Minister
Klimatu i Środowiska

DEL-WRE.050.12.2025.PK
3755328.15290259.12559147
Warszawa, 22-07-2025

Pani
Małgorzata Kidawa-Błońska
Marszałek Senatu RP

Szanowna Pani Marszałek,

w odpowiedzi na oświadczenie senatorskie Pana Kazimierza Kleiny złożone na 32. posiedzeniu Senatu w dniu 9 kwietnia 2025 r. w sprawie m.in. funkcjonowania i wyłączeń instalacji farm fotowoltaicznych oraz wdrożenia dyrektywy (UE) 2019/944, (w porozumieniu z Ministrem Aktywów Państwowych, Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki), BPS/043-32-770/25, przekazuję następujące informacje.

1. ***Czy stosowne instytucje, jak Urząd Regulacji Energetyki oraz Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. i Ministerstwo Aktywów Państwowych, mogą potwierdzić dane analityczne, które są prezentowane w mediach społecznościowych, w zakresie występowania zjawiska nierynkowego redysponowania mocy w przypadku poszczególnych operatorów, w podziale na źródła energetyczne oraz miesiące, za lata 2023–2025 (do marca 2025 r.)?***

   W celu przygotowania odpowiedzi Minister Klimatu i Środowiska (MKiŚ) zwrócił się z prośbą do Prezesa Urzędu Energetyki (dalej Prezes URE), Ministra Aktywów Państwowych (dalej MAP) oraz operatora systemu przesyłowego (dalej OSP) o przedstawienie niezbędnych danych analitycznych.

   MAP nie przedstawiło żadnych danych, wskazując na właściwość OSP w tym zakresie, ponieważ to OSP wydaje polecenia zaniżenia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, gdy jest to niezbędne dla zapewnienia jego bezpiecznej pracy. Następnie, operatorzy systemów dystrybucyjnych (dalej OSD), przekazują polecenia OSP w odniesieniu do instalacji przyłączonych do sieci OSD, działając zgodnie z przypisanymi kompetencjami oraz w oparciu o obowiązujące przepisy prawa i dokumenty systemowe.

   Kwestie dotyczące zakresu analiz techniczno-operacyjnych, stosowanych kryteriów wyboru jednostek wytwórczych oraz decyzji co do lokalizacji i skali ograniczeń leżą wyłącznie w gestii operatora systemu elektroenergetycznego, który wydaje polecenie redysponowania. Wszelkie informacje dotyczące redysponowania nierynkowego są dostępne pod adresem: https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe. Dane analityczne o redysponowaniu nierynkowym są dostępne pod adresem https://raporty.pse.pl, w zakładce Funkcjonowanie KSE - Plan pracy KSE – Nierynkowe redysponowanie źródeł OZE.

   Ponadto OSD, realizując obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 7q ustawy – Prawo Energetyczne[1] (dalej UPE) przekazują co roku w terminie do 1 marca do Urzędu Regulacji Energetyki (dalej URE) informacje dotyczące redysponowania nierynkowego.

   Prezes URE wskazał, że 19 grudnia 2024 r. na stronie internetowej URE opublikowane

[1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo Energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.)

zostało *Sprawozdanie dotyczące mechanizmów redysponowania za 2023 rok*[2]. Sprawozdanie zawiera m.in. dane o ilości energii w MWh i rodzajach źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu. Na chwilę obecną Prezes URE nie dysponuje danymi za 2024 r. Dodatkowo należy wskazać, że w związku ze zgłaszanymi do URE skargami na nadmierne ograniczanie mocy elektrowni fotowoltaicznych, Prezes URE podjął decyzję o przeanalizowaniu zjawiska redysponowania nierynkowego. W ramach prowadzonej analizy pozyskiwane są obecnie dane na ten temat od operatorów sieci elektroenergetycznych.

