a rozwiązanie może być szczególnie korzystne dla bateryjnych magazynów energii, umożliwiając oferowanie dostępnej mocy w ramach różnych rodzajów usług bilansujących przy jednoczesnym ograniczeniu łącznej mocy, jaka może zostać nabyta przez OSP z danego zasobu. Dodatkowo pkt 1.3(13) przewiduje, że mechanizm ma zostać faktycznie uruchomiony nie później niż 6 miesięcy od wejścia zmian w życie, a PSE ma podać datę rozpoczęcia jego stosowania co najmniej 14 dni wcześniej. Projektowane parametry DLOM i GLOM są wyrażone w	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej***	Wyjaśnienie Wielkości DLOM i GLOM w szczególności mogą być zastosowane do odwzorowania potencjałów dostawy i odbioru magazynu energii elektrycznej w OPMB. Stan naładowania magazynu energii, jest parametrem zmiennym zależnym od działań rynkowych DUB. Dlatego DUB ma obowiązek zapewnić stan naładowania magazynu energii umożliwiający realizację aktywacji rezerw mocy ujętych w grafikach mocy bilansujących. Patrz też odpowiedź na uwagę ogólną nr 12.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		MW. DLOM określa maksymalną łączną moc nabywaną z OPMB w dobie, a GLOM maksymalną moc dla danego ONMBP. Dla BESS nie zawsze wystarcza jednak określenie ograniczenia mocowego. Zdolność do świadczenia usługi zależy również od ilości energii pozostającej w magazynie i SOC (State of Charge, tj. stan naładowania magazynu energii). W związku z powyższym pozytywnie oceniając wprowadzenie DLOM i GLOM w pkt 8.4.1 WDB, zasadne jest rozważenie dalszego dostosowania mechanizmu do specyfiki zasobów o ograniczonej pojemności energetycznej, w szczególności BESS. Parametry DLOM i GLOM odnoszą się do dostępnej mocy, podczas gdy możliwość świadczenia usług przez magazyn jest dodatkowo ograniczona jego pojemnością oraz aktualnym stanem naładowania. Warto zatem rozważyć rozwiązanie umożliwiające odpowiednie uwzględnienie tych ograniczeń w procesie nabywania mocy bilansujących. Należy zaznaczyć, że sam projekt nie wprowadza takiego parametru SOC – jest to nasz postulat wynikający ze specyfiki BESS.		
17.	Załącznik nr 1do WDB, pkt 2.1 (9) oraz 2.2 (8)	**Przedstawienie analizy ilościowej wpływu proponowanej zmiany hierarchii priorytetów na przewidywany wolumen ograniczeń generacji OZE** W załączniku nr 1 (Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy jednostek grafikowych) w pkt 2.1 (9) oraz 2.2 (8) projekt przewiduje istotną zmianę hierarchii wymagań uwzględnianych przez algorytmy stosowane przez OSP. W przypadku braku możliwości jednoczesnego zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na moc oraz wymaganych rezerw, zapewnienie mocy bilansujących FCR, aFRR oraz FRR ma uzyskać pierwszeństwo przed pokryciem zapotrzebowania na moc. Pokrycie zapotrzebowania zostaje przesunięte odpowiednio na	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		pozycję 9.7 w algorytmie doboru jednostek grafikowych oraz 8.7 w algorytmie nabywania mocy bilansujących. Z perspektywy właścicieli źródeł OZE, w szczególności instalacji PV, zmiana może prowadzić do zwiększenia liczby sytuacji, w których sposób planowania pracy KSE podporządkowany będzie w pierwszej kolejności zapewnieniu odpowiednich rezerw systemowych. Może to potencjalnie prowadzić do zwiększenia skali ograniczeń generacji źródeł OZE, szczególnie w godzinach wysokiej generacji PV i niskiego zapotrzebowania. W związku z powyższym zasadne byłoby przedstawienie przez OSP analizy ilościowej wpływu proponowanej zmiany hierarchii priorytetów na przewidywany wolumen ograniczeń generacji OZE, w szczególności PV. W przypadku istotnego wzrostu tego wolumenu należałoby również rozważyć odpowiednie mechanizmy ograniczające ekonomiczne skutki takiej zmiany dla wytwórców.		
18.	Załącznik nr 2 do WDB, pkt 8(2)	**Zbyt szeroka uznaniowość przesłanek utraty kwalifikacji** Proponujemy doprecyzowanie przesłanek utraty ważności kwalifikacji, w szczególności pojęcia „powtarzającej się nieprawidłowej pracy”, oraz wprowadzenie obowiązku uprzedniego wezwania DUB do usunięcia stwierdzonych nieprawidłowości w odpowiednim terminie. Utrata kwalifikacji jest środkiem o istotnych konsekwencjach operacyjnych i ekonomicznych dla DUB oraz właściciela zasobu. Przesłanki jej zastosowania powinny być obiektywne i możliwie jednoznaczne. Samo odwołanie do „powtarzającej się” nieprawidłowości nie określa liczby, częstotliwości ani istotności przypadków uzasadniających utratę	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		kwalifikacji. W pierwszej kolejności DUB powinien mieć możliwość usunięcia nieprawidłowości, jeżeli mają one charakter techniczny lub operacyjny i mogą zostać skutecznie naprawione lub usunięte.		
19.	Załącznik nr 2 do WDB, 8(2.5)–(2.6)	**Zbyt szeroka uznaniowość przesłanek utraty kwalifikacji** Proponujemy doprecyzowanie, że zmiana mocy maksymalnej lub minimalnej kwalifikowanej, zakresu mocy bilansujących, modernizacja zasobu lub zmiana układu regulacji mocy czynnej nie powodują same przez się utraty ważności całej kwalifikacji, jeżeli zmiana nie wpływa na spełnianie kryteriów kwalifikacji w pozostałym zakresie. Nie każda zmiana parametrów technicznych lub modernizacja zasobu wpływa na zdolność JG do świadczenia usług bilansujących. Utrata całej kwalifikacji byłaby w takim przypadku nieproporcjonalna. Właściwym rozwiązaniem powinno być odpowiednio: aktualizacja parametrów kwalifikacji, ograniczenie zakresu kwalifikowanej mocy albo przeprowadzenie ponownej weryfikacji wyłącznie w zakresie objętym zmianą.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej***	Wyjaśnienie W przypadku zaistnienia sytuacji, o których mowa odpowiednio w pkt 8(2.5)–(2.6), procedura postępowania DUB i OSP jest opisana w pkt 8(6) Załącznika nr 2 do WDB.
20.	Załącznik nr 2 do WDB, pkt 6 – Tabela 1	**Kryterium mocowe dla JWCD** Popieramy proponowaną zmianę polegającą na rozróżnieniu wymagań dotyczących systemów wymiany informacji, w tym węzłów LFC, w zależności od spełnienia przez JWCD tzw. kryterium mocowego JWCD. Proponujemy utrzymanie tej zmiany w ostatecznej wersji WDB.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej***	Uwaga nie wymaga stanowiska OSP
