



BM-I.053.41.2025.TŚ

Warszawa, 2025-07-07

Pan  
Szymon Hołownia  
Marszałek Sejmu RP

Szanowny Panie Marszałku,

w odpowiedzi na interpelację nr 10241 w sprawie uchybień i nieprawidłowości dotyczących stosowania środka w postaci redysponowania nierynkowego odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE) przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., uprzejmie informuję:

**1. Czym spowodowane jest tak częste, na tle całego kraju i w porównaniu do innych operatorów, stosowanie środka w postaci nierynkowego redysponowania odnawialnych źródeł energii, w szczególności farm fotowoltaicznych na terenie Enea Operator rejon poznański, skutkującym w znacznym stopniu wyłączeniami farm fotowoltaicznych?**

Sytuacja w systemie w okresach kiedy produkcja energii znacząco przekracza zapotrzebowanie zmienia się bardzo dynamicznie i kluczowy jest czas reakcji na wydane polecenia – Enea Operator ze względu na wdrożone rozwiązania techniczne i organizacyjne jest bardzo dobrze przygotowana do zarządzania źródłami odnawialnymi. Jest to pożądanym kierunkiem rozwoju.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne (dalej: PSE) otrzymuje sygnały od właścicieli instalacji z Wielkopolski i rozumie ich zastrzeżenia. Trzeba jednak zaznaczyć, że skala nadwyżek generacji w Polsce jest bezprecedensowa. W innych krajach ten problem jest znacznie mniejszy, co wynika m.in. z działań uczestników rynku. W Polsce Operator Systemu Przesyłowego (dalej: PSE) musi sięgać po ponadstandardowe środki, by zapewnić bezpieczeństwo pracy systemu.

Na zachodzie kraju znajduje się też duża część mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych – około jednej trzeciej ich całkowitej mocy w kraju. Ten czynnik jest również powodem tego, że redysponowanie dotyczy w istotnej części źródeł zlokalizowanych w tej części kraju.

Systemowym rozwiązaniem jest zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej ze źródeł OZE, w szczególności poprzez:

- magazynowanie ciepła w instalacjach przydomowych, przemysłowych oraz systemowych,
- magazynowanie energii elektrycznej w instalacjach przydomowych,
- sterowanie zużyciem energii elektrycznej w indywidualnych lub agregowanych instalacjach,
- rozwój społeczności energetycznych w ramach lokalnych obszarów bilansowania.

Szczegółowy opis procesu redysponowania został przedstawiony w odpowiedzi na kolejne pytania.

**2. Dlaczego przeważająca część kraju nie podlega stosowaniu środka w postaci nierynkowego redysponowania odnawialnych źródeł energii farm fotowoltaicznych?**

3. Kto w rzeczywistości jest odpowiedzialny za kształt tego nierównomiernego, w skali kraju, nierynkowego redysponowania mocy odnawialnych źródeł energii farm fotowoltaicznych?
4. W jaki sposób Polskie Sieci Elektroenergetyczne stosują się do obowiązku wynikającego z art. 13 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, który jednoznacznie wskazuje na konieczność stosowania środków redysponowania i ograniczania w sposób niedyskryminacyjny i proporcjonalny?
5. Dlaczego nierynkowym redysponowaniem nieobjęte są elektrownie fotowoltaiczne przyłączone do sieci wysokich napięć, które stanowią ok. 20% wszystkich farm w Polsce?

Ad 2., 3., 4. i 5.

PSE jako OSP odpowiada za bilansowanie KSE, czyli dostosowywanie wielkości produkcji energii elektrycznej do jej zużycia w każdej jednostce czasu. OSP analizuje bilans mocy KSE oraz dostosowuje pracę jednostek wytwórczych do zużycia w taki sposób, aby zapewnić bezpieczeństwo funkcjonowania sieci oraz KSE jako całości. Uwarunkowania związane z planowaniem pracy systemu są szczegółowo opisane na stronie internetowej PSE: <https://www.pse.pl/jak-funkcjonuje-krajowy-system-elektroenergetyczny/planowanie-pracy-systemu>.

