

DOKUMENT WYJAŚNIAJĄCY

do projektu nowych Warunków Dotyczących Bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania, z dn. 21 lutego 2023 roku

Data przygotowania: 21 lutego 2023 roku.

Niniejszy dokument wyjaśniający składa się z opisu przedmiotu zmian oraz przyczyny zmian zawartych w projekcie nowych Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej WDB), oraz zawiera informację o planowanym terminie wejścia w życie WDB. Dokument wyjaśniający nie jest częścią WDB i nie może być podstawą praw ani obowiązków operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ani użytkowników systemu.

PRZEDMIOT ZMIAN

WDB w stosunku do obowiązujących zasad wprowadzają następujące główne zmiany:

- Nową strukturę podmiotową RB;
- Nową strukturę obiektową RB;
- Nowy katalog usług bilansujących;
- Zmiany w zakresie zgłoszeń danych handlowych i technicznych, w tym wprowadzenie zgłoszeń programów pracy;
- Zmiany w procesie planowania pracy KSE;
- Zasady uczestniczenia w europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań;
- Rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących;
- Wycenę i rozliczanie rezerwy operacyjnej;
- Zmiany zasad wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasad rozliczeń tych energii, w tym okresy rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania równe 15 minut.

Struktura podmiotowa RB

Nowa struktura podmiotowa RB wprowadza możliwość udziału podmiotu w RB jako **dostawcy usług bilansujących (DUB)** bez jednoczesnego obowiązku pełnienia na RB funkcji **podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (POB)**. Oznacza to, że podmiot będący uczestnikiem rynku bilansującego (URB) może być POB albo DUB albo jednocześnie POB i DUB. Wprowadzenie udziału w RB wyłącznie jako DUB otwiera możliwość oferowania usług bilansujących na RB przez podmioty, które nie są zainteresowane świadczeniem usługi bilansowania handlowego.

URB będącym POB jest:

- Podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii elektrycznej poprzez obszar RB oraz podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania;
- NEMO lub wskazany przez niego CCP NEMO, na podstawie umowy MNA OA, na mocy której podlega rozliczeniom z tytułu niezbilansowania.

Wyróżnia się następujące typy POB:

- **POB_Z** – podmiot odpowiedzialny za niezbilansowanie zasobów:
 - Których jest właścicielem albo podmiotem upoważnionym; lub
 - W odniesieniu do których został wskazany jako odpowiedzialny za ich niezbilansowanie przez właścicieli albo podmioty upoważnione albo sprzedawców energii elektrycznej w przypadku zasobów odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej;
- **POB_{GE}**, którym może być:
 - Podmiot prowadzący giełdę towarową, na której są zawierane transakcje sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, których realizacja następuje w obszarze RB;
 - Podmiot pełniący funkcję giełdowej izby rozrachunkowej, który prowadzi rozliczenia i rozrachunki transakcji sprzedaży i zakupu energii elektrycznej zawieranych na giełdzie towarowej, lub w obrocie pozagiełdowym, których realizacja następuje w obszarze RB;
 - Podmiot pełniący funkcję NEMO albo CCP NEMO;
- **POB_{OSD}** – OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada bezpośrednie połączenie z siecią przesyłową, działający jako przedsiębiorstwo bilansujące;
- **POB_{OSP}** – OSP, działający jako przedsiębiorstwo bilansujące.

URB będącym DUB jest podmiot, który ma zawartą umowę przesyłania z OSP, na mocy której, z wykorzystaniem zasobu albo grupy zasobów:

- Których jest właścicielem albo podmiotem upoważnionym; lub
- W odniesieniu do których został umocowany przez ich właścicieli albo podmioty upoważnione do korzystania i rozporządzania w zakresie niezbędnym do świadczenia usług bilansujących;

świadczy usługi bilansujące oraz podlega rozliczeniom w zakresie energii bilansującej, mocy bilansujących oraz rezerwy operacyjnej.

Zasady dotyczące kwalifikacji DUB do świadczenia usług bilansujących poprzez zasób lub grupę zasobów określa załącznik nr 2 do WDB.