Natomiast zgodnie z informacjami przedstawionymi przez OSP należy wskazać, że OSP nie posiada informacji o wszystkich danych analitycznych w zakresie redysponowania nierynkowego, które są prezentowane w mediach społecznościowych, co uniemożliwia ich potwierdzenie. W oparciu o bieżące dane dotyczące redysponowania nierynkowego za I kwartał 2025 r. OSP przygotował zestawienie danych, o których mowa w treści oświadczenia senatorskiego:

- Redysponowanie nierynkowe OZE przez OSP miało miejsce w 3 dniach lutego br. oraz w 19 dniach marca br., co w porównaniu z lutym br. stanowi ponad 6-krotny wzrost liczby dni, w których miało miejsce redysponowanie nierynkowe OZE na polecenie OSP. W odniesieniu do energii elektrycznej zredukowanej w ramach redysponowania nierynkowego OZE wzrost ten jest prawie 19-krotny;
- Największa wielkość mocy redysponowania nierynkowego OZE przez OSP w okresie od 1 stycznia do 31 marca br. miała miejsce 23 marca br. w godz. od 11:00 do 12:00 i wyniosła 2 410,2 MW. Wielkość redukcji energii elektrycznej OZE w tej dobie w związku z redysponowaniem nierynkowym przez OSP wyniosła 18 833,7 MWh, z czego:
    - produkcja energii elektrycznej przez instalacje fotowoltaiczne (dalej instalacje PV) była ograniczona o 10 747,8 MWh, co stanowi 57,1% zredukowanej ilości energii elektrycznej OZE w tej dobie;
    - Produkcja energii elektrycznej przez instalacje wiatrowe (dalej instalacje FW) była ograniczona o 8 085,8 MWh, co stanowi 42,9% zredukowanej ilości energii elektrycznej OZE w tej dobie.

    23 marca br. miała miejsce największa dobowa wielkość ograniczenia produkcji energii elektrycznej ze źródeł OZE w związku z redysponowaniem nierynkowym przez OSP w okresie od 1 stycznia do 31 marca br.
- Łącznie ograniczenie produkcji energii elektrycznej ze źródeł OZE w marcu br. dotyczyło 484 okresów 15-minutowych, w wyniku czego ilość zredukowanej energii elektrycznej wyniosła 113 537,0 MWh, z czego:
    - 112 860,9 MWh było spowodowane ograniczeniami bilansowymi, co stanowi 99,4% zredukowanej ilości energii elektrycznej OZE w marcu br.;
    - 676,1 MWh było spowodowane ograniczeniami sieciowymi, co stanowi 0,6% zredukowanej ilości energii elektrycznej OZE w marcu br.;
- Produkcja energii elektrycznej z instalacji PV w marcu br. była ograniczona o 91 031,0 MWh, co stanowi 80,2% ilości zredukowanej energii elektrycznej w tym miesiącu w ramach redysponowania nierynkowego OZE przez OSP;
- Produkcja energii elektrycznej z instalacji FW w marcu br. była ograniczona o 22 506,0 MWh, co stanowi 19,8% ilości zredukowanej energii elektrycznej w tym miesiącu w ramach redysponowania nierynkowego OZE przez OSP;

Dane o poleceniach redukcji OZE podlegają weryfikacji w trakcie procesu rozliczeń redysponowania nierynkowego OZE, co może być przyczyną niektórych rozbieżności

[2] Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie dotyczące mechanizmów redysponowania za 2023 rok*, https://www.ure.gov.pl/download/9/15075/Sprawozdanie-redysponowanie.pdf, dostęp: [26.06.2025 r.].

pomiędzy wielkościami zawartymi w treści oświadczenia, a prezentowanymi powyżej.

