



Warszawa, 25 listopada 2025 r.

Szanowny Pan

Milosz Motyka

Minister Energii

Szanowny Panie Ministrze,

w imieniu zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Fundacji RE-Source Poland Hub przekazujemy stanowisko dotyczące opublikowanego projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr projektu UD284) wskazujące na istotną potrzebę dokonania korekt projektu w zaproponowanym zakresie.

1. Uwagi dotyczące proponowanego obliga giełdowego

W pierwszej kolejności należy wskazać, że poprzednio obowiązujące tzw. “obliga giełdowe” nie dotyczyło energii z Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), a objęci nim byli z uwagi na zintegrowaną pionowo strukturę właścicielską przede wszystkim wytwórcy w jednostkach konwencjonalnych (węglowych, gazowych). OZE, z uwagi na rozproszoną strukturę właścicielską, nigdy nie było brane pod uwagę w kontekście takich rozwiązań. Tym bardziej dziwi nas fakt, że źródła OZE zgodnie z projektem zostały potraktowane inaczej niż inne źródła wytwórcze. Spod obliga giełdowego zostały wyłączone źródła OZE o mocy poniżej 10 MW przy jednoczesnym wyłączeniu innych źródeł wytwórczych na poziomie 50 MW. Takie dyskryminacyjne potraktowanie źródeł OZE jest dla nas całkowicie nie-zrozumiałe. Pragniemy podkreślić, że sektor energetyki wiatrowej jest świadomy potrzeby przeprowadzenia strukturalnej reformy rynku energii w Polsce, lecz w naszej ocenie symetryzm proponowanych rozwiązań w stosunku do wszystkich kategorii aktywów istotnie wpłynie na ograniczenie rozwoju oraz sprzedaży energii elektrycznej ze źródeł OZE bez wyraźnej poprawy zakładanych przez Ministerstwo wskaźników. Należy wskazać, że wszelkie działania zmierzające do zmiany funkcjonowania tego rynku powinny być przemyślane i poddane szerszej dyskusji z udziałem wszystkich uczestników rynku. Tym samym pragniemy wskazać, że jesteśmy otwarci na wszelkie rozmowy i wspólne prace nad wypracowaniem rozwiązań, które będą akceptowalne oraz korzystne dla wszystkich uczestników rynku.



W ocenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej i Fundacji RE-Source Poland Hub przywrócenie tzw. “obliga giełdowego” nie powinno prowadzić do zmiany katalogu obowiązujących wcześniej na gruncie art. 49¹ ustawy Prawo energetyczne tj. wyłączeń od stosowania powyższego obliga. Wyłączenie takie powinno dotyczyć wszystkich źródeł OZE, bez względu na ich skalę. Co więcej, kluczowym jest utrzymanie poprzednio obowiązujących wyłączeń od obowiązku obliga dla jednostek, których finansowanie realizowane jest w ramach finansowania projektowego (project finance) lub korporacyjnego (corporate finance). Jednocześnie, jesteśmy przeciwni rozwiązaniu, zgodnie z którym przewidziane w ustawie wyłączenia dotyczące źródeł OZE nie mają zastosowania dla kontraktów sprzedaży energii zawieranych w ramach grup kapitałowych.

Poniżej przedstawiamy szczegółowe argumenty za poparciem wskazanych powyżej postulatów oraz wskazujemy na możliwe negatywne implikacje wynikające z nałożenia obliga giełdowego na energię elektryczną pochodzącą z OZE:

1. Nieproporcjonalnie duże koszty związane z wprowadzeniem obliga giełdowego dla sektora OZE, które będą się wiązały m.in. z koniecznością uzyskania przez pojedyncze jednostki wytwórcze (osobne spółki, tzw. “Special Purpose Vehicle – SPV”) koncesji na obrót energią elektryczną. Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej nie obejmuje bowiem możliwości odkupienia energii, zatem ogranicza jednostkom OZE możliwość korekty swojej kontraktacji w sytuacji aktualizacji prognozy wytwarzania bliżej czasu rzeczywistego (np. w ramach rynku dnia bieżącego). Ponadto branża będzie musiała sprostać dodatkowym wydatkom związanym z uzyskaniem dostępu do aktywnego udziału w giełdzie takim jak koszt zabezpieczeń finansowych oraz opłat giełdowych. Należy przy tym wskazać koszty związane z uzyskaniem odpowiedniego oprogramowania i dostosowania wewnętrznych systemów IT do operacji giełdowych, a także zatrudnienia dodatkowych pracowników w tym zakresie. Wielu wytwórców energii z OZE nie będzie w stanie ponieść tego typu kosztów. Należy w tym miejscu podkreślić, że w przeciwieństwie do wytwórców w jednostkach konwencjonalnych, gdzie moc zainstalowana wynosi po kilkaset MW mocy wytwórcy w źródłach OZE to najczęściej mali wytwórcy, o mocy zainstalowana od kilku do kilkudziesięciu MW.
2. Konieczność realizacji obliga przez pojedyncze jednostki wytwórcze spowoduje dezorganizację procesów integracji hurtowego rynku energii elektrycznej, jakie mają