Podstawowym obszarem służącym do równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną jest rynek bilansujący. Środkiem wykorzystywanym w procesie planowania pracy i bilansowaniu KSE są dostępne na nim zasoby w postaci źródeł dyspozycyjnych i sterowalnych przez OSP. Szczegółowe wymagania w tym zakresie wynikają z obowiązujących regulacji prawnych, a także Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (dalej: IRiESP) oraz Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej: WDB) zatwierdzonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: Prezes URE). Biorąc pod uwagę uwarunkowania pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (dalej: JWCD), planowaną wielkość generacji jednostek, które nie są centralnie dysponowane (dalej: nJWCD) jak np. odnawialne źródła energii, zapotrzebowanie odbiorców oraz saldo międzysystemowej wymiany handlowej, przygotowywane są dobowe plany pracy KSE.

Zidentyfikowane na podstawie tych planów nadwyżki podaży energii elektrycznej oraz deficyt wymaganej zgodnie z postanowieniami IRiESP ujemnej rezerwy mocy, tj. zdolności instalacji wytwórczych do zaniżenia produkcji energii elektrycznej, informują o zakresie niezbędnych dostosowań w pracy systemu. Można wyróżnić następujące podstawowe działania, jakie podejmuje OSP w celu zbilansowania KSE:

- ograniczenie liczby pracujących JWCD i generowanej przez te jednostki wytwórcze mocy poprzez skorzystanie z ofert bilansujących w ramach mechanizmów rynku bilansującego,
- wykorzystanie możliwości magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych na podstawie ofert bilansujących w ramach mechanizmów rynku bilansującego,
- ograniczenie mocy w jednostkach nJWCD na podstawie zawartych umów.

W sytuacji, gdy powyższe środki okażą się niewystarczające, OSP wydaje polecenie nierynkowego redysponowania źródeł OZE. Na potrzeby skuteczności, efektywności i przejrzystości tego procesu, OSP pozyskuje dane i informacje o źródłach OZE zdolnych do redysponowania nierynkowego ze względu na warunki techniczne, tj. źródeł OZE zakwalifikowanych jako podlegające redysponowaniu na podstawie art. 9c ust. 7a ustawy Prawo energetyczne (dalej: uPE), niewykluczonych z redysponowania na podstawie art. 9c ust. 7f uPE. Decyzje o redysponowaniu nierynkowym są zatem podejmowane przez OSP w ramach regulacji prawnych odnoszących się w szczególności do:

- kolejności redysponowania ze względu na moce zainstalowane OZE,
- priorytetowego dysponowania OZE,
- wyłączeń przedmiotowych z redysponowania OZE oraz

- spełnienia warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.
- Jeżeli chodzi o reguły kwalifikacji źródeł OZE do redysponowania, to przepisy precyzują, że:
- źródła OZE, które (i) mają obowiązek być wyposażone albo (ii) są wyposażone, pomimo braku takiego obowiązku, w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f uPE, podlegają redysponowaniu nierynkowemu dla potrzeb bilansowania KSE zarówno w okresie bez ogłoszenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jak i w okresie z ogłoszonym zagrożeniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
  - źródła OZE, które (i) nie mają obowiązku bycia wyposażonymi i (ii) nie są wyposażone w układy regulacji mocy czynnej, o których mowa w art. 9c ust. 7f uPE, podlegają redysponowaniu dla potrzeb bilansowania KSE tylko w okresie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Jeśli chodzi o podstawowe kryteria wyboru źródeł OZE do redysponowania nierynkowego, to:

- 1) w pierwszej kolejności redysponowane są te źródła, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu, przy czym redukcja tych źródeł odbywa się według określonych zasad, tj.:
  - a. proporcjonalnie do mocy zainstalowanej, w odniesieniu do źródeł OZE przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym oraz
  - b. według kolejności wyznaczonej przynależnością do grup definiowanych przez moc zainstalowaną źródeł OZE, w odniesieniu do źródeł OZE przyłączonych do sieci o napięciu niższym niż 110 kV (gdzie grupa 1. to źródła OZE o mocy zainstalowanej 400 kW i większej; grupa 2. to źródła OZE o mocy zainstalowanej równej co najmniej 200 kW i mniejszej niż 400 kW; grupa 3. to źródła OZE o mocy zainstalowanej większej niż 50 kW i mniejszej niż 200 kW),
- 2) w przypadku niewystarczalności redysponowania nierynkowego źródeł OZE, które nie podlegają priorytetowemu dysponowaniu, do redysponowania nierynkowego są dobierane źródła OZE, które podlegają priorytetowemu dysponowaniu, zgodnie z zasadami określonymi w pkt. (1) lit. b powyżej,
- 3) w przypadku gdy stosowanie kryteriów podstawowych określonych w punktach 1. oraz 2. zagraża bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, to kryteria te nie są stosowane.

W związku z powyższym, w zależności od:

- wymaganej wielkości zniżenia generacji w instalacjach OZE w całym KSE w związku z bilansowaniem podaży z popytem na energię elektryczną,
- wolumenów mocy wytwarzanej przez instalacje OZE przyłączone do sieci poszczególnych poziomów napięć,
- lokalizacji instalacji OZE w sensie połączeń elektrycznych,
- warunków pracy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w poszczególnych lokalizacjach/obszarach KSE,
- możliwości oraz zdolności płynnej regulacji mocy oraz udziału w regulacji mocy biernej, OSP w koordynacji z OSD dokonuje oceny oraz wydaje polecenia tak, aby przy minimalnym wolumenie polecanej redukcji instalacji OZE zapewnić bezpieczną pracę zarówno całego KSE, pod względem równoważenia podaży z zapotrzebowaniem, jak i poszczególnych obszarów KSE w związku z koniecznością zapewnienia wymaganych parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Redukcji mogą więc podlegać wszystkie instalacje OZE o mocy zainstalowanej powyżej 10 kW (instalacje OZE o mocy zainstalowanej powyżej 50 kW mogą podlegać redukcji na podstawie artykułu 9c ust. 7c uPe, zaś mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW podlegają redukcji na podstawie artykułu 7 ust 8d<sup>10</sup> uPe) lub też ich część zlokalizowana na określonym obszarze sieciowym. Jeśli jednak skala wymaganej redukcji jest bardzo

wysoka, OSP wydaje polecenie redukcji wszystkich źródeł, tzn. fotowoltaicznych albo farm wiatrowych albo obu rodzajów tych źródeł jednocześnie, przyłączonych do sieci wszystkich poziomów napięć. Ponadto dla zachowania warunków bezpiecznej pracy sieci przesyłowej redukcja źródeł przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym jest realizowana w taki sposób, aby źródła te nadal zachowały swoją regulacyjność w zakresie mocy biernej. Sieć przesyłowa pełni bowiem podstawową funkcję dla zachowania stabilności funkcjonowania KSE. Analogiczne przypadki mogą mieć również miejsce w odniesieniu do sieci dystrybucyjnej, w związku z zapewnieniem lokalnego bezpieczeństwa jej pracy. W tym przypadku uwzględniane są również aspekty skuteczności redukcji w rozumieniu zapewnienia jej wymaganej ilości w określonym czasie, w związku z liczbą redysponowanych źródeł OZE i możliwościami sterowania ich wytwarzania.

Pełna informacja na temat zasad redysponowania jest dostępna na stronie internetowej PSE: <https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe>.

Polecenia redysponowania nierynkowego źródeł OZE w celu zbilansowania KSE są wydawane przez OSP możliwe jak najpóźniej, tj. jak najbliżej czasu rzeczywistego, aby uwzględnić najbardziej aktualną informację o prognozowanym stanie pracy KSE w okresie, którego dotyczy redysponowanie. W przypadku dużych wolumenów redysponowania nierynkowego źródeł OZE lub istotnych niepewności w tym zakresie, ze względu na ograniczenia techniczne i organizacyjne wydawania i realizacji poleceń, polecenia redysponowania nierynkowego OZE są wydawane z różnym wyprzedzeniem czasowym.