2. ***Czy operatorzy dopełnili obowiązku za lata poprzednie oraz za bieżący rok w zakresie strategii elastyczności? Operatorzy systemów dystrybucyjnych posiadający powyżej 100 tysięcy odbiorców (OSDp) zobowiązani są bowiem do uwzględniania usług elastyczności w swoich planach rozwoju*** *sieci. Zgodnie z wytycznymi dotyczącymi usług elastyczności opublikowanymi przez Urząd Regulacji Energetyki w 2023 r. OSDp muszą opracować strategie rozwoju usług elastyczności. Strategie te mają być częścią planu rozwoju sieci dystrybucyjnej (PRSD), a termin ich złożenia to 30 kwietnia 2025 r., jako element nowego cyklu planistycznego.*

   Obowiązek uwzględniania usług elastyczności w planach rozwoju sieci dystrybucyjnej został wprowadzony do UPE na mocy ustawy zmieniającej UPE[3], poprzez dodanie art. 16 ust. 8c. Zgodnie z tym przepisem, operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, opracowując plany rozwoju, mają obowiązek zapewnienia przejrzystości w zakresie zapotrzebowania na usługi elastyczności oraz uwzględnienia rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci, takich jak odpowiedź odbioru, efektywność energetyczna, magazynowanie energii lub innych zasobów.

   Ponieważ operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przedłożyli Prezesowi URE do uzgodnienia swoje plany rozwoju w kwietniu 2023 r., czyli przed wejściem w życie powyższego przepisu, nie mieli wtedy obowiązku uwzględniania usług elastyczności w formie wymaganej aktualnym stanem prawnym.

   Obowiązek ten będzie miał zastosowanie po raz pierwszy do planów rozwoju składanych w nowym cyklu planistycznym. Obecnie Prezes URE analizuje przedłożone dokumenty, zatem na tym etapie nie ma możliwości dokonania oceny przedmiotowego zagadnienia.

3. ***Jak przedstawia się aktualnie w Polsce wdrożenie dyrektywy (UE) 2019/944?***

   Dyrektywa (UE) 2019/944[4] została implementowana do polskiego porządku prawnego w całości. Implementacja nastąpiła w głównej mierze poprzez przyjęcie ustawy zmieniającej UPE[5] (UC74). Ustawa ta weszła już w życie, z pewnymi wyjątkami. Na dzień przygotowywania odpowiedzi, część przepisów ww. ustawy oczekują jeszcze na wejście w życie, do tych przepisów należą:

   - art. 1 pkt 51 w zakresie, w jakim dotyczy prosumenta wirtualnego energii odnawialnej, który wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2025 r.;
   - art. 1 pkt 2 lit. a, lit. b w zakresie art. 3 pkt 6c, lit. m i n, pkt 6 lit. c i d, pkt 7 lit. b w zakresie dodanych wyrazów „paliw gazowych" oraz lit. o i p, pkt 9 i 10, pkt 20 lit. d tiret szóste, pkt 24 lit. c i d, pkt 34 lit. a i b, pkt 35–37 oraz pkt 71 lit. a tiret piąte w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 17a i 17b, tiret szóste i siódme oraz lit. f, a także art. 27 i art. 28, które wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r.;

4. ***Czy operatorzy systemów elektroenergetycznych spełnili obowiązek przedłożenia do 1 marca sprawozdania dotyczącego redysponowania za rok poprzedni? Proszę o informację w tym zakresie.***

   Prezes URE nadal oczekuje na sprawozdania dotyczące redysponowania, które są sporządzane na podstawie art. 9c ust. 7q UPE, w związku z art. 13 ust. 4 rozporządzenia (UE)

[3] Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681 z późn. zm.).
[4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, p. 125–199).
[5] Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681 z późn. zm.).

2019/943[6], od części operatorów systemów elektroenergetycznych, w tym na sprawozdanie od OSP. Ponieważ ustawowy termin na złożenie sprawozdania upłynął 1 marca 2025 r., 7 kwietnia 2025 r. Prezes URE zamieścił na stronie internetowej URE przypomnienie o konieczności przedłożenia sprawozdania dotyczącego redysponowania. Następnie pismem z 30 kwietnia 2025 r. Prezes URE wezwał 56 podmiotów do niezwłocznego przedłożenia tego dokumentu. Należy zauważyć, że UPE nie przewiduje bezpośredniej sankcji za nieprzestrzeganie obowiązku określonego w art. 9c ust. 7q tej ustawy, tj. brak jest sankcji za niezłożenie sprawozdania w terminie do 1 marca. Jednakże art. 56 ust. 1 pkt 1d UPE przewiduje sankcję w postaci kary pieniężnej dla podmiotów nieprzestrzegających obowiązków wynikających z art. 13 ust. 4 Rozporządzenia (UE) 2019/943. W 2024 r. po wezwaniu Prezesa URE wszyscy zobowiązani operatorzy systemów elektroenergetycznych przedłożyli ww. sprawozdanie. Natomiast w 2025 r. w ustawowym terminie sprawozdanie to przedłożyło 115 operatorów, podczas gdy zobligowane do jego przedłożenia były 193 podmioty.