21.	Załącznik nr 2 do WDB, pkt 8(8)	**Utrata kwalifikacji przy zmianie wymagań** Proponujemy doprecyzowanie, że utrata ważności kwalifikacji w przypadku niedostosowania zasobu lub	***Polskie Stowarzyszenie***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		grupy zasobów do zmienionych wymagań powinna następować wyłącznie w zakresie, w jakim brak dostosowania wpływa na spełnienie kryteriów kwalifikacji do danej usługi bilansującej. W przypadku gdy niedostosowanie dotyczy jedynie części wymagań lub części zakresu kwalifikacji, kwalifikacja powinna zostać odpowiednio ograniczona, a nie automatycznie utracić ważność w całości. Automatyczna utrata całej kwalifikacji może być nieproporcjonalna, jeżeli zmiana wymagań dotyczy jedynie określonego parametru technicznego, kierunku świadczenia usługi albo części zakresu mocy. Skutek w postaci utraty kwalifikacji powinien odpowiadać rzeczywistemu zakresowi braku dostosowania. Ponadto termin dostosowania powinien być wyznaczany z uwzględnieniem zakresu i charakteru wymaganych zmian technicznych oraz czasu obiektywnie potrzebnego na ich wdrożenie, w szczególności, gdy wymagają one zmian sprzętowych, aktualizacji systemów sterowania lub udziału producenta urządzeń. Wynika to z faktu, iż termin na dostosowanie powinien uwzględniać charakter i zakres zmienionych wymagań oraz czas obiektywnie niezbędny do ich wdrożenia. Dostosowanie może wymagać zmian technicznych w zasobie lub układach sterowania, aktualizacji oprogramowania, zaangażowania producenta urządzeń, a także przeprowadzenia dodatkowych testów. Ponieważ niedostosowanie w terminie skutkuje automatyczną utratą ważności kwalifikacji, termin powinien być realny i proporcjonalny do zakresu wymaganych zmian, tak aby utrata kwalifikacji nie następowała z przyczyn niezależnych od DUB lub właściciela zasobu.	***Energetyki Słonecznej***	OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
22.	7.5(8) – (10), 13.2(2) – (3), 14.2.2(7), 14.4.1 – 14.4.3 oraz 14.7	**Postulat opublikowania przed wdrożeniem zmian kompletnych przykładów rozliczeń energii wynikającej z aktywacji mFRRd.** Projekt rozróżnia aktywację planowaną i bezpośrednią, przypisuje energię aktywacji do kilku sąsiednich OREB oraz przewiduje odrębne ceny CEB, CWK i CRK, z uwzględnieniem korekty uzupełniającej ΔCEB. Złożoność tych zasad tworzy istotne ryzyko rozbieżności interpretacyjnych i utrudnia uczestnikom odwzorowanie rozliczeń w systemach operacyjnych. Wnosimy o przedstawienie przykładów obejmujących aktywację w górę i w dół, aktywację na granicy OREB i doby handlowej, jednoczesne wystąpienie aktywacji planowanej i bezpośredniej oraz przypadek z korektą ΔCEB. Przykłady powinny pokazywać pełną ścieżkę od OEB^{FRR} i polecenia aktywacji do ilości energii i należności.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Uwaga została częściowo uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 8.
23.	8.3.2(14), 8.10.4 i 8.10.5(3.4)	**Postulat doprecyzowania zasad ustalania i stosowania zastępczych OEB^{FRR}.** Projekt przewiduje, że w razie braku albo odrzucenia OEB^{FRR} w ramach RBN obowiązuje oferta wyznaczona na podstawie zastępczej OEB^{FRR}, której wartości mają być określane w umowie przesyłania. Zastosowanie takiej oferty może bezpośrednio wpływać na aktywację i rozliczenie JG, dlatego jej parametry nie powinny być ustalane bez transparentnej metodyki. Wnosimy o określenie w WDB zasad wyznaczania cen zastępczych, trybu i częstotliwości ich aktualizacji oraz możliwości zmiany tych parametrów na wniosek DUB. Zasadne jest również wprowadzenie obowiązku uprzedniego poinformowania DUB o zmianie zastępczej OEB^{FRR} oraz odpowiedniego okresu na dostosowanie procesów ofertowych.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 11.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
24.	8.4.1(1.2.c, 8.4.1(3.3), 10.2(7) – (8) oraz 1.3(13)	Popieramy wprowadzenie DLOM i GLOM jako instrumentów umożliwiających ograniczenie łącznego wykorzystania tej samej elastyczności w wielu produktach. Jednocześnie projekt przewiduje uruchomienie uwzględniania limitów w terminie do sześciu miesięcy od wejścia zmian w życie, z informacją publikowaną co najmniej 14 dni wcześniej. Wnosimy o wydłużenie minimalnego okresu uprzedzenia oraz o przeprowadzenie testów rynkowych z udziałem DUB przed produkcyjnym zastosowaniem limitów. Postulujemy także publikowanie okresowych informacji o wpływie DLOM i GLOM na wyniki RMB, w szczególności o skali redukcji wolumenów wynikającej z zastosowania limitów, z zachowaniem poufności danych handlowych.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 12.
25.	8.6.5(15), 8.6.11(3) i (5), 8.6.12(9.3), (10) i (12)	**Postulat weryfikacji łącznego wpływu nowych warunków poprawności programów pracy JG_{M1} na efektywną dostępność usług bilansujących świadczonych przez magazyny energii.** Projekt wprowadza rozbudowany zestaw zależności dotyczących stanu pracy, kierunku generacji i poboru, sąsiednich OREB, dyspozycyjności układów regulacji oraz alokacji mocy na poziomie DUB i ESP. Niespełnienie części warunków prowadzi do wyzerowania albo automatycznego zmniejszenia grafików mocy bilansujących. Wnosimy o przeprowadzenie i opublikowanie analizy wpływu tych reguł na wolumen mocy możliwy do zaoferowania przez typowy magazyn oraz o potwierdzenie, że kumulacja ograniczeń nie wykluczy technicznie wykonalnych aktywacji. Analiza powinna obejmować co najmniej pracę w generacji, poborze, postoju oraz zmianę kierunku pracy.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 13.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
26.	10.4(7) – (13)	**Postulat zwiększenia transparentności procesu przekształcania OEBFRR do zagregowanych ofert ZOEBmFRRG i ZOEBmFRRD przekazywanych na platformę mFRR.** Projekt wskazuje, że OSP przekształca przyjęte OEBFRR przy uwzględnieniu aktualnego stanu KSE, ograniczeń technicznych JG związanych ze zmianą stanu pracy oraz nominowanych zakresów rezerw, nie określa jednak szczegółowych reguł tego przekształcenia ani zakresu informacji przekazywanych DUB o dokonanych modyfikacjach. Taki poziom ogólności utrudnia weryfikację, czy i w jakim zakresie oferta uczestnika została przekazana na platformę oraz jakie ograniczenie zdecydowało o jej pominięciu lub zmianie. Wnosimy o uzupełnienie WDB o obiektywne i weryfikowalne zasady transformacji ofert, w tym kolejność uwzględniania ograniczeń, zasady redukcji wolumenu oraz obowiązek przekazania DUB informacji ex post o zakresie i przyczynie modyfikacji jego oferty.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 14.
27.	13.3 (5.3)	**Postulat korekty jednostki oznaczeń $KZEB^{D}_{t}$ i $KZEB^{G}_{t}$.** W opisie oznaczeń $KZEB^{D}_{t}$ i $KZEB^{G}_{t}$ wskazano jednostkę [MWh]. Ponieważ wielkości te stanowią korektę należności, a nie ilość energii, właściwą jednostką jest [zł], zgodnie z konwencją stosowaną w WDB dla pozostałych wielkości wyrażających należności i korekty należności. Wnosimy o zmianę jednostki na [zł].	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Uwaga została uwzględniona Opis oznaczeń $KZEB^{D}$ i $KZEB^{G}$ został skorygowany zgodnie z uwagą.
28.	14.2.2.(6)	**Postulat uzupełnienia wzoru na energię bilansującą skorygowaną aktywowaną z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej.**	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Uwaga nie została uwzględniona Wzór na energię bilansującą aktywowaną z produktów niewymienianych na europejskich platformach