Potrzeba stosowania złożonego schematu redysponowania nierynkowego źródeł OZE wynika z jednej strony z technicznych oraz organizacyjnych możliwości wydawania poleceń redysponowania przez OSP i OSD operatorom źródeł OZE oraz realizacji poleceń przez tych operatorów, a z drugiej strony z wymaganej skali dokonywania redysponowania, powodowanej silnie ograniczonym jeszcze potencjałem środków rynkowych dla bilansowania KSE w okresach wysokiej generacji źródeł OZE oraz zagrożeń powodowanych przez istotne niezbilansowanie KSE dla bezpieczeństwa pracy KSE oraz połączonych synchronicznie z KSE systemów Europy Kontynentalnej.

**6. W jaki sposób Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zamierzają rozwiązać problem obejmowania niniejszym środkiem wyłącznie jednej części kraju, pomijając pozostałe obszary?**

W związku z istotnym wpływem redysponowania nierynkowego OZE na bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej: KSE) oraz techniczną i formalną złożonością tego procesu, OSP oraz Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (dalej: OSD) na bieżąco analizują wnioski z jego realizacji, w tym wnioski wynikające z informacji uzyskiwanych od operatorów OZE. Na tej podstawie są wprowadzane usprawnienia procesu ukierunkowane na zwiększanie precyzji oraz skuteczności redysponowania oraz minimalizacji ewentualnych utrudnień w prowadzeniu ruchu OZE. Nadrzędnym celem w tym zakresie jest rozszerzenie automatyzacji wykonywania poleceń wydawanych przez operatorów systemu, co pozwoli na zwiększenie trafności redysponowania oraz zindywidualizowanie poleceń w odniesieniu do OZE, a dzięki temu dalszą poprawę redysponowania nierynkowego.

Aktualnie OSP i OSD prowadzą prace nad modyfikacją schematu redysponowania w kierunku zwiększenia zrównowżenia poziomu redysponowania poszczególnych zasobów w dłuższym okresie. Informacje w tym zakresie zostały przedstawione przez PSE na spotkaniu 23 maja br., którego zapis wideo oraz prezentacja są dostępne pod linkiem: <https://www.pse.pl/-/nierynkowe-redysponowanie-zrodlami-oze-dla-potrzeb-bilansowania-kse-nagranie-i-prezentacja>.

**7. Dlaczego rekompensaty z tytułu redysponowania stanowią zaledwie średnio 10% faktycznie utraconych przychodów z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, a nie liczy się ich po cenie z kontraktów?**

W odpowiedzi na zadane pytanie należy podkreślić, że zasady ustalania rekompensat za nierynkowe redysponowanie wytwórców OZE regulują następujące akty prawne:

- 1) art. 13 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: rozporządzenie),
- 2) ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 1681; dalej: ustawa), która weszła w życie w dniu 7 września 2023 r. oraz
- 3) ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361 z późn. zm., dalej: ustawa OZE).

Zgodnie z art. 30 ust. 5 ustawy, w okresie przejściowym, tj. do dnia wejścia w życie zmiany IRiESP, która m.in. ma określać szczegółowe zasady ustalania rekompensat za nierynkowe redysponowanie, rekompensatę finansową, o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia, oblicza się i wypłaca na podstawie umowy.

Powyższe regulacje prawne zawierają zasady ogólne, dlatego PSE opracowały i stosują zasady wykorzystania i wynagradzania wytwórców OZE za redysponowanie nierynkowe w modelu, w którym rekompensata wypłacana jest na wniosek właściciela wytwórcy OZE, po akceptacji przez niego informacji rozliczeniowej, które to czynności są traktowane jako zawarcie umowy (w drodze wymiany zgodnych oświadczeń woli). Należy ponadto wskazać, że – zgodnie z ustawą – w IRiESP mają zostać określone zasady szczegółowe, ale zarówno w okresie przejściowym, jak i po opracowaniu IRiESP, muszą one być zgodne z postanowieniami art. 13 ust. 7 rozporządzenia.