5. ***Jakie wytyczne w zakresie polityki właścicielskiej przyjmuje Ministerstwo Aktywów Państwowych względem podległych firm energetycznych, które posiadają w swojej strukturze operatorów systemów elektroenergetycznych?***

   MAP przekazało MKiŚ informację, że zgodnie z art. 7 ust. 3 ustawy[7] o zasadach zarządzania mieniem państwowym, Prezes Rady Ministrów może określać zasady nadzoru właścicielskiego oraz dobre praktyki, w szczególności w zakresie kształtowania wynagrodzeń członków organów, skierowane do podmiotów uprawnionych do wykonywania praw z akcji/udziałów należących do Skarbu Państwa. W listopadzie 2022 r. Prezes Rady Ministrów zatwierdził zaktualizowany dokument „Zasady nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem Skarbu Państwa". Przedmiotowy dokument ma na celu zwiększenie stopnia jednolitego wykonywania praw z akcji i udziałów należących do Skarbu Państwa w ramach sprawowania nadzoru właścicielskiego przez podmioty uprawnione do wykonywania praw z akcji/udziałów należących do Skarbu Państwa, a tym samym nie zawiera szczegółowych regulacji skierowanych wyłącznie do firm energetycznych, w tym również tych, które posiadają w swojej strukturze operatorów systemów elektroenergetycznych.

6. ***Czy w przyznanym przez BGK finansowaniu dla operatorów sieci elektroenergetycznych uwzględniono nakłady na cyfryzację oraz wprowadzenie usług elastyczności? Czy BGK, nadzorując wydatkowanie środków, przyjął kryterium minimalizowania wyłączeń?***

   Bank Gospodarstwa Krajowego wdraża inwestycję G3.1.4 pn. „Wsparcie krajowego systemu energetycznego (Fundusz Wsparcia Energetyki)" Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (dalej KPO). Wsparcie w ramach tej inwestycji udzielane jest w formie preferencyjnej pożyczki, którą można przeznaczyć na sfinansowanie projektów przyczyniających się do zapewnienia stabilności systemu energetycznego, przekształcenia systemu elektroenergetycznego z systemu jednokierunkowego (tzw. pasywnego) w system dwukierunkowy, z aktywnym udziałem odbiorców energii elektrycznej oraz służącego integracji odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym poprzez budowę i modernizację sieci elektroenergetycznych.

   Inwestycja G3.1.4 uwzględnia nakłady na cyfryzację sieci elektroenergetycznych, ponieważ zaplanowane w jej ramach kierunki wsparcia uwzględniają plany spółek energetycznych w zakresie rozwoju inteligentnej infrastruktury elektroenergetycznej, której rozwój w sposób bezpośredni wiąże się z cyfryzacją sieci. Wspierana inteligentna infrastruktura

[6] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, p. 54–124)

[7] Ustawa z dnia 16 grudnia 2016 r. o zasadach zarządzania mieniem państwowym (Dz.U. 2024 r. poz. 125 z późn. zm.).

elektroenergetyczna, dzięki realizowanym inteligentnym funkcjonalnościom sieci dotyczącym np. bardziej efektywnego zarządzania przepływami energii, sterowania generacją rozproszoną lub automatycznego usuwania awarii, przyczynia się w sposób znaczący do wprowadzania usług elastyczności. Należy przy tym zauważyć, że do faktycznego ich wprowadzenia potrzebny jest udział także podmiotów w obszarze produkcji i magazynowania energii, a także jej odbiorców.