miejsce w grupach kapitałowych. Jednocześnie należy mieć na uwadze, że nie będzie miała wpływu na zwiększenie wolumenów energii elektrycznej kierowanych na giełdę.

3. Wprowadzenie obliga giełdowego dla jednostek OZE przełoży się na znaczny wzrost ich kosztów bilansowania handlowego, ze względu na to, że jeśli jednostka sama będzie swoim Podmiotem Odpowiedzialnym za Bilansowanie (POB) to utraci ona możliwość zbiorczego rozliczenia niezbilansowań w ramach grupy bilansującej, którą w tym momencie tworzy wraz ze wszystkimi innymi zasobami reprezentowanymi w ramach Jednostki Bilansowej (JB) danego POBa. Tym samym ogranicza to możliwość uzyskania efektów synergii, ograniczenia możliwości aktywnego zarządzania portfelami przez POBów prowadząc do konieczności osobnego bilansowania każdego źródła, czy wręcz konieczności przejścia przez to źródło całkowitego (niezryczałowanego) ryzyka niezbilansowania, co jest nieakceptowalne z perspektywy instytucji finansujących budowę źródeł odnawialnych jako, że stanowi w ich rozumieniu potencjalnie nieograniczoną wielkość kosztów, które w 100% będą musiały brać na siebie jednostki OZE. Odpowiedzialność tę w odniesieniu do źródeł OZE aktualnie przejmują na siebie wykwalifikowane spółki obrotu pełniące dla tych źródeł rolę POBa, w zamian za zryczałtowaną stawkę opłat, która najczęściej przyjmuje formę ryczałtu PLN/MWh wyprodukowanej energii lub dodatkowych ewentualnych opłat stałych. Jeśli natomiast doszłoby do przekazania funkcji POB do małych samodzielnie funkcjonujących podmiotów, zanikają wówczas efekty synergii funkcjonujące dla takiego profesjonalnie funkcjonującego agregatora i rosną istotnie wówczas koszty bilansowania, co w dużej skali przeniesie się na odbiorcę końcowego który w coraz większym stopniu będzie beneficjentem „zielonej energii” w systemie elektroenergetycznym. Należy równocześnie wskazać, że problem poprawnego prognozowania produkcji, jak i profesjonalnego zarządzania potencjalnymi niezbilansowaniami jest problemem, który ma nieporównywalnie większe znaczenie z perspektywy jednostek OZE niż w przypadku innych jednostek wytwórczych ze względu na pogodozależny charakter źródła oraz wymagania techniczne w zakresie planowania i sterowania ich produkcją. **W związku z tym obliga giełdowe dla OZE, należy uznać za nieadekwatne rozwiązanie do potrzeb poprawienia płynności rynku energii elektrycznej oraz poprawienia jakości bilansowanie energii na nim, a bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego zapewnić może jedynie zniesienie barier do aktywnego uczestnictwa źródeł OZE na rynku bilansującym jako dostawcy usług bilansujących oraz usług elektryczności w sieciach dystrybucyjnych.** Wprowadzenie obliga dla źródeł OZE, a potencjalnie



ograniczy także (czy wręcz uniemożliwi) realizację nowych inwestycji, które nie będą w stanie uzyskać finansowania niezbędnego do ich realizacji.