Przepisy rozporządzenia, na które wskazuje również art. 9c ust. 7a ustawy – Prawo energetyczne, stanowią, że w sytuacji, gdy dochodzi do nierynkowego redysponowania źródeł OZE, wytwórcy OZE uzyskują prawo do otrzymania rekompensaty, z wyłączeniem określonych w rozporządzeniu przypadków. Zarówno rozporządzenie, jak i ustawa nie wprowadzają przy tym legalnej definicji „rekompensaty”, zatem zasadne jest, w celu wykładni tego pojęcia, przyjęcie podstawowego, typowego znaczenia tego określenia, które sprowadza się do redukcji szkody, kompensacji czegoś utraconego.

W art. 9c ust. 7a ustawy – Prawo energetyczne wskazano jedynie, że podmiot redysponowany nierynkowo podlega rekompensacie finansowej, „o której mowa w art. 13 ust. 7 rozporządzenia 2019/943”. Natomiast w art. 13 ust. 7 rozporządzenia nie określono szczegółowo sposobu ustalenia rekompensaty, ale zawarte zostały wariantowe reguły, które nakazują rekompensować wytwórcy utracone korzyści, które podmiot redysponowany osiągnąłby, gdyby do nierynkowego redysponowania nie doszło. Należy zatem uznać, że ogólną zasadą wynikającą z art. 13 ust. 7 rozporządzenia jest ustalenie rekompensaty w sposób, który ma na celu zapewnienie neutralności finansowej poprzez naprawienie szkody, którą wytwórca OZE ponosi, w związku z nierynkowym redysponowaniem.

Potwierdzenie tej zasady jest bezpośrednio zawarte w art. 13 ust. 7 rozporządzenia, zgodnie z którym, rekompensowanie nie może prowadzić do nieuzasadnione niskiej lub nieuzasadnione wysokiej rekompensaty.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, strata ponoszona przez wytwórcę OZE, którego produkcja energii elektrycznej została nierynkowo ograniczona, może składać się z sumy dwóch elementów:

- 1) utraty przychodów ze sprzedaży zredukowanego wolumenu energii elektrycznej, lub
- 2) utraty przychodów z systemów wsparcia.

Ad 1) Rekompensata w części utraconych przychodów ze sprzedaży zredukowanego wolumenu energii elektrycznej

Wielkość rekompensaty w tej części ustalana jest jako iloczyn niewyprodukowanej energii elektrycznej w związku z realizacją polecenia nierynkowego redysponowania oraz Ceny Energii Niezbilansowania (dalej: CEN), a do 13.06.2024 r. Rozliczenia Odchylenia (dalej:

CRO), przy czym jeżeli cena ta jest mniejsza od zera lub równa zero to rekompensata w tej części wynosi zero.<sup>1</sup>

Przyjęcie ww. cen z rynku bilansującego do ustalenia tej części rekompensaty wynika z ogólnych zasad ustalania rekompensat wskazanych powyżej oraz faktu, iż zgodnie z obowiązującymi regulacjami dotyczącymi funkcjonowania krajowego rynku energii elektrycznej, w tym zasadami funkcjonowania rynku bilansującego określonymi zgodnie z § 29 rozporządzenia Ministra Klimatu Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w WDB opracowanymi na podstawie art. 18 Kodeksu Sieci EGBL<sup>2</sup> i zatwierdzonymi przez Prezesa URE, umowy sprzedaży energii elektrycznej (dalej: USE), są przyjmowane do realizacji na rynku bilansującym. W przypadku niewyprodukowania energii elektrycznej w ilości odpowiadającej USE, w szczególności na skutek nierynkowego redysponowania, brakująca ilość energii elektrycznej w stosunku do zobowiązania wynikającego z USE jest rozliczana na rynku bilansującym. Rozliczenie to jest dokonywane na podstawie ceny CEN. Koszt przedmiotowego rozliczenia stanowi więc dodatkowe obciążenie związane z realizacją USE, stąd powinien być on przedmiotem rekompensaty.