W kontekście rozwoju cyfryzacji sieci warto wspomnieć także o wdrażanej przez MKiŚ inwestycji KPO G1.2.3 pn. „Rozwój sieci przesyłowych, inteligentna infrastruktura elektroenergetyczna", której celem jest rozbudowa, modernizacja i cyfryzacja sieci przesyłowej, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń północ–południe, w celu lepszej integracji OZE z krajowym systemem elektroenergetycznym (dalej KSE). Zakres obejmuje rozbudowę linii 400 kV i 220 kV, modernizację stacji energetycznych, wdrożenie CSIRE (Centralny System Informacji Rynku Energii) i systemu monitorowania jakości energii, a także rozwój trzech systemów informacyjno-komunikacyjnych wspierających zarządzanie siecią i centra danych. Projekt sprzyja dalszemu rozwojowi sieci dystrybucyjnej oraz integracji morskiej i lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaiki.

W zakresie drugiej części pytania, informuję, że BGK nie przyjął w ramach ww. inwestycji G3.1.4 kryterium minimalizowania wyłączeń. Przedmiotowe kryterium, choć byłoby przydatne do oceny wpływu projektu na kwestię niezawodności zasilania, w praktyce nie jest stosowane z uwagi na trudność w identyfikacji wpływu każdej realizowanej inwestycji na liczbę wyłączeń (lub ilość niedostarczonej energii elektrycznej). Zgodnie z najlepszą wiedzą MKiŚ, operatorzy nie posiadają tego typu danych w odniesieniu do każdej realizowanej inwestycji, co oznacza, że wprowadzenie takiego wymogu zastopowałoby nabór projektów i uniemożliwiło pełne wydatkowanie środków KPO, które możliwe jest do sierpnia 2026 r.

7. ***Ponieważ państwo polskie prowadziło dotację instalacji PV, w tym wraz z domowymi magazynami, proszę o następujące informacje.***

   a. ***Proszę o ocenę alokacji środków pomocowych na projekty przydomowych instalacji PV – jaka jest realna korzyść ekonomiczna dla państwa i obywatela z takiego projektu przy jednoczesnym wyłączaniu tych instalacji?***

W ostatnich latach państwo polskie zdecydowało się na szeroką interwencję w sektorze OZE, promując w szczególności instalacje fotowoltaiczne (dalej instalacje PV) dla gospodarstw domowych. Znaczne środki publiczne zostały przeznaczone na dofinansowanie zakupu i montażu mikroinstalacji PV poprzez szereg programów, takich jak „Mój Prąd", „Czyste Powietrze", czy lokalne inicjatywy. W kolejnych etapach przewidziano także wsparcie na domowe magazyny energii oraz systemy zarządzania energią.

Z perspektywy obywatela, dzięki m.in. wsparciu publicznemu, inwestycja w fotowoltaikę z wykorzystaniem dotacji jest opłacalna. Dzięki wsparciu państwa oraz dostępnym ulgom podatkowym, koszt początkowy instalacji znacząco się obniża, co skraca czas zwrotu inwestycji do około 5–8 lat. Energia wytwarzana przez instalację pozwala na zmniejszenie rachunków za prąd, a nadwyżki mogą być przekazywane do sieci energetycznej (w modelu net-billingu, który zastąpił wcześniejszy system opustów). Dla przeciętnego gospodarstwa domowego oznacza to roczne oszczędności rzędu 2500–3500 zł. Co istotne, inwestycja ta zwiększa niezależność energetyczną obywatela i uniezależnia go w pewnym stopniu od wzrostów cen energii.

Dla państwa korzyści są szersze i bardziej strategiczne. Rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych wpisuje się w cele polityki klimatycznej i energetycznej – zmniejsza zależność od paliw kopalnych, zwiększa udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym oraz ogranicza emisję gazów cieplarnianych. Wspieranie energetyki rozproszonej pobudza lokalną gospodarkę: rozwija się sektor usług montażowych, produkcyjnych i doradczych. W dłuższej perspektywie oznacza to także niższe koszty importu energii i poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Należy jednak wskazać, że w wielu miejscach sieci niskiego i średniego napięcia nie są przygotowane na przyjęcie dużej ilości energii produkowanej lokalnie. W konsekwencji dochodzi do sytuacji, że instalacje PV wyłączają się w słoneczne dni, gdy sieć jest przeciążona, zwłaszcza tam, gdzie jest dużo takich instalacji, a nie ma lokalnych magazynów energii. Czasowe ograniczenia w ich pracy wynikają głównie z lokalnych przeciążeń sieci z powodu niskiego poziomu autokonsumpcji, a nie z poleceń wydawanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych.

Wyłączanie instalacji prowadzi do kilku negatywnych skutków. Po pierwsze, gospodarstwa domowe nie są w stanie w pełni wykorzystać swojego potencjału produkcyjnego, co obniża opłacalność inwestycji. Po drugie, państwo – które współfinansowało budowę tych instalacji – nie osiąga pełnych efektów środowiskowych i energetycznych, ponieważ część możliwej do wyprodukowania energii nie zostaje w ogóle wprowadzona do sieci. W tym sensie mamy do czynienia z nieefektywnym wykorzystaniem środków publicznych.

Rozwiązaniem tego problemu jest szersze zastosowanie domowych magazynów energii, które pozwalają na gromadzenie nadwyżek i wykorzystanie ich w czasie, gdy produkcja z instalacji PV jest niska, a zapotrzebowanie wzrasta. Dlatego programy wsparcia, jak „Mój Prąd" zostały zmodyfikowane w tym zakresie i obejmują także te technologie, ale ich koszt jest wciąż zbyt wysoki dla wielu gospodarstw domowych. Potrzebne są także inwestycje w modernizację i cyfryzację sieci energetycznych oraz wdrażanie inteligentnych systemów zarządzania energią, na co również znaczne środki publiczne są przeznaczone z różnych źródeł wsparcia (program FEnIKS, Fundusz Modernizacyjny, Instrument Odbudowy i Wzmocnienia Odporności - KPO). Bez tych działań nawet najlepsze programy dotacyjne mogą przynosić ograniczone efekty.

Podsumowując, polityka wsparcia przydomowych instalacji fotowoltaicznych przyniosła wiele korzyści, zarówno dla obywateli, jak i dla państwa. Niemniej, obecne trudności związane z integracją tych instalacji z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym, a zwłaszcza z ich okresowym wyłączaniem, wskazują na konieczność dostosowania strategii pomocowej. W szczególności należy zintensyfikować działania w kierunku wsparcia magazynowania energii, rozwoju mikrosieci i modernizacji infrastruktury dystrybucyjnej. Dopiero wtedy możliwe będzie pełne wykorzystanie potencjału energii słonecznej w Polsce.

b. Ile instytucje państwa, jak PSE, i operatorzy ponieśli kosztów na opłaty dla prosumentów w latach 2022–2025 z tytułu wyłączenia instalacji PV – redysponowania nierynkowego? Proszę o podanie konkretnej wielkości zagregowanej na poziomie kraju oraz dla poszczególnych podmiotów w rozbiciu na lata.

Należy podkreślić, że zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii[8] (dalej ustawa OZE) prosumentem energii odnawialnej jest odbiorca końcowy, który wytwarza energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji (art. 2 pkt 27b ustawy OZE).

Zgodnie z najlepszą wiedzą posiadaną przez MKiŚ oraz z danych przekazanych przez OSP wynika, że dla instalacji należących do prosumentów, OSP nie wydawał poleceń redukcji generacji energii elektrycznej w ramach mechanizmu nierynkowej redukcji, a zatem nie zaistniała konieczność wypłaty rekompensat za nierynkowe redysponowanie.

8. Proszę o przedstawienie krajowej strategii prewencji przeciw wyłączaniu – nierynkowemu redysponowaniu mocy. Kto jest odpowiedzialny w Polsce za przygotowanie takiej strategii oraz wdrażanie planu naprawczego w związku z trudną sytuacją, w jakiej obecnie znajduje się Polska?

MKiŚ odnotowuje wyzwania, z jakimi mierzą się wytwórcy energii elektrycznej z OZE w kontekście dynamicznego rozwoju sektora OZE i jego wpływu na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej oraz docenia istotną rolę, jaką spełniają jednostki OZE w procesie

[8] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2024 r. poz. 1361 z późn. zm.).

transformacji energetycznej.

Występowanie zjawiska nierynkowej redukcji przynosi negatywne efekty dla OZE, jednakże w obecnej sytuacji rynkowej stanowi ono istotny element zapewniania bezpiecznej pracy KSE. Mechanizm ten ma na celu bilansowanie systemu elektroenergetycznego, co jest niezbędne do jego stabilnej i nieprzerwanej pracy. OSP korzysta z tego rozwiązania w ostateczności, gdy pozostałe środki okażą się niewystarczające.

MKiŚ na bieżąco analizuje sytuację na rynku energii elektrycznej w celu wypracowania kolejnych zmian prawa służących zmniejszeniu negatywnych skutków nierynkowej redukcji OZE. W ramach tych działań kwietniu 2025 r. odbyło się spotkanie konsultacyjne MKiŚ z przedstawicielami branży OZE, regulatora – Prezesa URE na temat problemów sektora OZE związanych z nierynkowym redysponowaniem. Na spotkaniu omawiana była propozycja wypracowana przez OSP i przedstawicieli branży OZE, która mogłaby zmniejszyć negatywne skutki stosowania nierynkowej redukcji OZE.

Ponadto, zgodnie z informacjami przedstawionymi przez OSP na spotkaniu[9] on-line w dniu 23 maja 2025 r. dotyczącym nierynkowego redysponowania źródeł OZE dla potrzeb bilansowania KSE, wynika, że OSP również rozumie skalę problemu i rozpoczął działania w celu jego rozwiązania. W ostatnim czasie wprowadził lub ogłosił plany wprowadzenia modyfikacji reguł nierynkowego redysponowania oraz zasad ustalania i rozliczeń rekompensat za nierynkowe redysponowanie. Planowane zmiany mają zwiększyć stopień proporcjonalności mechanizmów nierynkowego redysponowania poprzez zastosowanie nadążnego monitorowania historii wydawania poleceń redukcji dla danego obiektu redukcji. Oznacza to, że w procesie doboru jednostek wytwórczych do redysponowania będą uwzględniane wydane wcześniej polecenia redukcji dla danej jednostki wytwórczej. W zakresie rekompensat za nierynkowe redysponowanie OSP planuje wprowadzić zmiany mające na celu uproszczenie i zwiększenie dokładności oraz rozwój narzędzi informatycznych wspierających rozliczanie nierynkowego redysponowania.

Zgodnie z informacjami otrzymanymi od Prezesa URE, w związku ze zgłaszanymi skargami na nadmierne ograniczanie mocy elektrowni fotowoltaicznych, Prezes URE podjął decyzję o przeanalizowaniu zjawiska redysponowania nierynkowego. W ramach prowadzonej analizy pozyskiwane są obecnie dane na ten temat od operatorów sieci elektroenergetycznych.

Reasumując szereg podmiotów podejmuje działania w celu ograniczenia negatywnych skutków nierynkowej redukcji OZE i działania te skupiają się zarówno w obszarze regulacji jak i konkretnych działań w zakresie zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego Należy jednak podkreślić, że mechanizm ten jest zgodny z przypisami unijnymi zawartymi w art. 13 rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz w obecnej sytuacji rynkowej stanowi istotny element procesu bilansowania oraz zapewnienia bezpiecznej pracy KSE.

Z wyrazami szacunku

Z up. Ministra

Miłosz Motyka
Podsekretarz Stanu
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/

[9] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Nierynkowe redysponowanie źródłami OZE dla potrzeb bilansowania KSE – nagranie i prezentacja, dostęp: [27.06.2025 r.].

Do wiadomości:
Departament Spraw Parlamentarnych w KPRM