4. Z uwagi na charakter rozproszony działalności obsługę handlową wytwórców energii w źródłach OZE standardowo realizują wykwalifikowane podmioty, które kupują od nich energię w ramach umów PPA (w szczególności Route-to-Market PPA) w celu jej wprowadzenia na rynek. Ze względu na pogodowo zależny charakter źródeł OZE spółki obrotu i tak najczęściej sprzedają energię z tych źródeł ramach giełdowego rynku SPOT, które ze względu na zbliżony do czasu dostawy moment kontraktacji umożliwiają uwzględnienie lepszej prognozy generacji. W związku z tym trudno oczekiwać, że wprowadzenie generalnego obliga giełdowego dla źródeł OZE doprowadzi do istotnego zwiększenia wolumenów zielonej energii na rynku SPOT czy tym bardziej że pozytywnie wpłyną na ceny energii elektrycznej na tym rynku, jako że energia ta będzie obciążona dodatkowymi kosztami prowadzenia obrotu energią bezpośrednio przez jednostki OZE, koszty uczestnictwa na giełdzie, opłaty handlowe, co zostanie odzwierciedlone w składanych przez nie ofertach sprzedaży energii na giełdzie i obniży atrakcyjność rynkową energii wyprodukowanej w źródłach OZE, która jest często kontraktowana przed obiorców w kontraktach OTC.
5. W szczególności za nieuzasadnione należy uznać wprowadzanie obliga giełdowego dla jednostek, które posiadają tzw. kontrakty różnicowe (CfD), czyli mechanizmy wsparcia publicznego – jednostki te i tak w ramach swojej sprzedaży energii rozliczane są względem indeksów giełdowych, które stanowią ceny referencyjne dla rozliczeń tych kontraktów. Co więcej, elementem, który uwzględniony jest każdorazowo w koszcie wyprodukowania energii z tych źródeł brana jest pod uwagę wartość zryczałtowanej opłaty za bilansowanie – co oznacza, że funkcjonuje aktualnie na rynku rzesza projektów, które uzyskały już wsparcie w formule CfD i dla których zmiana tych zasad poprzez wprowadzenie obliga giełdowego skutkować będzie znacznie wyższym poziomem ryzyka kosztów niezbilansowania/bilansowania handlowego niż poziom zdefiniowany przez właściwych Ministrów przy określaniu poziomów cen maksymalnych w ramach aukcji OZE/offshore.
6. Obligo giełdowe dla OZE będzie się wiązało z dodatkowymi utrudnieniami administracyjnymi i realnym opóźnieniem procesu komercjalizacji instalacji OZE. Wysoka liczba wniosków o wydanie koncesji na obrót energią spowoduje znaczne wydłużenie się okresu rozpatrywania takich aplikacji. Należy przy tym podkreślić, że aktualnie uzyskanie koncesji na obrót energią zajmuje od kilku do nawet kilkudziesięciu



miesiący. Możliwości operacyjne administracji publicznej mogą w tym przypadku być niewystarczające i utrudnić niektórym podmiotom pełnowymiarowy dostęp do giełdy. Należy zaznaczyć, że koncesja na obrót w obecnym kształcie zakłada przede wszystkim handel energią oraz funkcjonowanie na rynku detalicznym co nie jest przedmiotem działalności wytwórców OZE.

7. Wprowadzenie obliga giełdowego może znacząco wpłynąć na spowolnienie transformacji energetycznej, ponieważ w wyniku wprowadzenia obliga giełdowego inwestorzy mogą mieć istotne problemy z pozyskaniem środków finansowych na realizację zielonych inwestycji. Regulacje dot. obliga mogą zatem spowodować, że polski rynek utraci swoją konkurencyjność i w efekcie stać się nieatrakcyjny dla inwestorów. To będzie prowadziło do długofalowego wycofania się nowych inwestycji z Polski, co w efekcie będzie miało negatywny wpływ na kondycję całej polskiej gospodarki. Ponadto należy wskazać, że instytucje finansujące starają się unikać dużego ryzyka wiążącego się z finansowaniem projektów, dlatego wymagają od inwestorów zabezpieczenia przychodów oraz ryzyka bilansowania handlowego w szczególności poprzez zawarcie umów sprzedaży energii z renomowanymi, doświadczonymi oraz stabilnymi finansowo spółkami obrotu, które w ramach swojego dużego portfela zasobów w ramach danego rynku mają możliwość optymalizowania wysokości jednostkowych kosztów bilansowania handlowego zasobów w ramach swojej grupy bilansującej. Obligo giełdowe w dużej mierze taką możliwość wyklucza. Zatem zmiany w kierunku wprowadzenia obliga giełdowego na energię z OZE spowoduje mniejszą bankowalność takich inwestycji.
8. Rynek umów PPA oferuje wiele zróżnicowanych produktów, od zwykłych krótkoterminowych (1-3 lat) umów do umów cPPA (5-15 lat) i należy zaznaczyć, że obliga giełdowe dla energii z OZE zablokuje możliwość zawierania wielu form umów PPA. Ustawa wyłącza tutaj spod obliga jedynie umowy cPPA pomiędzy wytwórcą a odbiorcą, a w rzeczywistości szereg tych umów (znaczna większość) zawieranych jest np. pomiędzy wytwórcą a spółką obrotu, bo ta druga w znakomitej większości przypadków jest w stanie dodatkowo zapewnić świadczenie obowiązkowych usług rozliczenia niezbilansowania (POB). Proponowane regulacje wiążą się zatem z ograniczeniem dostępu do zielonej energii i spowodują powstanie barier dla wielu odbiorców energii, którzy chcą kontraktować zieloną energię w formie umów cPPA inaczej niż tylko bezpośrednio z wytwórcą.
9. Obligo giełdowe dla energii z OZE zaburzy płynność na rynku OTC co jest sprzeczne z regułami kształtującymi funkcjonowanie sektora energetycznego. Wszelkie regulacje