Należy przy tym wskazać, że obecnie analogiczne uwarunkowania mają miejsce w przypadku, gdy wytwarzana energia elektryczna nie jest objęta USE zgłoszonymi do realizacji na rynku bilansującym. W takim przypadku jest ona wprowadzana na rynek bilansujący i rozliczana na tym rynku według ceny CEN. W konsekwencji, w sytuacji niewyprodukowania przez wytwórcę energii elektrycznej w pełnej ilości na skutek redysponowania, poniesione straty odpowiadają utraconym przychodom z rynku bilansującego przy wartości energii elektrycznej równej cenie CEN.

Jak z powyższego wynika, opisane zasady kalkulacji części rekompensaty dotyczącej utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym przyjęcie ceny CEN, są w pełni zgodne z obowiązującymi w Polsce przepisami prawa (unijnego i krajowego), gdyż skutkują wartością rekompensaty w wysokości zapewniającej neutralność finansową uczestników rynku. Kalkulowana w powyżej opisany sposób rekompensata w części dotyczącej utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w całości znosi skutek redysponowania, spełniając tym samym wymaganie, by rekompensata nie była nieuzasadnienie niska albo nieuzasadnienie wysoka. Zgodnie z powyższym, przy odpowiednim umownym uregulowaniu zasad rozliczeń za energię elektryczną pomiędzy wytwórcami OZE i odbiorcami w sytuacjach nierynkowego redysponowania, przyjęty sposób ustalania rekompensat przez OSP, jednolity dla wszystkich wytwórców OZE, zapewnia neutralność finansową zarówno dla wytwórców dokonujących sprzedaży na podstawie umów handlowych: tzw. grafikowanych (pay as nominated), jak i tzw. niegrafikowanych, licznikowych (pay as produce). Umowa handlowa jest zgodnym

---

<sup>1</sup> Wartość rekompensaty wyliczana jest dla każdego minimalnego okresu, którego dotyczyło polecenie redysponowania. Jeżeli cena CEN w danym okresie 15-minutowym jest mniejsza lub równa 0 zł/MWh, to rekompensata finansowa w części utraconych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej wynosi zero (przyjmowana do rozliczeń cena CEN wynosi zero). Zasada ta dotyczy tylko okresów 15-minutowych, w których cena CEN ≤ 0, co oznacza że dla okresów 15-minutowych, gdy cena CEN > 0, wyliczane są wartości rekompensaty, zaś całkowita kwota rekompensaty za okres redysponowania wynikający z polecenia operatora systemu jest sumą rekompensat z okresów 15-minutowych. Analogiczna zasada dotyczyła kalkulacji rekompensaty w tej części przed dniem 14.06.2024 r., kiedy minimalnym okresem kalkulacji był okres 1 godziny, a ceną była CRO.

<sup>2</sup> Kodeks Sieci EGBL – Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE nr L 312 z 28.11.2017) (ang. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing)

porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów. Rozporządzenie wprowadza generalne zasady wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego wytwórców OZE niezależnie od podpisanych przez tych wytwórców umów handlowych.

Podkreślić należy, że zgodnie z obowiązującymi w kraju regulacjami prawnymi, każdy przyłączony do KSE i pobierający lub/i wprowadzający energię elektryczną z/do KSE jest uczestnikiem rynku energii elektrycznej w Polsce i jest odpowiedzialny za niezbilansowanie, które powoduje w systemie.

Stanowi o tym art. 5 ust. 1 rozporządzenia, który stanowi, iż:

„art. 5 ust. 1. Wszyscy uczestnicy rynku są odpowiedzialni za niezbilansowanie, które powodują w systemie („odpowiedzialność za bilansowanie”). W tym celu uczestnicy rynku sami są podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie albo na mocy umowy przekazują tę odpowiedzialność wybranemu przez siebie podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie. Każdy podmiot odpowiedzialny za bilansowanie jest odpowiedzialny finansowo za swoje niezbilansowanie i dąży do zbilansowania samego siebie lub wspiera zbilansowanie systemu elektroenergetycznego.”

Powyższa regulacja prawna stanowi, iż wytwórca OZE jest odpowiedzialny za bilansowanie własnej instalacji PV, a wykonawstwo działań niezbędnych dla wywiązania się z obowiązku bilansowania tej instalacji PV może zlecić umownie innemu przedsiębiorstwu (np. przedsiębiorstwu obrotu), poprzez podpisanie odpowiedniej umowy, która jest zgodnym porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów.