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Po wprowadzonych zmianach brakuje wzoru na wyliczenie energii bilansującej skorygowanej aktywowanej poza europejskimi platformami wymiany energii bilansującej. Przy czym EB^{FCR} i EB^{BPP} częściowo uwzględniają tę energię. Wnosimy o uzupełnienie pkt 14.2.2(6) o brakujący wzór.		wymiany energii bilansującej (EB^{PP}) znajduje się w pkt 14.4.1(5) WDB.
29.	21(4.2), w szczególności lit. (h) – (n), (z) – (bb) i (gg)	**Postulat rozszerzenia zakresu danych publikowanych o funkcjonowaniu platformy mFRR.** Projekt przewiduje publikację cen i ilości energii z aktywacji planowanych i bezpośrednich oraz anonimowego wykazu OEB^{FRR}, ale nie zapewnia pełnej informacji pozwalającej ocenić rolę ofert krajowych w wynikach platformy. Wnosimy o publikowanie, w ujęciu zagregowanym i z zachowaniem tajemnicy handlowej, co najmniej wolumenu krajowych ofert przekazanych na platformę, wolumenu ofert zmodyfikowanych lub niewysłanych przez OSP, wolumenu aktywacji krajowych i transgranicznych oraz informacji o okresach zawieszenia udziału OSP w platformie. Dane te są potrzebne do oceny działania nowego mechanizmu i projektowania strategii ofertowych.	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 15.
30.	Załącznik nr 1, pkt 7.1.6(3) – (5)	**Postulat przedstawienia przykładów działania ograniczeń dotyczących mFRRd dla JG_{M1}, w szczególności przy świadczeniu usługi ze stanu postoju i przy zmianie stanu pracy.** Projekt wprowadza liczne zależności między mocą dostępną na początku i końcu okresu, sąsiednimi okresami, minimalną wielkością aktywacji oraz kierunkiem pracy innych JG_{M1} związanych z tą samą ESP. Bez przykładów liczbowych uczestnik rynku nie jest w stanie jednoznacznie ocenić wpływu poszczególnych ograniczeń na dostępny zakres	***Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 6.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		mFRRd. Wnosimy o opublikowanie, przed wejściem zmian w życie, kompletnych przykładów obliczeniowych dla reprezentatywnych konfiguracji magazynów energii, wraz ze wskazaniem danych wejściowych, wyniku algorytmu i przyczyn ewentualnej redukcji oferowanej mocy.		
31.	pkt 2.3 oraz pkt 10.4	Projekt wprowadza rozróżnienie pomiędzy aktywacją planowaną oraz aktywacją bezpośrednią mFRRd oraz przewiduje oddzielne ceny rozliczeniowe dla obu rodzajów aktywacji. Prosimy o doprecyzowanie celu i praktycznego znaczenia tego rozwiązania. W szczególności prosimy o wyjaśnienie: 1. czy OSP przewiduje faktyczne wykorzystywanie aktywacji planowanej mFRR w krajowym procesie bilansowania; 2. czy wprowadzenie tego pojęcia wynika wyłącznie z dostosowania krajowego rynku do zasad funkcjonowania platformy MARI, która rozróżnia oba rodzaje aktywacji; 3. jakie konsekwencje dla uczestników rynku będą wynikały z występowania dwóch odrębnych rodzajów aktywacji oraz odpowiadających im cen rozliczeniowych; 4. czy wdrożenie tego rozwiązania będzie wymagało zmian po stronie systemów sterowania lub systemów obsługi rynku uczestników.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 7.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
32.	pkt 8.3.2(10), pkt 8.3.2(15) oraz pkt 8.9.4	Projekt przewiduje obowiązkowe składanie ofert na moce bilansujące przez jednostki kwalifikowane do świadczenia określonych usług bilansujących. Jednocześnie mechanizm zastępczych ofert OMB obejmuje również jednostki JGz1. W naszej ocenie obowiązek ten nie powinien obejmować JGz1. Rozumiemy, że obowiązek taki powinien dotyczyć wyłącznie jednostek, które są zobowiązane do świadczenia danego rodzaju usługi bilansującej. Wątpliwości budzi jednak objęcie tym mechanizmem jednostek JGz1, dla których świadczenie usług FCR i FRR ma charakter dobrowolny. W przypadku jednostek świadczących usługi bilansujące dobrowolnie dostawca usług bilansujących powinien mieć możliwość samodzielnego decydowania, czy w danym okresie oferuje moce bilansujące, czy też nie. W związku z tym postulujemy jednoznaczne doprecyzowanie zakresu obowiązku składania OMB.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 9.
33.	pkt 8.3.2(9) i pkt 8.3.2(14)	Projekt przewiduje obowiązek składania ofert na energię bilansującą z FRR dla jednostek kwalifikowanych do świadczenia aFRR lub mFRRd. W naszej ocenie obecne brzmienie przepisu jest zbyt szerokie. Kwalifikacja do świadczenia danego rodzaju rezerwy nie oznacza bowiem automatycznie obowiązku jej świadczenia ani posiadania zakontraktowanych mocy bilansujących w danym okresie. W szczególności dotyczy to jednostek, które posiadają kwalifikację techniczną do świadczenia FRR, świadczą tę usługę dobrowolnie oraz nie zostały	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 10.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		zakontraktowane przez OSP do świadczenia mocy bilansujących danego typu w danym okresie. W takich przypadkach obowiązek składania OEB FRR nie wydaje się uzasadniony. Postulujemy doprecyzowanie przepisu poprzez jednoznaczne wskazanie, że obowiązek ten dotyczy jedynie jednostek zakontraktowanych do jej realizacji.		
34.	8.6.6(14)-(17)	Grafik mocy bilansującej w kierunku w górę nie może być większy niż różnica pomiędzy maksymalną dostępną mocą netto JGM2 po aktywacji a grafikiem obciążenia netto, przy uwzględnieniu pozostałych zakontraktowanych lub nominowanych mocy bilansujących w kierunku w górę. Grafik mocy bilansującej w kierunku w dół nie może być większy niż różnica pomiędzy grafikiem obciążenia netto a minimalną dostępną mocą netto JGM2 po aktywacji, przy uwzględnieniu pozostałych zakontraktowanych lub nominowanych mocy bilansujących w kierunku w dół.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 19-21.
35.	8.9.1	Dla JGM2 zgłoszenie OMB może zawierać dla tego samego OREB **jednocześnie** zakres mocy dostępny w kierunku zwiększenia mocy netto oraz zakres mocy dostępny w kierunku zmniejszenia mocy netto, w tym zakresy, których wykorzystanie może powodować przejście JGM2 przez punkt 0 MW. Zgłoszenie obu kierunków nie oznacza obowiązku jednoczesnej realizacji aktywacji przeciwstawnych. Moce zgłoszone w przeciwnych kierunkach stanowią alternatywne zobowiązania aktywacyjne względem tego samego grafiku bazowego.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 19-21.
36.	8.10.1	Dla JGM2 cena ofertowa dla kierunku generacji oraz cena ofertowa dla kierunku poboru mogą być określone jednocześnie dla tego samego typu rezerwy mocy i	***Stowarzyszenie Elastyczności***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 19-21.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		OREB, niezależnie od planowanego kierunku pracy wynikającego z ZUB. Jeżeli zakres aktywacji obejmuje przejście przez punkt 0 MW, JGM2 może określić odrębne pasma mocy i ceny dla części aktywacji realizowanej przez zmianę poboru oraz części realizowanej przez zmianę generacji.	***Energetycznej „Flex”***	
37.	10.4 10.5	Cena pasma ZOEBmFRRG albo ZOEBaFRRG dla JGM2 jest równa cenie ofertowej właściwej dla zwiększenia mocy czynnej netto, niezależnie od kierunku pracy JGM2 wynikającego z grafiku bazowego. Cena pasma ZOEBmFRRD albo ZOEBaFRRD dla JGM2 jest równa cenie ofertowej właściwej dla zmniejszenia mocy czynnej netto, niezależnie od kierunku pracy JGM2 wynikającego z grafiku bazowego. Zakres pasma może obejmować zmianę kierunku pracy JGM2 przez punkt 0 MW, jeżeli pełna aktywacja pasma jest wykonalna w czasie pełnej aktywacji właściwym dla danego produktu.	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 19-21.
38.	pkt 14.7	Postulujemy zmianę zasad rozliczania aktywacji ofert na energię bilansującą wykorzystywanych do usuwania ograniczeń sieciowych w taki sposób, aby rozliczenia zapewniały co najmniej pokrycie uzasadnionych kosztów produkcji lub odbioru energii. Na rynku bilansującym oferta na energię bilansującą może zostać wykorzystana przez OSP zasadniczo w dwóch celach: 1. na potrzeby bilansowania systemu;	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		2. na potrzeby usuwania ograniczeń sieciowych. W przypadku wykorzystania oferty do bilansowania systemu uczestnik rynku co do zasady otrzymuje wynagrodzenie odpowiadające mechanizmowi cen obowiązującemu na rynku bilansującym. Natomiast w przypadku wykorzystania tej samej oferty do usuwania ograniczeń sieciowych mogą znaleźć zastosowanie alternatywne mechanizmy rozliczeniowe, w szczególności oparte na cenach CWD, CWO lub CWK. W efekcie uczestnik rynku może zostać rozliczony po cenie znacząco mniej korzystnej od ceny wynikającej ze złożonej przez niego oferty. Z perspektywy uczestników rynku rozwiązanie takie tworzy istotne ryzyko ekonomiczne, ponieważ nawet prawidłowo skalkulowana i racjonalnie złożona oferta może skutkować otrzymaniem wynagrodzenia niepokrywającego kosztów działalności, a w niektórych przypadkach nawet obowiązkiem dokonania płatności na rzecz OSP. W celu zobrazowania tej sytuacji, przyjmijmy następujące założenia: · jednostka OZE składa ofertę zwiększenia generacji po cenie 200 PLN/MWh; · cena krańcowa na RB wynosi -50 PLN/MWh; · oferta zostaje wykorzystana przez OSP nie w celu bilansowania systemu, lecz do usunięcia ograniczenia sieciowego. Z ekonomicznego punktu widzenia uczestnik rynku zaoferował dostawę energii po cenie 200 PLN/MWh i ma uzasadnione oczekiwanie, że aktywacja tej oferty nastąpi na warunkach wynikających ze złożonej oferty.		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		W obecnym modelu rozliczeń może jednak dojść do zastosowania ceny CWK lub CWD, co prowadzi do sytuacji, w której aktywacja realizowana w celu usunięcia ograniczeń sieciowych może zostać rozliczona po cenie -50 PLN/MWh. W takim przypadku: · zgodnie z ofertą uczestnik powinien otrzymać 200 PLN za dostarczenie 1 MWh energii, · faktycznie może zostać rozliczony po cenie -50 PLN/MWh, · ekonomiczny efekt dla uczestnika rynku wynosi zatem 250 PLN/MWh mniej niż wynikałoby to z jego oferty. Oznacza to, że uczestnik nie tylko nie otrzymuje wynagrodzenia zgodnego z warunkami swojej oferty, ale może zostać obciążony kosztem wykonania polecenia OSP. Jeszcze bardziej problematyczna sytuacja występuje w przypadku jednostek posiadających w umowie przyłączeniowej postanowienia dotyczące braku gwarancji pełnego wyprowadzenia mocy. Aktualnie rozwiązanie takie jest powszechnie stosowane wobec nowych instalacji OZE oraz magazynów energii. Przyjmijmy następujące założenia: · jednostka OZE składa ofertę aktywacji po cenie 200 PLN/MWh; · cena CEB jest dodatnia; · cena energii na rynku dnia następnego w drugim fixingu wynosi -100 PLN/MWh;		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		· zgodnie z zasadami rozliczeń znajduje zastosowanie cena CWK. W rezultacie aktywacja wykonana przez uczestnika rynku może zostać rozliczona po cenie -100 PLN/MWh. W efekcie: · uczestnik nie uzyskuje wynagrodzenia za wykonaną aktywację, · uczestnik ponosi dodatkowy koszt 100 PLN/MWh, · całkowita różnica względem złożonej oferty wynosi 300 PLN/MWh. Sytuacja taka jest trudna do zaakceptowania zarówno z punktu widzenia zasad ekonomicznych rynku bilansującego, jak i z perspektywy zachęt inwestycyjnych dla nowych zasobów elastyczności. Opisany mechanizm szczególnie silnie oddziałuje na nowych uczestników rynku usług systemowych, takich jak magazyny energii czy jednostki OZE. Podmioty te nie mają możliwości skutecznego ograniczenia opisanego ryzyka. W szczególności dostawca usług bilansujących nie może przekazywać POB informacji o indywidualnych aktywacjach otrzymywanych od OSP, ponieważ informacje takie mogą stanowić informacje wewnętrzne w rozumieniu rozporządzenia REMIT. W praktyce oznacza to, że uczestnik rynku nie jest w stanie w pełni zabezpieczyć się przed skutkami ekonomicznymi opisanych rozliczeń. Proponujemy następujące rozwiązania: **Wariant docelowy** Aktywacje ofert na energię bilansującą wykorzystywane do usuwania ograniczeń sieciowych powinny być rozliczane wyłącznie według cen		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		ofertowych wynikających z aktywowanych ofert energii bilansującej. Rozwiązanie takie zapewniałoby spójność pomiędzy ofertą złożoną przez uczestnika rynku a wynagrodzeniem otrzymywanym za wykonanie aktywacji. **Wariant przejściowy** Jeżeli wprowadzenie powyższego rozwiązania nie jest obecnie możliwe, postulujemy wprowadzenie zasady, zgodnie z którą rozliczenie aktywacji wykorzystywanej do usuwania ograniczeń sieciowych nie może nastąpić po cenie mniej korzystnej dla uczestnika rynku niż odpowiednio CWD lub CWO. Rozwiązanie takie nie eliminuje wszystkich problemów obecnego modelu, jednak gwarantowałoby przynajmniej pokrycie uzasadnionych kosztów działalności uczestników rynku oraz ograniczałoby ryzyko występowania sytuacji, w których wykonanie polecenia OSP skutkuje powstaniem straty ekonomicznej po stronie aktywowanej jednostki.		
39.	pkt 14.7(11)	Projekt przewiduje uwzględnianie przy wyznaczaniu korekty uzupełniającej między innymi należności za dostarczone moce bilansujące oraz rezerwę operacyjną wyłącznie w zakresie, w jakim nie mogłyby one być świadczone przy realizacji PPZ. W naszej ocenie regulacja ta jest niesprawiedliwa i powinna zostać zmieniona. Obecne brzmienie przepisu może prowadzić do sytuacji, w której OSP uzyskuje dostęp do części zdolności regulacyjnych jednostki w trybie uzupełniającym bez konieczności ponoszenia dodatkowych kosztów. Przykładowo, OSP może dokonywać aktywacji najpierw w jednym kierunku w celu uzyskanie dostępu dorezerwy w kierunku przeciwnym, która następnie może zostać	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Uwaga nie została uwzględniona Zagadnienia poruszone w uwadze nie odnoszą się do zakresu zmian objętych Zmianami nr 6/2026 WDB. OSP weźmie pod uwagę zgłoszone propozycje w ramach dalszych prac nad rozwojem zasad funkcjonowania rynku bilansującego.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wykorzystana bez proporcjonalnego wzrostu całkowitego poziomu wynagrodzenia dla tej jednostki. Postulujemy zatem usunięcie z katalogu należności w ramach dokonywania korekty uzupełniającej należności z tytułu dostarczonych mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej w zakresie, w jakim nie mogłyby one być świadczone przy realizacji PPZ. W naszej opinii mechanizm korekty uzupełniającej nie powinien prowadzić do sytuacji, w której część faktycznie wykorzystanej elastyczności jednostki pozostaje nieobjęta odpowiednim wynagrodzeniem.		
40.	Załącznik nr 1, pkt 2.1 ppkt (9) oraz pkt 2.2 ppkt (8)	Projekt przewiduje nadanie wyższego priorytetu zapewnieniu wymaganych poziomów mocy bilansujących FCR oraz FRR niż pokryciu zapotrzebowania na moc. Zgodnie z proponowaną kolejnością zapewnienie wymaganych wielkości rezerw następuje przed zapewnieniem pokrycia zapotrzebowania na moc. W związku z tym postulujemy doprecyzowanie skutków praktycznych proponowanej zmiany. W szczególności prosimy o wyjaśnienie: 1. w jaki sposób nowa hierarchia celów ma wpływać na proces planowania pracy KSE; 2. czy w sytuacji braku możliwości jednoczesnego zapewnienia wymaganych poziomów rezerw oraz pełnego pokrycia zapotrzebowania na moc pierwszeństwo będzie miało zapewnienie rezerw; 3. jakie działania operacyjne będą podejmowane w takich przypadkach oraz	***Stowarzyszenie Elastyczności Energetycznej „Flex”***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		jakie konsekwencje mogą one wywoływać dla uczestników rynku.		

4. Specyfikacja zmian do projektu Zmian nr 6/2026 Warunków Dotyczących Bilansowania

W wyniku przeprowadzonych konsultacji społecznych z użytkownikami systemu oraz w ramach korekt wprowadzono następujące zmiany do projektu Zmian nr 6/2026 WDB (poniższa specyfikacja zmian odnosi się do poszczególnych punktów projektu Zmian nr 6/2026 WDB).

4.1. Zmiany wynikające ze zgłoszonych uwag

W pkt 8.6.1 ppkt (16.3) otrzymuje brzmienie:

8.6.1(16.3)	(16.3)	Znacznik zakontraktowania mocy bilansującej, wielkość opcjonalna, określana wyłącznie w przypadku typu rezerwy mocy FCR^G, FCR^D, $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, $mFRRn^G$ i $mFRRn^D$: (a) 0 – cały grafik mocy bilansującej stanowi moc bilansującą nabytą przez OSP w ramach RMB; (b) 1 – część grafiku mocy bilansującej nie stanowi mocy bilansującej nabytej przez OSP w ramach RMB. W przypadku braku określenia znacznika zakontraktowania mocy bilansującej dla danego OREB i typu rezerwy mocy FCR^G, FCR^D, $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, $mFRRn^G$ lub $mFRRn^D$ przyjmuje się, że jego wartość jest równa 0.

W pkt 13.3 ppkt (5) zaktualizowano opis następujących oznaczeń:

$KZEB_t^G$	–	Koszt pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą w górę pokrytego w obszarze RB dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł] $$KZEB_t^G = \max(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \sum_{\tau \in T_t} \max(0; PZEB_\tau^{aFRR}) \cdot CEB_\tau^{aFRR} + \max(0; PZEB_t^{mFRRdP}) \cdot CEB_t^{mFRRdP}$$ $$+PZEB_{t,t-1}^{mFRRdGB} \cdot \max(CEB_{t-1}^{mFRRdGB}; CEB_t^{mFRRdP}) + PZEB_{t,t}^{mFRRdGB} \cdot \max(CEB_t^{mFRRdGB}; CEB_t^{mFRRdP})$$
$KZEB_t^D$	–	Koszt pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą w dół pokrytego w obszarze RB dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł] $$KZEB_t^D = \min(0; ZEB_t^{PP}) \cdot CEB_t^{PP} + \sum_{\tau \in T_t} \min(0; PZEB_\tau^{aFRR}) \cdot CEB_\tau^{aFRR} + \min(0; PZEB_t^{mFRRdP}) \cdot CEB_t^{mFRRdP}$$ $$+PZEB_{t,t-1}^{mFRRdDB} \cdot \min(CEB_{t-1}^{mFRRdDB}; CEB_t^{mFRRdP}) + PZEB_{t,t}^{mFRRdDB} \cdot \min(CEB_t^{mFRRdDB}; CEB_t^{mFRRdP})$$

W pkt 6 załącznika nr 2 Tabela 1. otrzymuje brzmienie:

Tabela 1. Systemy zdalnego sterowania oraz systemy wymiany informacji handlowych i technicznych.

Rodzaj JG	Czy JG jest utworzona z MWE posiadającego status JWCD?	Czy spełnia kryterium mocowe JWCD?	Czy JG jest kwalifikowana do świadczenia usługi FCR, aFRR lub mFRRd, mFRRn?	Wymagane systemy do wymiany informacji ruchowych i planistycznych		Wymagane systemy do wymiany informacji rynkowych[1]
				Rodzaj węzła LFC	Rodzaj węzła SOWE	
JG_{W1}	TAK	TAK	TAK	WL	WL[2]	WIRE i PREU
			NIE	WL	WL[2]	
		NIE	TAK	WL albo WW	(WL albo WZ)[3]	WIRE i PREU
			NIE	-	(WL albo WZ)[3]	
	NIE	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE i PREU
			NIE	-	WZ[4]	WIRE i PREU
JG_{W2}	-	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE lub PREU
			NIE	-	WZ[4]	WIRE lub PREU
JG_{M1}	TAK	TAK	TAK	WL	WL[2]	WIRE i PREU
			NIE	WL	WL[2]	
		NIE	TAK	WL albo WW	(WL albo WZ)[3]	WIRE i PREU
			NIE	-	(WL albo WZ)[3]	
	NIE	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE i PREU
			NIE	-	WZ[4]	WIRE i PREU
JG_{M2}	-	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE lub PREU
			NIE	-	WZ[4]	WIRE lub PREU
JG_{O}	-	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE lub PREU

Rodzaj JG	Czy JG jest utworzona z MWE posiadającego status JWCD?	Czy spełnia kryterium mocowe JWCD?	Czy JG jest kwalifikowana do świadczenia usługi FCR, aFRR lub mFRRd, mFRRn?	Wymagane systemy do wymiany informacji ruchowych i planistycznych		Wymagane systemy do wymiany informacji rynkowych[1]
				Rodzaj węzła LFC	Rodzaj węzła SOWE	
			NIE	-	WZ[4]	WIRE lub PREU
JG_{Z1}	TAK	TAK	TAK	WL	WL[2]	WIRE i PREU
			NIE	WL	WL[2]	
		NIE	TAK	WL albo WW	(WL albo WZ)[3]	WIRE i PREU
			NIE	WL albo WW	(WL albo WZ)[3]	
	NIE	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE i PREU
			NIE	WL albo WW	WZ[4]	WIRE i PREU
JG_{Z2}	-	NIE	TAK	WL albo WW	WZ[4]	WIRE lub PREU
			NIE	WL albo WW	WZ[4]	WIRE lub PREU
JG_{Z3}	-	NIE	TAK	WW	WZ	WIRE lub PREU
			NIE	WW	WZ	WIRE lub PREU
JG_{A}	-	NIE	TAK	WW	WZ	WIRE lub PREU
			NIE	-	WZ	WIRE lub PREU

Kryterium mocowe JWCD: moc maksymalna pojedynczego MWE o statusie JWCD jest równa lub większa od 500 MW lub suma mocy maksymalnych wszystkich MWE o statusie JWCD na terenie ZWE jest równa lub większa od 500 MW.

[1)] System PREU jest systemem podstawowym w przypadku, gdy operator rynku dysponujący JG nie posiada systemu WIRE i JG jest w stanie przekazywać informacje rynkowe tylko poprzez system PREU.

[2)] Proces wymiany informacji poprzez WL SOWE ma być realizowany przez służby ruchowe JWCD.

[3)] Proces wymiany informacji poprzez WL SOWE albo WZ SOWE ma być realizowany przez służby ruchowe JWCD. OSP na wniosek DUB, może dopuścić, aby ten proces był realizowany przez osoby upoważnione przez DUB.

[4)] Proces wymiany informacji poprzez WZ SOWE ma być realizowany przez osoby upoważnione przez DUB. OSP na wniosek DUB, może dopuścić, aby ten proces był realizowany przez służby ruchowe zasobu z wykorzystaniem WL SOWE.

4.2. Zmiany wprowadzone w ramach korekt

Aktualizacje w związku z częściowym zatwierdzeniem przez Prezesa URE Zmian nr 5/2026 WDB

W związku z zatwierdzeniem w części Zmian nr 5/2026 WDB decyzją Prezesa URE, w pkt 1.3 numeracja dotychczasowego ppkt (13) zostaje zmieniona na (14).

Zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

10.3(3)	(3) ZPG stanowi mechanizm nabywania mocy bilansujących FCR, aFRR, mFRRd, mFRRn przez OSP w trybie uzupełniającym dla poszczególnych $ONMB^{U}$ odpowiadających OREB, mający na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących, ze względu na: (3.1) Nabycie mocy bilansujących w ramach RMB w wielkościach mniejszych niż wymagane wielkości mocy bilansujących; (3.2) Konieczność odtworzenia mocy bilansujących, tj. nabycia dodatkowych mocy bilansujących z powodu niedostępności wcześniej nabytych mocy bilansujących albo ich wykorzystania w przypadku mFRRn.

Aktualizacja harmonogramu wdrożenia WDB w związku z rozpoczęciem uczestnictwa OSP w platformie mFRR

W związku z rozpoczęciem uczestnictwa OSP w platformie mFRR i doprecyzowaniem daty przyłączenia i rozpoczęcia wymiany energii bilansującej na platformie mFRR, zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

1.3(10)	(10) Rozpoczęcie uczestnictwa OSP w wymianie energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną na platformie mFRR nastąpi po dniu wejścia w życie Zmian nr 6/2026, od daty operacyjnego przyłączenia OSP do tej platformy, o której OSP poinformuje komunikatem na stronie internetowej OSP z co najmniej dwutygodniowym wyprzedzeniem. W okresie od dnia wejścia w życie Zmian nr 6/2026 do daty operacyjnego przyłączenia do platformy mFRR znacznik udziału OSP w platformie mFRR (ZU^{mFRR}), o którym mowa w pkt 10.4(3), ma wartość równą 0.

Uwzględnienie dokumentu Wymogi dotyczące produktów specyficznych

W związku z opracowaniem dokumentu Wymogi dotyczące produktów specyficznych na podstawie: art. 26 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, wprowadzono odwołania do tego dokumentu:

W pkt 2.1 dodaje się następujący dokument:

wymogi dotyczące produktów specyficznych	–	Wymogi dotyczące produktów specyficznych na podstawie: art. 26 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.

Zmodyfikowano brzmienie następującego punktu:

3(1) załącznika nr 2	(1) Zasób lub grupa zasobów tworzących JG, odpowiednio do świadczonych usług bilansujących, poza wymaganiami określonymi w załączniku nr 2 i WDB, powinny spełniać wymagania techniczne określone w obowiązujących aktach prawnych i dokumentach, w szczególności określone w: (1.1) Rozporządzeniu 2017/1485 wraz z opracowanymi na jego podstawie TCM dotyczącymi FCR, FRR oraz RR; (1.2) Rozporządzeniu 2017/2195 wraz z opracowanymi na jego podstawie TCM dotyczącymi energii bilansującej i FCR, FRR oraz RR; (1.3) Rozporządzeniu 2016/631 wraz z opracowanymi na jego podstawie wymogami ogólnego stosowania – wymagania techniczne MWE w zakresie zdolności do świadczenia FCR, FRR i RR; (1.4) Rozporządzeniu 2016/1388 wraz z opracowanymi na jego podstawie wymogami ogólnego stosowania – w zakresie zdolności do świadczenia rezerw mocy świadczonych przez jednostki odbiorcze; (1.5) Rozporządzeniu systemowym; (1.6) Rozporządzeniu pomiarowym; (1.7) IRiESP; (1.8) Wymogach dotyczących produktów specyficznych. Na podstawie: art. 26 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania.

Usunięcie nadmiarowych odwołań do WDB i IRiESP

Dokumenty określające wymogi dotyczące świadczenia usług bilansujących są wymienione w pkt 3(1) załącznika nr 2 do WDB. Ponieważ ponowne wskazywanie WDB i IRiESP jako dokumentów określających zasady świadczenia produktów mFRRn i mFRRd jest nadmiarowe, zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

10(3) załącznika nr 2	(3) DUB posiadający JG, inną niż JG_{M1} utworzoną z MWE ESP, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w dniu poprzedzającym datę wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, nie ma obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji do świadczenia tych usług. W takim przypadku przyjmuje się, że: (3.1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ jest ważne do daty określonej w potwierdzeniu spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$, które zostało wydane przez OSP w odniesieniu do tej JG przed datą wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8; (3.2) Odnowienie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ następuje zgodnie z warunkami określonymi w pkt 9 oraz z wymaganiami określonymi w IRiESP dla tych usług; (3.3) W przypadku dostosowania układu regulacji do wymagań określonych w IRiESP dla $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ przed upływem okresu ważności kwalifikacji mają zastosowanie postanowienia pkt 8(6).
10(4) załącznika nr 2	(4) DUB posiadający JG_{M1} utworzoną z MWE ESP, w odniesieniu do której jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$ w dniu poprzedzającym datę wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, nie ma obowiązku przechodzić procesu kwalifikacji do świadczenia $mFRRn^G$ lub $mFRRn^D$. W takim przypadku uznaje się, że powołana JG spełnia kryteria kwalifikacji do świadczenia $mFRRn^G$ lub $mFRRn^D$. W takim przypadku przyjmuje się, że: (4.1) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie $mFRRn^G$ lub $mFRRn^D$ jest ważne do daty określonej w potwierdzeniu spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia $mFRRd^D$ lub $mFRRd^G$, które zostało wydane przez OSP w odniesieniu do tej JG przed wejściem w życie Zmian nr 6/2026 WDB, z zastrzeżeniem postanowień pkt 8; (4.2) Potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji dotyczące $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$, które zostało wydane przez OSP w odniesieniu do tej JG przed datą wejścia w życie Zmian nr 6/2026 WDB, nie upoważnia DUB w odniesieniu do tej JG do świadczenia usług $mFRRd^G$ lub $mFRRd^D$; (4.3) Odnowienie kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie mocy bilansujących $mFRRn^G$ lub $mFRRn^D$ następuje zgodnie z warunkami określonymi w pkt 9.

Doprecyzowanie zasad świadczenia mocy bilansujących $mFRRd^G$, $mFRRd^D$, $mFRRn^G$ i $mFRRn^D$ przez JG_{M1} poprzez odstawienie w pierwszym OREB pierwszej doby handlowej, od której obowiązuje zmieniona wartość mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku generacji lub poboru

W związku z brakiem możliwości świadczenia mocy bilansujących $mFRRd^G$ i $mFRRn^G$ lub $mFRRd^D$ i $mFRRn^D$ przez JG_{M1} poprzez odstawienie w pierwszym OREB pierwszej doby handlowej, od której obowiązuje nowa (zmieniona względem poprzedniej doby handlowej) wartość mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku odpowiednio poboru lub generacji, zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

8.6.5(15.5.b.ii)	(ii) Dla danej JG_{M1} moc maksymalna w kierunku poboru jest równa mocy minimalnej w kierunku poboru i: • Dla poprzedniego lub danego OREB ZWP = 2; lub

	• Dany OREB jest pierwszym OREB pierwszej doby handlowej, od której obowiązuje nowa (zmieniona względem poprzedniej doby handlowej) wartość mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku poboru;
8.6.5(15.6.b.ii)	(ii) Dla danej JG_{M1} moc maksymalna w kierunku generacji jest równa mocy minimalnej w kierunku generacji i: • Dla poprzedniego lub danego OREB ZWP = 2; lub • Dany OREB jest pierwszym OREB pierwszej doby handlowej, od której obowiązuje nowa (zmieniona względem poprzedniej doby handlowej) wartość mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku generacji;

Ponadto, w pkt 3.9.6 ppkt (1) załącznika nr 1 zaktualizowano opis następujących oznaczeń:

$z_{jt}^{Gen,r}$	–	Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{M1}$ świadczy w okresie $(t-\Delta t, t\rangle$ rezerwę mocy typu $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ w kierunku generacji, której wykorzystanie wiąże się ze zmianą stanu JG_{M1} j [–]; Zmienna $z_{jt}^{Gen,r}$ przyjmuje wartość: • 1, jeżeli JG_{M1} j świadczy w okresie $(t-\Delta t, t\rangle$ rezerwę mocy typu r w kierunku generacji, której wykorzystanie wiąże się ze zmianą stanu JG_{M1} j; albo • 0, w przeciwnym przypadku Dla JG $j \in J_{M1}$, dla której $P_j^{GenMin} = P_j^{GenMax}$, $z_{jt}^{Gen,mFRRd^D} = 0$ dla chwili t, która jest pierwszą chwilą obowiązywania nowej (zmienionej względem chwili $t-\Delta t$) wartości mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku generacji
$z_{jt}^{Pob,r}$	–	Zmienna binarna określająca czy JG $j \in J_{M1}$ świadczy w okresie $(t-\Delta t, t\rangle$ rezerwę mocy typu $r \in \{mFRRd^G, mFRRd^D\}$ w kierunku poboru, której wykorzystanie wiąże się ze zmianą stanu JG_{M1} j [–]; Zmienna $z_{jt}^{Pob,r}$ przyjmuje wartość: • 1, jeżeli JG_{M1} j świadczy w okresie $(t-\Delta t, t\rangle$ rezerwę mocy typu r w kierunku poboru, której wykorzystanie wiąże się ze zmianą stanu JG_{M1} j; albo • 0, w przeciwnym przypadku Dla JG $j \in J_{M1}$, dla której $P_j^{PobMin} = P_j^{PobMax}$, $z_{jt}^{Pob,mFRRd^G} = 0$ dla chwili t, która jest pierwszą chwilą obowiązywania nowej (zmienionej względem chwili $t-\Delta t$) wartości mocy minimalnej lub maksymalnej JG_{M1} w kierunku poboru

Aktualizacja odwołań do punktów WDB

W związku z aktualizacją odwołań zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

13.2(7.2)-(7.4)	(7.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz: (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (9); (7.3) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w górę, o najniższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (7.1)-(7.2), które: (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (9.1), (9.2), (9.6) i (9.7); o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy ZEB^{PP} i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (7.1)-(7.2); (7.4) Pasmo mocy o najwyższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (8.1)-(8.2), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (7.1)-(7.3), jest równa 0 MW.
13.2(8.2)-(8.4)	(8.2) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół w zakresie w jakim nie zostały aktywowane oraz: (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG określone w pkt (9); (8.3) Pasma mocy z przyjętych OEB odpowiadające energii bilansującej w dół, o najwyższych CDO, inne niż pasma mocy, o których mowa w pkt (8.1)-(8.2), które: (a) Były dostępne ze względu na warunki pracy sieci; oraz (b) Były dostępne ze względu na uwarunkowania pracy JG, określone w pkt (9.1), (9.2), (9.6) i (9.7); o łącznej mocy równej nieujemnej różnicy pomiędzy wartością bezwzględną ZEB^{PP} i sumą pasm mocy, o których mowa w pkt (8.1)-(8.2); (8.4) Pasmo mocy o najniższej cenie CDO z pasm, o których mowa w pkt (7.1)-(7.2), w przypadku gdy suma mocy pasm, o których mowa w pkt (8.1)-(8.3), jest równa 0 MW.
10(6) załącznika nr 2	(6) Zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych:

(poprzednio 10(3) załącznika nr 2)	(6.1)	Zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych określonych w załączniku nr 2, WDB, aktach prawnych lub dokumentach powołanych w pkt 3 następuje w trybie właściwym dla ich zmiany i obowiązuje od terminów w nich określonych (zwanych dalej terminem dostosowania) i ma zastosowanie również do zasobów, w odniesieniu do których jest ważne potwierdzenie spełnienia kryteriów kwalifikacji;
	(6.2)	W przypadku zasobu posiadającego status JWCD, któremu nie udzielono zwolnienia na podstawie § 14 ust. 1 rozporządzenia systemowego albo w §52 ust. 2 rozporządzenia systemowego, właściciel tego zasobu lub DUB dysponujący JG utworzoną z tego zasobu, ma obowiązek podjąć działania dostosowawcze i przystąpić do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w odniesieniu do zakresu usług bilansujących, które JWCD ma obowiązek świadczyć zgodnie z WDB oraz zakończyć z wynikiem pozytywnym proces kwalifikacji, uwzględniając zmiany wymagań technicznych i funkcjonalnych o których mowa w pkt (6.1), przed upływem terminu dostosowania;
	(6.3)	W przypadku zasobów innych niż powołane w pkt (6.2) właściciel tego zasobu lub DUB nie ma obowiązku podejmowania działań dostosowawczych oraz przystąpienia do procesu kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących i złożenia Wniosku, uwzględniając zmiany wymagań technicznych i funkcjonalnych, o których mowa w pkt (6.1), z zastrzeżeniem że jeżeli nie ukończy procesu kwalifikacji z wynikiem pozytywnym, to będzie to skutkowało utratą ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących w zakresie usług bilansujących objętych działaniami dostosowawczymi, z chwilą upływu terminu dostosowania;
	(6.4)	Jeżeli po złożeniu Wniosku, nastąpi zmiana wymagań technicznych i funkcjonalnych, o których mowa w pkt (6.1), to proces kwalifikacji jest prowadzony z uwzględnieniem nowych wymagań, chyba że podmiot reprezentujący zasób poinformuje pisemnie OSP, że podtrzymuje Wniosek o przeprowadzenie kwalifikacji wg wymagań dotychczasowych. W takim przypadku termin ważności potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia usług bilansujących nie może przekraczać terminu dostosowania, co nie zwalnia z obowiązku dostosowania zasobów do nowych wymagań w przypadku, o którym mowa w pkt (6.2).

W pkt 14.4.2 ppkt (9) (poprzednio ppkt (7)) zaktualizowano opis następujących oznaczeń:

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 (10)
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 (10)

W pkt 14.4.2 ppkt (10) (poprzednio ppkt (8)) zaktualizowano opis następujących oznaczeń:

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 (11) [MWh]

WE_t^-	–	Ilość energii bilansującej wymaganej do aktywacji w planie BPKD/BO i aktywowanej na RB dla OREB *t* z mocy JG z ceną CDO równą cenie CKOEB, reprezentująca odbiór energii bilansującej z RB, wyznaczona zgodnie z zasadami określonymi w pkt (12) [MWh]

Dostosowanie zapisów do wprowadzanej w Zmianach nr 6/2026 terminologii

W projekcie zmian pojęcie „energia bilansująca aktywowana poza europejskimi platformami wymiany energii bilansującej" zostało zastąpione przez „energia bilansująca aktywowana z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej". W związku z tym w Zmianach nr 6/2026 WDB zmodyfikowano brzmienie następujących punktów:

13.2(5)	(5) Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO dla danego OREB w zależności od zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej (ZEB^{PP}), jest równa: (5.1) Najwyższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia ZEB^{PP} w planie BPKD/BO, jeżeli $ZEB^{PP} > 0$; (5.2) Najniższej CDO z pasm przyjętych OEB wykorzystanych do pokrycia ZEB^{PP} w planie BPKD/BO, jeżeli $ZEB^{PP} < 0$; (5.3) Cenie uniknietej aktywacji energii bilansującej (CUA), o której mowa w pkt 13.3(8), jeżeli $ZEB^{PP} = 0$.
13.2(7.1)	(7.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w górę aktywowanej z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej (dostawa na RB);
13.2(8.1)	(8.1) Pasma mocy z przyjętych OEB w zakresie odpowiadającym energii bilansującej w dół aktywowanej z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej (odbiór z RB);
13.2(10)	(10) ZEB^{PP} jest równe sumie ilości energii bilansującej aktywowanej z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej (EB^{PP}) wszystkich JG skorygowanej o ilość energii wynikającej z następujących działań OSP: (10.1) Międzyoperatorskiej wymiany energii elektrycznej w ramach pomocy awaryjnej oraz redysponowania i zakupów przeciwnych; (10.2) Pozarynkowego redysponowania zasobów.

W pkt 13.3 ppkt (5) zaktualizowano opis następującego oznaczenia:

CEB_t^{PP}	–	Cena energii bilansującej aktywowanej z produktów niewymienianych na europejskich platformach wymiany energii bilansującej dla OREB odpowiadającego ORN *t* [zł/MWh]