poprawiające płynność giełdową nie mogą być implementowane kosztem swobody zawierania transakcji na rynku OTC (w tym kontraktów długoterminowych PPA). Stosowane regulacje powinny tworzyć zachęty do budowania produktów umożliwiających zawieranie kontraktów długoterminowych dla poszczególnych źródeł OZE

10. Należy przy tym wskazać, że wprowadzenie obliża giełdowego dla energii z OZE będzie miało zdecydowany wpływ nie tylko na sektor produkcji energii z OZE, ale też pochodne sektory bezpośrednio związane z rozwojem energetyki odnawialnej w Polsce (w tym przedsiębiorców energochłonnych). Proponowane regulacje będą się wiązały z dodatkowymi utrudnieniami dla podmiotów realizujących inwestycje w produkcję zielonego wodoru czy innych paliw RFNBO w dedykowanych dla nich instalacjach z powodu ograniczonej możliwości kontraktowania energii w umowach długoterminowych typu PPA.

Ponadto należy podkreślić, że ewentualne objęcie obligiem giełdowym energii elektrycznej z OZE będzie się wiązało z szeregiem wyzwań, na które branża zielonej energetyki oraz cały sektor energetyczny nie są gotowi:

1. Należy wskazać, że już obecnie jednym z największym wyzwań dla rynku energii jest zwiększenie płynności i dostępności produktów na rynku terminowym. Rynek terminowy w Polsce nigdy nie charakteryzował się wystarczającą płynnością. Co więcej po kryzysie lat 2021/2022 obroty na TGE przesunęły się dodatkowo do segmentu SPOT, który aktualnie jest jedynym płynnym segmentem. Proponowane zmiany regulacyjne jako dotyczące źródeł OZE, które ze względu na pogodozależny charakter pracy nie są w stanie oferować produktów terminowych nie doprowadzą zatem do poprawy płynności rynku terminowego.
2. Podkreślenia wymaga fakt, że producenci energii z OZE już teraz są bardzo często (poprzez spółki obrotu w ramach umów Route-to-Market) aktywnymi uczestnikami rynku SPOT, co w naturalny sposób wynika z charakteru prowadzonej działalności (krótkoterminowe prognozy produkcji, konstrukcja kontraktów CfD). Tym samym, brak jest konieczności, aby w sposób administracyjny dodatkowo nakładać na tych uczestników rynku obowiązek prowadzenia handlu energią na giełdzie, gdyż w dużej mierze energia generowana przez te jednostki jest już sprzedawana na rynku SPOT przez spółki obrotu w ramach umów Route-to-Market.



3. Proponowane zmiany w zakresie obliga giełdowego dla energii z OZE są sprzeczne z kierunkami reformy Electricity Market Design, która odnosi się do kwestii płynności rynków terminowych i długoterminowych sygnałów cenowych. W reformie EMD podkreślono konieczność rozwoju właśnie rynku terminowego, aby ograniczyć ekspozycję producentów i konsumentów na krótkoterminowe wahania cenowe. Wzmocnienie sygnałów długoterminowych zostało także wyraźnie zaakcentowane w kontekście stworzenia przyjaznego środowiska biznesowego dla inwestowania w OZE. Wprowadzenie obliga giełdowego dla energii z OZE może wiązać się z niezrozumieniem ze strony struktur unijnych kierunku tej reformy.
4. Jednocześnie rozwój rynku energii daje wyraźne sygnały wskazujące na potrzebę rozważenia stworzenia nowych, innowacyjnych produktów hedgingowych odpowiednich do zabezpieczania OZE, w szczególności w horyzoncie średnioterminowym, np.: kontraktów terminowych dla profilu solarnego oraz wiatrowego; spready cenowe; tzw. weather derivatives.
5. Ponadto w reformie Electricity Market Design podkreślono rolę kontraktów CfD i potrzebę ich zredefiniowania w sposób, który z jednej strony będzie zachęcał producentów energii z OZE do aktywnego uczestniczenia w rynku energii, a z drugiej strony nie będzie powodował zakłóceń na tym rynku. W literaturze pojawiły się propozycje nowych kontraktów CfD, np. tzw. „Deemed CfD” (teoretyczny profil produkcji), „Capability Based CfD” oraz inne innowacyjne konstrukcje, które zostały szczegółowo opisane w opracowaniach takich jak np.: Eurelectric, RAP, czy brytyjska reforma REMA. Takie podejście wymaga jednak wykonania zaawansowanych analiz (propozycje nowych CfD mają charakter czysto teoretyczny) i szerokich konsultacji branżowych.

Powyższe argumenty wskazują na szereg negatywnych implikacji związanych z wprowadzeniem obliga giełdowego na energię z OZE. Polska gospodarka utraci swoją konkurencyjność, a inwestorzy OZE mogą zwątpić w kierunek zmian proponowanych przez Polskiego Ustawodawcę i w wyraźny sposób ucierpią odbiorcy energochłonni, którzy coraz częściej zabezpieczają swoje potrzeby energetyczne w formule cPPA ze stałą ceną energii w okresie obowiązywania umowy. Niepewność i chaos związany z proponowanymi regulacjami spowoduje obniżenie liczby nowych instalacji OZE, doprowadzić do bankructwa szereg istniejących/realizowanych inwestycji i spowoduje wycofanie się inwestorów z kolejnych projektów mających być zrealizowanych w Polsce.



Polska administracja oraz polski rynek energii nie są gotowe na zmiany w proponowanym kierunku. Sektor OZE potrzebuje stabilnych regulacji i przejrzystych mechanizmów stanowiących efekt zachęty pod kątem dalszego rozwoju. Sektor energetyczny zmagają się ze znaczną liczbą problemów i barier, które powinny być rozwiązane w pierwszej kolejności, by następnie móc podjąć dyskusję w zakresie kolejnych niezbędnych reform.

Ewentualne wprowadzenie obliwa giełdowego na energię z OZE powinno być poprzedzone technicznymi i ekonomicznymi analizami przeprowadzonymi przez niezależne ośrodki analityczne. Stan rozwoju polskiego sektora energetycznego oraz sytuacja geopolityczna w regionie wskazują, że Polska nie może sobie pozwolić na takie eksperymenty.

Jednocześnie należy wskazać, że dyskusja w zakresie obliwa giełdowego dla OZE powinna być przeprowadzona z udziałem wszystkich stron i uczestników rynku energii elektrycznej w Polsce. Brak rzetelnego dyskursu w tym zakresie będzie odebrany przez branżę OZE jako pominięcie ich zdania w kwestiach, które będą miały bezpośredni wpływ na ich strategię biznesową i kierunki dalszych działań w Polsce. Jednocześnie zasadnym jest przeanalizowanie obliwa giełdowego dla energii z OZE pod kątem reformy Electricity Market Design i zgodności planowanych regulacji z kierunkami działań Unii Europejskiej.

2. Uwagi dotyczące przepisów o redysponowaniu nierynkowym

W ocenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej i Fundacji RE-Source Poland Hub proponowane przepisy wydają się, co do zasady krokiem w dobrą stronę. Niemniej jednak trzeba mieć na uwadze, że nie rozwiązują one w pełni wszystkich problemów, które wiążą się z redysponowaniem nierynkowym. Dlatego jako Stowarzyszenie oraz Fundacja popieramy co do zasady szybkie wprowadzenie tych przepisów, przy uwzględnieniu poniższych zmian.

W pierwszej kolejności należy wskazać, że doprecyzowania wymaga pojęcie “umów zawartych od pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy”. Należy pamiętać, że nierzadko umowy sprzedaży energii elektrycznej są umowami długoterminowymi (nawet 10 lub 15 letnimi), w których jednak co jakiś czas (np. raz w roku czy raz na kilka lat) redefiniowany jest poziom opłaty za bilansowanie, która stanowi kluczowy element kosztowy w umowach sprzedaży energii. Należy zatem jednoznacznie przesądzić, czy zmieniane przepisy, zgodnie z art. 5 ustawy zmieniającej dotyczyć będą wyłącznie przypadków zawarcia zupełnie nowych umów sprzedaży energii czy też określony zakres aneksowania umów dotychczasowych również powinien być traktowany jako zawarcie nowej umowy na sprzedaż energii. Ponadto, doprecyzowania wymaga sformułowanie "rozliczenia za energię elektryczną", który w praktyce



może być rozumiany w różny sposób - z uwagi na liczne modele oraz warianty zawieranych umów sprzedaży energii elektrycznej.

Natomiast jeżeli chodzi o sposób liczenia ilości energii elektrycznej niewyprodukowanej w wyniku polecenia redysponowania, szczególnie istotnym wyzwaniem będzie precyzyjne określenie sposobu wyznaczania ilości niewyprodukowanej energii, a także terminu otrzymania stosownej informacji przez strony umowy sprzedaży energii elektrycznej, co jest kluczowe z punktu widzenia rozliczeń pomiędzy nimi. Proponujemy, aby podstawowym narzędziem do takich obliczeń były urządzenia parametryzujące produkcję (tzw. estymatory), wzorem rozwiązań przyjętych w ustawie offshore. Dopiero w przypadku braku takich urządzeń możliwe byłoby zastosowanie innych metod określonych w IRiESP. Z uwagi na potencjalne konsekwencje finansowe oraz techniczne, naszym zdaniem kwestia ta wymaga doprecyzowania w najbliższej przyszłości. Jako PSEW jesteśmy również otwarci na rozmowę w tym zakresie.

Pragniemy również wskazać, że projektowane przepisy przerzucają znaczną część ryzyka systemowego na spółki obrotu i POB i nie zapewniają im neutralności oraz ochrony kontraktów (w tym już zawartych i zabezpieczonych kontraktów cPPA). Choć ust. 7t przewiduje uwzględnienie energii niewyprodukowanej przy bilansowaniu, nie ma jasnego zapisu o neutralności finansowej dla POB. W praktyce POB może ponosić koszty niezbilansowania lub ryzyko cenowe w kontraktach finansowych. Nie są jasne zasady rozliczeń na linii Operator POB, co utrudnia przewidywanie kosztów i ryzyk.

Projekt ustawy zakłada również, że korekta niezbilansowania – ani żadna inna forma rekompensaty – nie będzie miała zastosowania w przypadkach, w których jednostka wytwórcza nie posiada gwarancji niezawodnych dostaw wynikającej z umowy przyłączeniowej. Tymczasem, w naszej ocenie, mając także na uwadze kształt postanowień znajdujących się w umowach o przyłączenie, które nie gwarantują niezawodnych dostaw, należy wyraźnie rozróżnić następujące sytuacje, z których każda powinna być traktowana w sposób odrębny na poziomie legislacyjnym:

1. sytuację, w której dochodzi do nierynkowej redukcji źródła posiadającego gwarancję niezawodnych dostaw – w takim przypadku konieczne jest zastosowanie korekty niezbilansowania oraz rekompensaty za utracone wsparcie (jeśli jednostka miała do niego prawo),
2. sytuację, w której jednostka nie posiada gwarancji, a redysponowanie następuje ze względów bilansowych – tu zasadne byłoby uwzględnienie korekty niezbilansowania.



W celu uniknięcia wątpliwości w tym zakresie kluczowe jest także zdefiniowanie jasnych i precyzyjnych kryteriów określania, w jakich przypadkach redukcja następuje z przyczyn bilansowych, a w jakich z przyczyn systemowych (sieciowych). W związku z tym proponujemy wykreślenie ust. 7za.

W związku z tym, że redysponowanie nierynkowe nie będzie dotyczyło energii w zakresie mocy, która objęta jest złożonymi ofertami na energię bilansującą, również ten aspekt powinien zostać jasno zaadresowany w ramach projektowanej ustawy poprzez wyłączenie możliwości stosowania redysponowania nierynkowego w zakresie pasm mocy, który objęte są ofertami redukcyjnymi na energię bilansującą. Należy również rozważyć wdrożenie analogicznego ograniczenia dla pasm mocy, które objęte są ofertami redukcyjnymi w ramach usług elastyczności zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej wraz z Fundacją RE-Source Poland Hub są gotowe by rozpocząć merytoryczną dyskusję w zakresie kierunków koniecznych reform polskiego rynku energii.

Z wyrazami szacunku,

Janusz Gajowiecki

Prezes PSEW

Szymon Kowalski

Wiceprezes RE-Source Poland Hub