Rozporządzenie wprowadza generalne zasady wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego wytwórców OZE niezależnie od podpisanych przez tych wytwórców umów handlowych.

Ponieważ umowa jest zgodnym porozumieniem dwóch lub więcej stron ustalającym ich wzajemne prawa lub obowiązki, a więc jest wewnętrznym uzgodnieniem stron umowy dokonany w ramach swobody zawierania umów, to przyjęcie do kalkulacji rekompensaty za redysponowanie nierynkowe dla wytwórcy OZE ceny zawartej w umowie sprzedaży energii elektrycznej, np. ceny stałej, jest całkowicie nieuzasadnione, ponieważ ustalona w ten sposób kwota rekompensaty byłaby niezgodna z regułami wynikającymi z art. 13 ust. 7 pkt. b) rozporządzenia. W przypadku przyjęcia, np. ceny zawartej w umowie sprzedaży, rekompensata nie odpowiadałaby kosztowi dodatkowego obciążenia związanego z realizacją USE, w postaci rozliczenia zakupu energii na rynku bilansującym, przez co kwota rekompensaty mogłaby być zawyżona i mogłaby stanowić nadmierne przysporzenie, co byłoby sprzeczne z postanowieniami art. 13 ust. 7 rozporządzenia.

Ad 2) Rekompensata w części utraconych przychodów z systemu wsparcia

Wytwórca korzystający z aukcyjnego systemu wsparcia jest uprawniony do dokonania rozliczenia tzw. ujemnego salda z Zarządcą Rozliczeń, zgodnie z postanowieniami ustawy OZE. Wysokość ujemnego salda ustalana jest na podstawie iloczynu ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej oraz różnicy pomiędzy:

- 1) wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 93 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE, obliczoną zgodnie z pkt 2 tego przepisu, oraz
- 2) wartością energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, ustaloną na podstawie art. 93 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE (jako średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00 na Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE S.A. (indeks TGeBase)), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla doby, w której nastąpiło redysponowanie, która to cena jest obliczana i publikowana

przez podmiot, o którym mowa w art. 64 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE (tj. giełda towarowa w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych).

Jak z powyższego wynika, sposób ustalania wysokości rekompensaty w części dotyczącej utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia odpowiada w pełni wsparciu jakie podmiot, którego dotyczy redysponowanie, uzyskałby od Zarządcy Rozliczeń, gdyby do redysponowania nie doszło.

W przypadku korzystania przez wytwórcę ze świadectw pochodzenia wysokość rekompensaty w części dotyczącej utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia spowodowanego nierynkowym redysponowaniem jest równa iloczynowi ceny świadectwa pochodzenia wyznaczonej na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło nierynkowe redysponowanie wytwórcą OZE oraz wolumenu energii niewprowadzonej do sieci przez tego wytwórcę OZE na skutek nierynkowego redysponowania. Jest to więc również system zgodny z obowiązującymi regulacjami.

Wysokość cen rynku bilansującego (CEN/CRO) nie ma wpływu na rekompensatę w części utraconego przychodu z mechanizmów wsparcia.

Podsumowując, wysokość wypłacanej wytwórcy OZE przez OSP rekompensaty za redysponowanie nierynkowe zależy od warunków rynkowych (zasad uczestnictwa podmiotów w rynku energii elektrycznej) oraz korzystania (lub nie) przez wytwórcę OZE z systemu wsparcia.

Zwracamy uwagę, że szczegółowe zasady wyliczania rekompensaty finansowej i informacje dotyczące cen przyjmowanych do wyznaczenia rekompensaty finansowej za nierynkowe redysponowanie wytwórców PV zostały opublikowane na stronie internetowej PSE: <https://www.pse.pl/rekompensaty-pv> oraz <https://www.pse.pl/rekompensaty-fw> w sekcji „Stosowane zasady wyliczeń rekompensaty za nierynkowe redysponowanie PV” lub „Stosowane zasady wyliczeń rekompensaty za nierynkowe redysponowanie FW”.