Struktura obiektowa RB

Nowa struktura obiektowa RB powstała głównie w wyniku zmian wprowadzonych w zakresie jednostek grafików. Jednostki grafikowe pasywne oraz jednostki grafikowe aktywne w zakresie realizowanego poprzez te jednostki bilansowania handlowego zostały zastąpione **jednostkami bilansowymi (JB)**, natomiast jednostki grafikowe aktywne w zakresie w jakim poprzez te jednostki były świadczone usługi bilansujące zostały oznaczone jako **jednostki grafikowe (JG)**. Zmiany w zakresie pozostałych obiektów RB mają charakter porządkowy oraz dostosowujący do wprowadzonych rodzajów JB i JG.

Powyższe oznacza, że każdy zasób na potrzeby bilansowania handlowego jest reprezentowany w JB, a zasoby z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące dodatkowo wchodzi w skład JG. Tak więc dany zasób musi wchodzić w skład jednej JB oraz może wchodzić w skład jednej JG.

Właścicielem JB jest POB. Zgłoszenia umów sprzedaży energii oraz rozliczenia niezbilansowania są realizowane dla poszczególnych JB. Jeżeli w skład JB wchodzi zasoby, które jednocześnie są reprezentowane w JG, to przy wyznaczaniu niezbilansowania JB jest uwzględniana korekta niezbilansowania wynikająca z poleconego przez OSP wykonania usług bilansujących świadczonych z wykorzystaniem tych zasobów.

WDB wprowadzają następujące **rodzaje JB**:

- Jednostkę bilansową zasobów (**JB_Z**) – będącą podstawową jednostką do prowadzenia bilansowania handlowego zasobów;
- Jednostkę bilansową wymiany międzysystemowej (**JB_{WM}**), w podziale na:
 - Jednostkę bilansową wymiany międzysystemowej POB (**JB_{WMP}**);
 - Jednostkę bilansową wymiany międzysystemowej OSP (**JB_{WMO}**);
- Jednostką bilansową giełdy energii (**JB_{GE}**); oraz
- Jednostkę bilansową operatora systemu (**JB_{OS}**).

Właścicielem JG jest DUB. Poprzez JG DUB świadczy usługi bilansujące. Dla JG muszą być dokonywane zgłoszenia programów pracy i ofert zintegrowanego procesu grafikowania oraz w odniesieniu do JG są prowadzone rozliczenia w związku ze świadczeniem usług bilansujących, dotyczące energii bilansującej, mocy bilansujących poszczególnych typów rezerwy mocy oraz rezerwy operacyjnej.

WDB wprowadzają kilka rodzajów JG różniących się modelem aktywnego udziału w RB, ze względu na specyfikę zasobów tworzących JG, oraz zakresem dysponowania JG przez OSP.

Zakres dysponowania JG przez OSP określa wartość znacznika aktywności (ZAK):

- **ZAK = 1** – JG podlega poleceniom OSP w pełnym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w pełnym zakresie mocy dyspozycyjnej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG. Znacznik może być przypisany JG utworzonej z jednego zasobu;
- **ZAK = 2** – JG podlega poleceniom OSP w ograniczonym zakresie dysponowania, obejmującym zmianę obciążenia w zakresie oferowanej mocy dyspozycyjnej, w wyniku

wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla JG. Znacznik może być przypisany JG utworzonej z jednego zasobu albo grupy modułów wytwarzania energii (MWE) wchodzących w skład jednej elektrowni szczytowo-pompowej;

- **ZAK = 3** – JG podlega poleceniom OSP w zakresie jak ZAK = 2, przy czym znacznik może być przypisywany JG utworzonej z więcej niż jednego zasobu.

W WDB zdefiniowane są następujące **rodzaje JG**:

- Jednostka grafikowa wytwórcza (**JG_W**):
 - Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 1 (**JG_{W1}**);
 - Jednostka grafikowa wytwórcza z ZAK = 2 (**JG_{W2}**);
- Jednostka grafikowa magazynu (**JG_M**):
 - Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 1 (**JG_{M1}**);
 - Jednostka grafikowa magazynu z ZAK = 2 (**JG_{M2}**);
- Jednostka grafikowa odbiorcza (**JG_O**) – występująca wyłącznie z ZAK = 2;
- Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych (**JG_Z**):
 - Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 1 (**JG_{Z1}**);
 - Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 2 (**JG_{Z2}**);
 - Jednostka grafikowa źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych z ZAK = 3 (**JG_{Z3}**);
- Jednostka grafikowa agregatu (**JG_A**) – występująca wyłącznie z ZAK = 3.

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

- Nie mniejsza niż **0,2 MW**;
- Nie większa niż **50 MW**, za wyjątkiem następujących przypadków:
 - Grupa MWE tworząca JG wchodzi w skład jednego zakładu wytwarzania energii oraz występują powiązania technologiczne w procesie wytwarzania energii elektrycznej pomiędzy tymi MWE, które uniemożliwiają funkcjonowanie tych MWE na RB jako niezależne JG;
 - Grupa zasobów tworząca JG wchodzi w skład jednego zamkniętego systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 9da ustawy Prawo energetyczne.

Dla okresu od dnia wejścia w życie WDB do dnia 31 grudnia 2024 r. zasoby agregowane w ramach pojedynczej JG_{Z3} lub pojedynczej JG_A muszą być przyłączone do jednego węzła sieci przesyłowej albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle sieci elektroenergetycznej o napięciu 110 kV albo przyłączone lub odwzorowane w jednym węźle łączącym sieć o napięciu 110 kV z siecią średniego napięcia w podziale na szyny po stronie średniego napięcia.

Katalog usług bilansujących

WDB wprowadzają katalog usług bilansujących pozyskiwanych przez OSP, na które składają się:

- **Energia bilansująca;**
- **Moce bilansujące;**

- Rezerwa utrzymania częstotliwości w górę (**FCR^G**) i w dół (**FCR^D**);
- Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w górę (**aFRR^G**) i w dół (**aFRR^D**);
- Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę (**mFRRd^G**) i w dół (**mFRRd^D**);
- Rezerwa zastępcza w górę (**RR^G**) i w dół (**RR^D**).

Wymagane wielkości mocy bilansujących poszczególnych typów rezerwy mocy OSP określa na podstawie zasad zawartych w WDB lub zasad określonych w aktach prawnych i dokumentach, do których zawarte zostały odwołania w WDB.

Regulacja dotycząca usług systemowych innych niż wchodzące w skład mocy bilansujących, w zakresie w jakim OSP będzie je pozyskiwał, będzie zawarta w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych na RB

Zgłoszenia danych handlowych i technicznych są dokonywane na RB w trzech, następujących po sobie etapach:

- Zgłoszenia ofert portfolio na moce bilansujące (**OPMB**) w ramach rynku mocy bilansujących (**RMB**);
- Zgłoszenia umów sprzedaży energii (**USE**), zgłoszenia programów pracy (**PP**) i zgłoszenia ofert zintegrowanego procesu grafikowania (**OZPG**) w ramach RB dnia następnego (**RBN**);
- Zgłoszenia USE, zgłoszenia PP i zgłoszenia OZPG, za wyjątkiem zgłoszenia oferty technicznej (**OT**), w ramach RB dnia bieżącego (**RBB**).

Zgłoszenia OPMB zawierają dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących bez wskazywania JG, poprzez które nastąpi dostarczenie mocy bilansujących. Zgłoszenia OPMB są opcjonalne i są dokonywane przez OR, który został wyznaczony przez DUB jako odpowiedzialny za zgłaszanie OPMB.

Zgłoszenia USE dotyczą JB i są dokonywane w celu fizycznej realizacji USE. Zgłoszenia USE zawierają dane handlowe o ilościach dostaw energii elektrycznej, określonych z dokładnością do 0,001 MWh, wynikających z zawartych transakcji handlowych, realizowanych poprzez daną JB dla poszczególnych **okresów rozliczania niebilansowania (ORN) równych 15 minut**.

Zgłoszenia USE są obowiązkowe w ramach RBN oraz opcjonalne w ramach RBB i mogą być dokonywane najpóźniej na 55 minut przed rozpoczęciem ORN, którego dotyczy zgłoszenie USE.

Zgłoszeń USE dla JB, analogicznie jak to ma miejsce w dotychczasowych rozwiązaniach, dokonuje operator rynku (**OR**), który realizuje funkcje operatorskie dla danej JB.

Zgłoszenia PP i OZPG dotyczą JG, przy czym na zgłoszenie OZPG może składać się zgłoszenie:

- Oferty na energię bilansującą (**OEB**);
- Oferty na moce bilansujące (**OMB**); oraz
- Oferty technicznej (**OT**).

Zgłoszenia PP, OEB, OMB są obowiązkowe w ramach RBN oraz opcjonalne w ramach RBB i mogą być dokonywane najpóźniej na 55 minut przed rozpoczęciem godziny, której dotyczy zgłoszenie PP, OEB lub OMB.

Zgłoszeń PP i OZPG dokonuje OR, który realizuje funkcje operatorskie dla danej JG.

OEB i OT dla JG, analogicznie jak to ma miejsce w dotychczasowych rozwiązaniach, zawierają dane handlowe i techniczne dotyczące dostawy i odbioru energii bilansującej przez JG, przy czym w OEB dane dotyczą **okresów rozliczania energii bilansującej (OREB) równych 15 minut** oraz wprowadzone zostało odrębne określanie ceny ofertowej aktywacji w górę i ceny ofertowej aktywacji w dół dla danego pasma ofertowego.

OEB dla JG_{Z3} i JG_A dodatkowo musi zawierać informację jak aktywacja energii bilansującej JG będzie realizowana w podziale na:

- JB, w których są bilansowane handlowo zasoby wchodzące w skład JG;
- Lokalizacje (węzły odwzorowania zasobów), w których są przyłączone lub odwzorowane zasoby tworzące JG.

OMB dla JG zawierają dane handlowe określające uwarunkowania handlowe dostarczenia mocy bilansujących poprzez JG dla poszczególnych OREB.

Wprowadzenie zgłoszeń OPMB i OMB jest bezpośrednio związane ze zmianami w zakresie pozyskiwania mocy bilansujących, o których mowa dalej w części „Rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansującej”.

Jednym z kluczowych elementów, które wprowadzają WDB, jest **obowiązek zgłaszania PP dla każdej JG** w ramach RBN wraz z możliwością ich aktualizacji w ramach RBB, najpóźniej na 55 minut przed rozpoczęciem godziny, której dotyczy zgłoszenie PP. Dane zawarte w PP dotyczą OREB i stanowią, o czym mowa również dalej, podstawę dobowego procesu planowania KSE.

W ramach programu pracy zawarte są:

- Grafiki obciążenia, określający planowaną przez DUB moc obciążenia JG albo w przypadku JG_Z planowaną przez DUB wartość redukcji generacji mocy;
- W zależności od rodzaju JG:
 - Dla JG_{w1}, JG_{M1}: wartość stanu JG;
 - Dla JG z ZAK = 1: wartość znacznika wymuszonej pracy (ZWP);
 - Dla JG z ZAK ≠ 1: wartość znacznika usług bilansujących (ZUB) określającego czy dla danego OREB usługi bilansujące JG mogą być pozyskane na RB;
- W przypadku zgłoszeń PP w ramach RBN: grafiki mocy bilansujących, zawierające dane dotyczące planowanych do dostarczenia mocy bilansujących, które zostały nabyte w ramach RMB.

Zgłoszenia PP dla JG muszą być wykonalne ze względu na uwarunkowania techniczne pracy danej JG oraz grupy JG, do której należy dana JG, jeżeli dla tej grupy są zdefiniowane dodatkowe ograniczenia/uwarunkowania techniczne. Dodatkowo zgłoszenia PP dla JG z ZAK ≠ 1 muszą być spójne z uwarunkowaniami handlowymi określonymi w OEB.

PP dla JG_M, ze względu na ograniczenia związane z pojemnością i stanem naładowania magazynu, uwzględnia dodatkowo potencjał dostawy i odbioru udostępniany przez DUB do wykorzystania w procesach bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Potencjał dostawy oznacza maksymalne możliwe zmniejszenie stanu naładowania magazynu energii elektrycznej (MEE) albo elektrowni szczytowo-pompowej (ESP) związanej z JG_M, w ramach aktywacji energii bilansującej w wyniku polecenia przez OSP bieżącego punktu pracy JG_M większego niż grafik obciążenia JG_M. Potencjał odbioru oznacza maksymalne możliwe zwiększenie stanu naładowania MEE albo ESP związanej z JG_M, w ramach aktywacji energii bilansującej w wyniku polecenia przez OSP bieżącego punktu pracy JG mniejszego niż grafik obciążenia JG. Potencjały dostawy i odbioru mogą dotyczyć wybranych okresów doby handlowej, tj. możliwe jest udostępnienie potencjałów dostawy i odbioru na całą dobę handlową, wybrane godziny lub pojedyncze okresy 15 minutowe doby handlowej. Energia bilansująca wynikająca z aktywacji mocy bilansujących innych niż RR oraz energia wynikająca z realizacji grafiku obciążenia z programu pracy JG nie wpływają na wielkości potencjałów dostawy i odbioru.

PP dla JG_A, ze względu na możliwość agregowania zasobów zarówno dostarczających jak i odbierających energię elektryczną z sieci i związane z tym saldowanie energii wskazanej w grafiku obciążenia, uwzględnia dodatkowo grafik obciążenia w podziale na lokalizacje (węzły odwzorowania zasobów), w których są przyłączone lub odwzorowane zasoby tworzące JG_A.

Zmiany w planowaniu pracy KSE

WDB wprowadzają szereg zmian w planowaniu pracy KSE. Do najważniejszych z tych zmian należą:

- Wprowadzenie PP poszczególnych JG do procesów planowania pracy KSE;
- Wdrożenie planowania w wielkościach netto;
- Wprowadzenie poleceń ruchowych wyrażanych w mocy „na punkt” zamiast w energii w okresie;
- Skrócenie okresu planowania z 15 minut do 5 minut w ramach planowania czasu rzeczywistego.

Wprowadzenie PP poszczególnych JG, zweryfikowanych pod względem ich technicznej wykonalności ze względu na ograniczenia zasobów tworzących JG, do procesów planowania pracy KSE oznacza uwzględnienie danych zawartych w PP jako punktów odniesienia w procesach optymalizacji w ramach ZPG, w stosunku do których są wyznaczane bieżące punkty pracy JG (polecenia ruchowe OSP).

Na potrzeby wprowadzenia PP poszczególnych JG do procesów planowania pracy KSE oraz uwzględnienia korekt PP JG w rozliczeniach usług bilansujących oraz rezerwy operacyjnej, w procesach RB wyróżnione zostały następujące rodzaje PP dla danej JG i doby handlowej:

- **Program pracy deklarowany (PPD)** – podstawowo odpowiada zgłoszonemu PP, przyjętemu do realizacji po sprawdzeniu jego poprawności, przy czym w przypadku nabycia mocy bilansujących w trybie uzupełniającym, ze względu na brak zgłaszania w PP na RBB danych w zakresie nabytych mocy bilansujących, PPD jest aktualizowany w tym zakresie przez OSP;
- **Program pracy zweryfikowany (PPZ)** – odpowiada PPD z uwzględnieniem zmian dyspozycyjności JG nieuwzględnionych w PPD. Grafiki obciążenia i grafiki mocy bilansujących ze zweryfikowanych programów pracy poszczególnych JG stanowią punkty odniesienia w planowaniu pracy tych JG w procesach planowania pracy KSE;
- **Program pracy skorygowany (PPS)** – jest wyznaczany po uzyskaniu wyników ZPG w ramach RBN i aktualizowany w kolejnych iteracjach ZPG dotyczących danej doby

handlowej w ramach RBB. Dane z PPS dotyczące poszczególnych JG są przekazywane DUB do realizacji w ramach planów koordynacyjnych: **PKD**, BPKD dnia bieżącego (**BPKD-DB**) oraz BPKD czasu rzeczywistego (**BPKD-CR**).

Wdrożenie planowania w wielkościach netto oznacza, że bieżące punkty pracy określane dla JG w ramach ZPG, podobnie jak wartości grafików obciążenia w zgłoszonych PP dla JG, są wyrażane w wielkościach netto. Zapewnia to spójność pomiędzy wielkościami ruchowymi oraz wielkościami kontraktowymi i rozliczeniowymi, które są również wyrażane w wielkościach netto.

Bieżące punkty pracy JG są wyrażane jako chwilowa moc obciążenia JG albo chwilowa wielkość redukcji JG w przypadku JGz, na koniec poszczególnych okresów planowania. Realizacja zmiany obciążenia pomiędzy sąsiednimi okresami planowania jest realizowana liniowo, za wyjątkiem odstawienia JG_{W1} i JG_{M1}, dla którego moc obciążenia jest równa 0 MW dla całego okresu planowania.

Czas trwania okresu planowania jest różny w zależności od horyzontu planowania ZPG. W przypadku planowania dla horyzontu dnia następnego lub dnia bieżącego (odpowiednio plany PKD i BPKD-DB) okres planowania wynosi **15 minut**, a w przypadku planowania dla horyzontu czasu rzeczywistego (BPKD-CR) okres planowania wynosi **5 minut**.

Dla okresu od dnia wejścia w życie WDB do dnia 31 grudnia 2024 r. wyniki ZPG z okresem planowania równym 5 minut będą wyznaczone na podstawie wyników ZPG z okresem planowania równym 15 minut.

Zasady działania algorytmów optymalizacji stosowanych w planowaniu pracy JG są opisane w załącznik nr 1 do WDB.

Europejska platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych

WDB wprowadzają zasady integracji RB z europejską platformą wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych (platforma RR). Zasady te dotyczą:

- Wyznaczania zagregowanych ofert na energię bilansującą z rezerw zastępczych na potrzeby przekazania ich na platformę RR;
- Wyznaczania zapotrzebowania na energię bilansującą z rezerw zastępczych do pokrycia w ramach platformy RR;
- Uwzględniania wyników platformy RR w procesie planowania pracy KSE i w rozliczeniach energii bilansującej z DUB;
- Rozliczania rezerwy operacyjnej powstałej w wyniku aktywacji energii bilansującej na platformie RR.

Przedmiotowe zasady będą miały zastosowanie od daty, w której OSP zacznie uczestniczyć w procesach operacyjnych prowadzonych na platformie RR.

Europejska platforma dla procesu kompensowania niezbilansowań

OSP uczestniczy w procesie kompensowania niezbilansowań na europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań (platformie IN) na zasadach określonych w ramach wdrażania IN. OSP prowadząc ruch sieciowy uwzględni wyniki procesu kompensowania niezbilansowań na platformie IN.

Rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansującej

WDB wprowadzają nowe, **oparte na zasadach konkurencji**, mechanizmy pozyskiwania i rozliczania mocy bilansujących.

Zgodnie z WDB, OSP nabywa moce bilansujące odrębnie dla kierunku w górę i w dół, tj. nabywa rezerwę mocy następujących typów: FCR^G, FCR^D, aFRR^G, aFRR^D, mFRRd^G, mFRRd^D, RR^G i RR^D. Moce bilansujące mogą być świadczone przez JG każdego rodzaju pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w WDB, w tym uzyskania przez DUB w odniesieniu do danej JG potwierdzenia spełnienia kryteriów kwalifikacji do świadczenia mocy bilansującej danego typu rezerwy mocy, zgodnie z załącznikiem nr 2 do WDB.

WDB wprowadzają dwa tryby nabywania mocy bilansujących:

- **Podstawowy** – w ramach RMB na podstawie OPMB dla poszczególnych godzin doby handlowej (okresów nabywania mocy bilansujących w trybie podstawowym);
- **Uzupełniający** – w ramach ZPG na podstawie OZPG oraz PP dla poszczególnych okresów 15-minutowych doby handlowej (okresów nabywania mocy bilansujących w trybie uzupełniającym).

Moce bilansujące w trybie podstawowym są nabywane bez informacji, które JG należące do DUB będą świadczyły moce bilansujące. Zgłoszone OPMB powinny uwzględniać ograniczenia w możliwości świadczenia mocy bilansujących, które OSP publikuje do godz. 7.30 doby poprzedzającej dobę handlową, dla której nabywane są moce bilansujące, wynikające z warunków pracy sieci oraz konieczności rozproszenia geograficznego mocy bilansujących. Moce bilansujące nabyte w trybie podstawowym muszą być przekazane OSP w podziale na JG w ramach zgłoszeń PP na RBN.

Tryb uzupełniający nabywania mocy bilansujących ma na celu zapewnienie wymaganych wielkości mocy bilansujących w następujących przypadkach:

- Nie było możliwe pokrycie zapotrzebowania na moce bilansujące w trybie podstawowym;
- Wystąpiła konieczność odbudowania mocy bilansujących, tj. nabycia dodatkowych mocy bilansujących z powodu niedostarczenia wcześniej nabytych mocy bilansujących albo ich wykorzystania w przypadku mFRRd;
- Wystąpiła aktualizacja (zmiana) wartości zapotrzebowania na moce bilansujące.

Dla każdego typu mocy bilansującej, nabytej w trybie podstawowym i uzupełniającym są wyznaczane ceny rozliczeniowe, równe odpowiednio:

- Najwyższej cenie ofertowej rezerwy mocy danego typu nabytej w trybie podstawowym dla danego okresu nabywania mocy bilansujących w trybie podstawowym;
- Najwyższej cenie ofertowej, po jakiej została nabyta rezerwa mocy danego typu w trybie uzupełniającym w ramach wszystkich iteracji ZPG dla danego okresu rozliczania mocy bilansującej, równego OREB.

W ramach rozliczenia mocy bilansujących JG dla danego OREB, poza rozliczeniem należności za nabyte moce, są uwzględniane opłaty związane z niedostarczeniem mocy bilansujących, wyznaczone wg zasad określonych w WDB, w przypadku gdy nabyte moce nie zostały dostarczone przez daną JG.

Mechanizm wyceny rezerwy operacyjnej

Rezerwa operacyjna jest określana jako wielkość rezerwy mocy możliwej do wykorzystania przez OSP jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii elektrycznej z sieci przez aktywację ofert na energię bilansującą, dostępną z okresem przygotowawczym nie dłuższym niż 30 minut.

Cena rezerwy operacyjnej jest wyznaczana w oparciu o krzywą opisującą zależność prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (LOLP) od wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG.

Krzywa LOLP jest określana za pomocą funkcji kawałkami liniowej, stanowiącej przybliżenie empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa spadku rezerwy operacyjnej poniżej wielkości minimalnej w wyniku wystąpień źródeł niepewności zbilansowania, tj.:

- Błędu prognozy zapotrzebowania na moc KSE;
- Błędu prognozy generacji mocy przez MWE farm wiatrowych;
- Błędu prognozy generacji mocy przez MWE farm fotowoltaicznych;
- Odchylenia pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą sumaryczną generacją mocy MWE i MEE nieuczestniczących aktywnie w RB, innych niż MWE farm wiatrowych i fotowoltaicznych;
- Zmiany dostępnej dla OSP mocy JG;
- Odchylenia pomiędzy planowaną oraz rzeczywistą wielkością wymiany międzysystemowej.

Cena rezerwy operacyjnej rośnie wraz ze spadkiem wielkości rezerwy operacyjnej i osiąga wartość maksymalną, równą górnemu limitowi dobowemu ceny rezerwy operacyjnej, dla wielkości rezerwy operacyjnej niższej niż minimalna wielkość rezerwy operacyjnej.

Cena rezerwy operacyjnej jest uwzględniana przy wyznaczaniu ceny energii bilansującej oraz ceny energii niezbilansowania. Prognozowane wartości ceny rezerwy operacyjnej będą wykorzystywane przy wyznaczaniu cen pasm mocy zagregowanej oferty na energię bilansującą z rezerw zastępczych.

Wycena energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasady rozliczeń tych energii

Podmiotem rozliczanym na RB jest **URB**. Dla każdej JG oraz JB jest wyznaczana odpowiednio ilość **energii bilansującej** oraz ilość **energii niezbilansowania**. Na ilość energii bilansującej JG składają się: energia bilansująca aktywowana na platformie RR oraz energia bilansująca aktywowana poza platformą RR w ramach krajowego RB. Ilość energii niezbilansowania JB jest wyznaczana na podstawie USE oraz danych pomiarowych, przy uwzględnieniu korekty niezbilansowania wynikającej z poleconego przez OSP wykonania usług bilansujących świadczonych z wykorzystaniem zasobów bilansowanych handlowo w ramach JB.

Cena energii bilansującej aktywowanej na platformie RR (CEB^{RR}) jest ceną energii bilansującej wyznaczoną przez platformę RR.

Cena energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR (CEB^{PP}) jest równa sumie ceny krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO) oraz ceny rezerwy operacyjnej. Cena krańcowej oferty na energię bilansującą w planie BPKD/BO

jest wyznaczana na podstawie pasm swobodnie wykorzystanych do pokrycia zapotrzebowania na energię bilansującą w obszarze RB pokrytego przez energię aktywowaną poza platformą RR.

Cena energii niezbilansowania (CEN) jest wyznaczana na podstawie stanu zakontraktowania KSE, średniej ważonej ceny energii bilansującej oraz ceny SDAC. Średnia ważona cena energii bilansującej jest wyznaczana na podstawie (i) cen energii bilansującej aktywowanej poza platformą RR, cen energii bilansującej aktywowanej na platformie RR oraz ilości energii bilansującej aktywowanej dla kierunku odpowiadającego stanowi zakontraktowania KSE odpowiednio poza platformą RR i na platformie RR, albo (ii) jako suma ceny unikniętej aktywacji i ceny rezerwy operacyjnej, jeżeli dla kierunku odpowiadającego stanowi zakontraktowania KSE, poza platformą RR i na platformie RR nie została aktywowana energia bilansująca.

Dodatkowo dla JG, w ramach rozliczenia energii bilansującej, wprowadzone zostały mechanizmy **rozliczeń uzupełniających**, mające na celu pokrycie uzasadnionych kosztów związanych z dostawą i odbiorem energii bilansującej przez JG, które nie zostały pokryte w pierwotnym rozliczeniu na RB.

Dla każdej JG stosuje się korektę należności za energię bilansującą z tytułu energii odchylenia, wynikającej z niepoprawnej realizacji przez poszczególne JG poleceń ruchowych OSP.

Rozliczenia energii bilansującej JG oraz rozliczenia energii niezbilansowania JB są realizowane dla odpowiednio OREB i ORN, które są równe **15 minut**.

Pozostałe zmiany

WDB wprowadzają szereg innych zmian, niewyszczególnionych w powyższym zestawieniu. Zmiany te mają charakter porządkowy oraz dostosowujący do nowych kluczowych zasad RB wprowadzanych WDB.

PRZYCZYNA ZMIAN

Podstawową przyczyną zmiany WDB jest dostosowanie zasad funkcjonowania RB do nowych wymagań formalno-prawnych wynikających z:

1. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
2. Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania;
3. Zobowiązania Polski z procesu notyfikacji do Komisji Europejskiej wdrożenia rynku mocy, zawartego w pkt 16 decyzji SA.46100 z dn. 7 lutego 2018 r.;

zgodnie z projektem rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 grudnia 2022 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Projekt rozporządzenia) oraz Planem wdrażania reform rynku energii elektrycznej opracowanym zgodnie z art. 20 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 (Plan wdrażania).

Plan wdrażania przewiduje reformę rynku bilansującego podzieloną na dwa etapy, przy czym pierwszy etap został wdrożony 1 stycznia 2021 r., a drugi jest wdrażany m.in. Projektem rozporządzenia oraz przez przedmiotowe WDB.

Poza dostosowaniem zasad funkcjonowania RB do nowych wymagań formalno-prawnych, o których mowa powyżej, WDB wprowadzają rozwiązania wspierające realizację wymagań formalno-prawnych oraz umożliwiające rozpoczęcie wdrażania europejskich platform wymiany energii bilansującej, mające na celu:

- Zapewnienie zgodności grafików handlowych z uwarunkowaniami technicznymi pracy jednostek grafików je realizujących;
- Stworzenie zachęt wspierających inwestycje w elastyczność po stronie odbioru i wytwarzania;
- Poprawę sygnałów cenowych RB, w tym w okresach niedoboru mocy;
- Stworzenie zachęt do zgłaszania zbilansowanej pozycji na RB, w tym eliminację zachęt ekonomicznych do arbitrażu pomiędzy rynkiem dnia następnego a RB.

PLANOWANY TERMIN WEJŚCIA W ŻYCIE WDB

Data określona przez Prezesa URE w decyzji zatwierdzającej WDB, nie wcześniejsza niż 1 stycznia 2024 r.