#### **8. Dlaczego rozpatrywanie wniosków o rekompensaty trwa powyżej 1 roku od dnia złożenia wniosku? Przedsiębiorcy nie mają wydanych decyzji na wnioski złożone wiosną 2024 roku, co dodatkowo utrudnia funkcjonowanie sektora energetycznego.**

Proces rozpatrywania Wniosków o Rekompensaty (dalej: WoR) realizowany jest przez PSE systematycznie. Spółka dokłada starań by odbywał się jak najszybciej, ale obecnie realizowany jest z opóźnieniem, które wynika w szczególności z:

- 1) braku szczegółowych zasad wykorzystania i rekompensowania redysponowania nierynkowego w przepisach prawa. Rozporządzenie 2019/943 oraz uPE regulują kwestie rekompensat bardzo ogólnie, przez co niezbędnym było zaprojektowanie i wdrożenie przez PSE zasad ustalania i wypłaty rekompensat,
- 2) braku dostępnych na rynku systemów informatycznych do obsługi procesu obsługi WoR i wypłaty rekompensat, przez co niezbędnym było zaprojektowanie i wdrożenie oraz rozwój przez PSE systemów informatycznych do obsługi procesu w ramach portalu do składania i obsługi WoR oraz ich wyliczania, które są systematycznie rozwijane i udoskonalane w celu przyspieszenia i usprawnienia procesu obsługi WoR i wypłaty rekompensat;
- 3) bardzo dużej liczby złożonych WoR (w szczególności WoR od właścicieli instalacji fotowoltaicznych);
- 4) ustalania rekompensat na podstawie danych i informacji z wniosku właściciela OZE oraz od OSD, na podstawie zgodnych i poprawnych danych. W przypadku identyfikacji błędów zachodzi konieczność wyjaśniania (indywidualnego) błędów w WoR i przesłania nowych wniosków lub odpowiednio wyjaśniania i dokonywania korekt w formularzach od OSD,
- 5) przekazywania WoR przez część właścicieli OZE na okresy, w których OSP nie wydawał poleceń redysponowania lub OSD nie wydali danej instalacji OZE polecenia redysponowania, co wymaga dodatkowej czasochłonnej weryfikacji z

OSD, czy taki wytwórca był redysponowany w związku z poleceniem OSP (co wpływa na opóźnienie rozliczenia poprawnie złożonych i kompletnych WoR).

Ze względu na możliwości organizacyjne i techniczne, w sytuacji konieczności opracowywania i wdrażania nowych zasad funkcjonowania rynku energii (w szczególności dotyczących zmian na Rynku Bilansującym) i równocześnie bardzo znacząco wzrastającej liczbie WoR składanych przez instalacje PV, PSE w październiku 2024 r. wdrożyły portal WOZE do obsługi WoR składanych przez instalacje PV.

W maju 2025 r. PSE rozszerzyły funkcjonalność portalu WOZE o składanie WoR dla farm wiatrowych oraz rozpoczęły wyliczanie rekompensat dla nierozliczonych WoR dla farm wiatrowych z 2024 r.

Jak wskazano powyżej – proces rozpatrywania WoR realizowany jest systematycznie i co do zasady w pierwszej kolejności rozpatrywane są WoR złożone najwcześniej. Jednak rekompensata może zostać wyliczona jedynie w przypadku, gdy odpowiednie informacje zawarte w WoR oraz w formularzu otrzymanym od OSD są zgodne i nie zawierają błędów, które wymagają wyjaśnienia, uzupełnienia bądź poprawy. Jeżeli taka sytuacja ma miejsce, podejmowane są działania wyjaśniające z właścicielami OZE bądź OSD tak, by zapewnić zgodność i poprawność danych do wyliczenia rekompensaty oraz zgodność procesu z jednolitymi zasadami stosowanymi w odniesieniu do wszystkich źródeł OZE, co wpływa na wydłużenie procesu wypłaty rekompensaty.

Z wyrazami szacunku  
Z upoważnienia  
**Wojciech Wrochna**  
Sekretarz stanu  
2025-07-07

Do wiadomości:

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów