



Minister Klimatu i Środowiska

DEL-WRE.050.15.2025.PK
3797325.15505868.12540678
Warszawa, 18-07-2025

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku,

w odpowiedzi na interpelację Posłanki Krystyny Sibińskiej sprawie pogłębiających się problemów branży odnawialnych źródeł energii, w szczególności farm fotowoltaicznych w Polsce, nr K10INT9751 przekazuję następujące wyjaśnienia.

1. **Czy Ministerstwo Klimatu i Środowiska monitoruje skalę oraz skutki coraz częstszych wyłączeń farm fotowoltaicznych przez operatorów i jakie działania zamierza podjąć, aby ograniczyć te sytuacje oraz zabezpieczyć interesy przedsiębiorców produkujących energię z OZE?**

Podmiotem właściwym w zakresie nierynkowego redysponowania jest operator systemu przesyłowego - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej OSP) – która odpowiada za bezpieczne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. OSP wydaje polecenia redysponowania nierynkowego instalacji OZE przyłączonych do sieci OSP lub wydaje polecenia operatorom systemów dystrybucyjnych (dalej OSD), aby dokonali redysponowania nierynkowego jednostek OZE w swojej sieci, gdy jest to niezbędne dla zapewnienia jego bezpiecznej pracy. Polecenia nierynkowego redysponowania mogą być również wydawane przez OSD do instalacji OZE przyłączonych do sieci OSD.

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 operatorzy systemów elektroenergetycznych zgodnie z art. w art. 9c ust. 7q ustawy - Prawo energetyczne¹ (dalej UPE) przekazują co roku w terminie do 1 marca do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej Prezes URE) informacje dotyczące redysponowania nierynkowego. Dlatego też, Prezes URE, w związku ze zgłaszanymi skargami na nadmierne ograniczanie mocy elektrowni fotowoltaicznych, podjął decyzję o przeanalizowaniu zjawiska redysponowania nierynkowego. W ramach prowadzonej analizy pozyskiwane są obecnie dane na ten temat od operatorów.

Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez OSP na spotkaniu² 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

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

² Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., [Nierynkowe redysponowanie źródłami OZE dla potrzeb bilansowania KSE](#) – nagranie i prezentacja, dostęp:[27.06.2025 r.].

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.

MKiŚ analizuje na bieżąco dostępne mechanizmy, które mają na celu zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Elastyczność to zdolność uczestników rynku (wytwórców oraz odbiorców) do dostosowywania swojego profilu wytwarzania lub poboru energii elektrycznej do zmieniających się warunków podaży i popytu energii. Elastyczność systemu elektroenergetycznego jest kluczowa dla transformacji energetycznej w kontekście rosnącego udziału w systemie elektroenergetycznym energii wytwarzanej przez OZE. W tym celu, w szczególności analizowane są możliwości w zakresie tzw. odpowiedzi odbioru (DSR) oraz zwiększenia udziału magazynów energii w systemie elektroenergetycznym.

Ponadto w ramach procedowanego projektu UC84³ przygotowuje szeroką reformę w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznych. Projektowane zmiany są rozwiązaniem m.in. problemu spekulacyjnego blokowania mocy przyłączeniowych. Wśród rozwiązań przewidziano m.in. wprowadzenie do umów o przyłączenie obowiązku realizacji kamieni milowych realizacji inwestycji (brak realizacji skutkować będzie rozwiązaniem umowy), czy też racjonalizacja i modyfikacja opłat w zakresie przyłączeń. Proponowane w UC84 zmiany przyczynią się do przyspieszenia procesu transformacji energetycznej i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Proces przyłączeniowy będzie sprawniejszy, bardziej przejrzysty i mniej podatny na działania spekulacyjne. Pozwoli to na wykorzystanie istniejącej sieci elektroenergetycznej w bardziej optymalny sposób, co pozwoli na zwiększenie wykorzystania energii generowanej z OZE w KSE.

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, dlatego pozostaje w kontakcie z przedstawicielami sektora energetyki oraz podejmuje aktywne działania mające na celu zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej wytwarzanej przez OZE i ich lepszej integracji z systemem elektroenergetycznym przy jednoczesnym zapewnieniu realizacji podstawowych celów jakimi są: bezpieczeństwo energetyczne i transformacja energetyczna w kierunku niskoemisyjności.

2. ***Jakie dane posiada Ministerstwo na temat liczby przypadków (dni/godzin) występowania ujemnych cen energii elektrycznej na RDN oraz wymuszonych wyłączeń elektrowni słonecznych w Polsce w roku 2024 oraz 2025 (styczeń-maj)? Proszę o przedstawienie porównania tych wielkości między 2024 a 2025 rokiem oraz o ocenę głównych przyczyn tak dynamicznego wzrostu nadpodaży energii w systemie. Czy Ministerstwo przewiduje, że trend ten będzie się nasilać w kolejnych latach?***

Należy wskazać, że dane dotyczące cen energii elektrycznej na rynku dnia następnego (dalej RDN) dostępne są na stronie internetowej Towarowej Giełdy Energii (dalej TGE) pod adresem <https://www.tge.pl/energia-elektryczna-rdn>.

W poniższej tabeli przedstawiono dane dotyczące poleceń nierynkowego redysponowania wydanych przez OSP dla instalacji fotowoltaicznych ze względów bilansowych i sieciowych za lata 2023-2025 r.

³ Rządowe Centrum Legislacji, [Projekt Ustawy o zmianie ustawy – Prawo Energetyczne oraz niektórych innych ustaw](#), dostęp [02.07.2025 r.].

Redysponowanie instalacji PV w okresie 2023 - 2025 r. (do 26 maja)				
Rok	Liczba dni, w których wydano polecenie redysponowania	Redysponowanie ze względów bilansowych [GW]	Redysponowanie ze względów sieciowych [GW]	Łączna wielkość redysponowania [GW]
2023	4	162,07	0	162,07
2024	67	2380,67	8,38	2389,06
2025	68	1897,45	12,11	1909,56

Należy jednak podkreślić, że dane o poleceniach redukcji OZE podlegają weryfikacji w trakcie procesu rozliczeń redysponowania nierynkowego OZE. Tym samym powyższe dane nie są ostatecznymi i mogą różnić się od danych po ostatecznym rozliczeniu i potwierdzeniu.

Odnosząc się do kwestii dynamicznego wzrostu nadpodaży energii elektrycznej w KSE i związanym z tym konieczności stosowania mechanizmu nierynkowego redysponowania instalacji PV przez OSP, należy wskazać, że w normalnych warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej uczestnicy rynku w ramach swoich działań podejmowanych na hurtowym rynku energii elektrycznej powinni dążyć do zbilansowania swoich portfeli zakupowo-sprzedawczych. Niespełnienie tego warunku powoduje, że OSP jest zmuszony do stosowania środków nadzwyczajnych w postaci redysponowania nierynkowego źródeł OZE w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE.

Skala redysponowania narasta rok do roku ze względu na przyrost mocy zainstalowanej instalacji OZE. Moc zainstalowana instalacji wiatrowych i PV na początku 2024 r. wynosiła 27 529,3 MW a na początku 2025 r. wynosiła 32 529,8 MW, co oznacza przyrost mocy o 5 000,5 MW, z czego w instalacjach PV przyrost mocy wyniósł 4 157,4 MW. Największy przyrost mocy dotyczył instalacji PV przyłączonych do sieci niskiego i średniego napięcia i wyniósł 3 479 MW.

3. ***Czy planowane są zmiany lub reformy w obszarze bilansowania krajowego systemu energetycznego, które zwiększą jego elastyczność w obliczu rosnącego udziału OZE? Chodzi zwłaszcza o działania na rynku energii i mocy – np. czy rząd rozważa mechanizmy zachęcające do magazynowania energii, zwiększenia udziału DSR, wprowadzenia szerszych możliwości dynamicznego kształtowania popytu (dynamiczne taryfy) lub rozbudowy transgranicznych zdolności przesyłowych. Jakie kroki podejmie Ministerstwo, aby pełniej wykorzystać nadwyżki energii z OZE zamiast je tracić?***

W zakresie reformy w obszarze bilansowania należy wskazać, że w czerwcu 2024 r. został wdrożony II etap reformy rynku bilansującego energii elektrycznej (dalej RB). RB jest to administrowany przez OSP segment rynku służący do ostatecznego równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną. Podmioty uczestniczące w RB składają oferty redukcji generacji za wynagrodzeniem oraz oferty na świadczenie usług systemowych dla operatorów systemu. W RB mogą również uczestniczyć jednostki wytwórcze OZE. Reforma wprowadziła szereg zmian w procesie bilansowania KSE. W 2021 r. zmieniony został m.in. model RB, co pozwoliło na zapewnienie szerszego dostępu do tego rynku nowym podmiotom. Ułatwiono w ten sposób możliwość aktywnego udziału w bilansowaniu systemu jednostkom innym niż jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (dalej JWCD), a w szczególności jednostkom OZE, DSR oraz magazynom energii elektrycznej. Natomiast w ramach drugiego etapu reformy RB wprowadzone zostały m.in. poniższe elementy:

- nowy katalog usług bilansujących;
- rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących odrębnie dla kierunku w górę i w dół;
- zmiany zasad wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz skrócono okresy rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania z 1 godziny do 15 minut.

Głównym celem ww. zmian jest poprawa wyceny energii elektrycznej na RB, co ma zachęcić jego uczestników do większej elastyczności i dopasowania zużycia lub produkcji energii do bieżących potrzeb systemu elektroenergetycznego. Obecnie w tym zakresie nie są

planowane kolejne reformy. Działania dotyczące poprawy elastyczności KSE zostały przedstawione w odpowiedzi na pytanie nr 1.

W zakresie rynku mocy należy wskazać, że magazyny energii i jednostki oferujące usługi po stronie popytowej (DSR) mogą uczestniczyć w rynku mocy i efektywnie konkurują z innymi dostawcami mocy. Obecnie na rynku mocy jest zakontraktowane około 1-1,5 GW obowiązku mocowego w jednostkach redukcji zapotrzebowania. Jest to ponad dwukrotny wzrost od czasu funkcjonowania programu gwarantowanego DSR czy od pierwszego roku funkcjonowania rynku mocy. Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku magazynów elektrochemicznych. W ramach rynku mocy zakontraktowano ponad 4 GW obowiązku mocowego w magazynach elektrochemicznych. Pierwsze magazyny powinny zostać oddane przed rozpoczęciem 2026 r.

Dodatkowo, w lutym 2025 r. Rada Ministrów przedłożyła Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej Ocenę funkcjonowania rynku mocy w latach 2018-2024. Ocena ta zawiera również wnioski i rekomendacje na przyszłość, w tym propozycję kontynuacji rynku mocy w zmienionej formie. Rekomendacje zmian obejmują wprowadzenie mechanizmów mocowych adresujących łączne przeprowadzenie efektywnej ekonomicznie transformacji sektora elektroenergetycznego, wystarczalności mocy wytwórczych oraz zapewnienie elastyczności pracy systemu. Aktualnie trwają prace nad szczegółowymi rozwiązaniami adresującymi te kwestie.

Należy wskazać, że rząd konsekwentnie wspiera rozwój magazynowania energii. Zapewnił ramy prawne dla funkcjonowania magazynów energii, w szczególności usunięto bariery formalne, które wcześniej uniemożliwiały inwestorom czerpanie korzyści ekonomicznych z magazynowania energii elektrycznej. Wprowadzając do polskiego porządku prawnego przepisy dotyczące agregacji, otwarto posiadaczom magazynów energii drogę do świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Wprowadzenie umów z dynamiczną ceną energii elektrycznej zależną od wahań na rynku hurtowym ma na celu aktywizację odbiorców, w tym również posiadaczy magazynów energii. W ustawie⁴ o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących przesądzono, że inwestycje z zakresu elektrowni szczytowo-pompowych stanowią inwestycje celu publicznego i znacznie uproszczono proces inwestycyjny tym samym dając szansę zwiększeniu najbardziej efektywnych zasobów magazynowych. Zgodnie z aktualizacją KPEiK przewiduje się wzrost mocy magazynowej w elektrowniach szczytowo-pompowych o około 4 GW do 2040 r. Zwiększany ma być także udział innych technologii magazynowania – magazynów bateryjnych, a także technologii wykorzystujących wodór i inne gazy zdekarbonizowane. Ponadto, elektryfikacja ciepłownictwa (z wykorzystaniem OZE) wiązać się będzie również z rozwojem magazynów ciepła.

MKiŚ bierze udział w projektowaniu wsparcia dla rozwoju magazynów energii. W ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (dalej KPO) zostały zaplanowane fundusze na modernizację elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar oraz budowę wielkoskalowego magazynu baterijnego. Ponadto, w ramach funduszy unijnych i krajowych, opracowano programy wspierające rozwój magazynów energii w różnych skalach. Służą temu programy takie jak „Wsparcie wykorzystania magazynów dla OSD” oraz nowy program NFOŚiGW „Magazyny energii związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej” o łącznym budżecie 4 mld EUR, który jest skierowany do przedsiębiorców i przewiduje wsparcie dla magazynów o mocy nie mniejszej niż 2 MW i pojemności nie mniejszej niż 4 MWh.

Dodatkowo, programy takie jak „Mój Prąd” wspierają rozwój magazynów energii w gospodarstwach domowych. Należy podkreślić, że od uruchomionej we wrześniu 2024 r.

⁴ Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. z 2025 r. poz. 264).

szóstej edycji, dla mikroinstalacji PV zgłoszonych do przyłączenia od sierpnia 2024 r., magazyn energii jest obligatoryjny, co stanowi dodatkowy impuls dla rozwoju tej technologii. Dostępne są także inne programy wspierające magazyny energii współpracujące z instalacją OZE u różnych grup odbiorców, takie jak Energia dla wsi, Ulga termomodernizacyjna czy obsługiwany przez Bank Gospodarstwa Krajowego „Grant OZE” adresowany do tzw. prosumenta lokatorskiego, czyli wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych. Dzięki tym działaniom ilość magazynów energii u prosumentów w Polsce dynamicznie rośnie (na koniec 2024 r. 47 tys. magazynów o łącznej pojemności 672 MWh).

Kolejnym działaniem mającym na celu poprawę zdolności systemu elektroenergetycznego do integracji energii elektrycznej z OZE i lepszego funkcjonowania systemu jest rozbudowa i modernizacja sieci elektroenergetycznych (przesyłowych i dystrybucyjnych). W tym obszarze OSP przyjął Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034⁵, który zakłada budowę wielu linii przesyłowych dostosowujących system do lokalizacji nowych źródeł wytwórczych, w tym farm wiatrowych na morzu oraz elektrowni jądrowej. Proces modernizacji i rozbudowy obejmuje także inwestycje dotyczące udziału Polski w wewnętrznym rynku energii elektrycznej UE. Do 2030 r. powstanie drugie połączenie transgraniczne Polska – Litwa, wzmacniane są także zdolności przesyłowe na zachodzie kraju poprzez inwestycje krajowe wspierające transgraniczną wymianę energii elektrycznej. W 2026 r. zostanie uruchomiony drugi tor połączenia Polska – Niemcy wraz z przesuwnikami fazowymi po stronie niemieckiej. Inwestycje te przyczynią się do dalszego wzrostu możliwości przepływów transgranicznych energii elektrycznej.

Europejskim mechanizmem wsparcia dla połączeń transgranicznych jest fundusz Łącząc Europę. Polskie projekty są od lat beneficjentem tego programu, szczególnie rozbudowa systemu w północnej i północno - wschodniej Polsce, w tym połączenie elektroenergetyczne Polska – Litwa.

4. ***Jakie formy wsparcia dla inwestorów w OZE zamierza wprowadzić lub zmodyfikować Ministerstwo, aby złagodzić negatywne skutki ujemnych cen energii i nierynkowych wyłączeń OZE dla ich przychodów? Proszę o informację, czy rozważane jest przedłużenie lub rozszerzenie mechanizmu rozliczania ujemnego salda dla instalacji OZE w systemie aukcyjnym, wprowadzenie zachęt do budowy magazynów energii przy instalacjach OZE, lub inne instrumenty rekompensujące straty producentów (np. fundusz wyrównawczy, ubezpieczenia przychodów itp.). Jak Ministerstwo ocenia skuteczność dotychczas ogłoszonych rozwiązań (jak wspomniana możliwość pominięcia energii wyprodukowanej w godzinach cen ujemnych przy rozliczeniu aukcyjnym) w stabilizowaniu sytuacji finansowej właścicieli farm fotowoltaicznych?***

MKiŚ podejmuje szereg działań mających na celu złagodzenia negatywnych skutków ujemnych cen energii elektrycznej oraz nierynkowego redysponowania instalacji OZE, które wpływają na stabilność przychodów inwestorów.

W ramach procedowanego projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw - projekt UD89, który jest obecnie na etapie prac parlamentarnych⁶ MKiŚ przygotowało przepisy odpowiadające na problem, który dotyczy wytwórców energii elektrycznej z instalacji PV uczestniczących w aukcyjnym systemie wsparcia OZE. Uzyskiwana przez nich cena sprzedaży energii elektrycznej jest niejednokrotnie znacznie niższa niż rozliczeniowa cena dzienna, będąca podstawą wyliczenia salda rozliczanego w ramach zawartego na podstawie wygranej aukcji kontraktu różnicowego. Problem ten jest szczególnie dotkliwy dla wytwórców energii z instalacji PV, ponieważ nasycenie systemu elektroenergetycznego energią wyprodukowaną z tych

⁵ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – [Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034](#), dostęp [15.07.2025 r.].

⁶ <https://www.sejm.gov.pl/sejm10.nsf/agent.xsp?symbol=RPL&Id=RM-0610-20-25>, dostęp [14.07.2025 r.].

instalacji wpływa na ceny energii elektrycznej w godzinach, kiedy instalacje te produkują energię elektryczną z największą mocą.

MKiŚ zaproponowało możliwość bardziej korzystnego rozliczenia ujemnego salda dla podmiotów, które zdecydują się ograniczyć moc maksymalną wprowadzaną do sieci względem mocy zainstalowanej, określając zakres podmiotowy regulacji. Z tej możliwości będą mogli skorzystać wytwórcy energii elektrycznej z instalacji OZE, którzy wygrali aukcję i wykorzystują do produkcji energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego. Skorzystanie z tej opcji jest całkowicie dobrowolne, a podmioty, które się na to nie zdecydują, będą rozliczać ujemne saldo na dotychczasowych zasadach. Głównym celem wprowadzenia tych przepisów jest ustabilizowanie systemu elektroenergetycznego w godzinach, w których przypada najwyższa produkcja energii z instalacji PV. Ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci przez instalacje fotowoltaiczne korzystające z nowego systemu rozliczeń powinno zmniejszyć częstość i zakres redysponowania instalacji OZE, co przyniesie korzyści wszystkim odbiorcom energii elektrycznej, którzy pośrednio ponoszą dzisiaj koszty tych niezbędnych działań operatorskich.

Możliwość rozliczania ujemnego salda na nowych zasadach jest ograniczona czasowo. Podmiot, który złoży stosowny wniosek, będzie uprawniony do rozliczenia ujemnego salda przez okres 12 miesięcy, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2027 r. Wniosek można złożyć повторно przed dniem 31 grudnia 2027 r. Dodatkowo, wytwórcy, którzy skorzystają z nowych zasad, nie będą mogli uwzględniać wolumenu energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci w godzinach, dla których średnie ceny giełdowe były niższe niż 0 zł za 1 MWh.

Kontrakty różnicowe, których integralną częścią jest rozliczanie ujemnego lub dodatniego salda pozostaną podstawą systemu akcyjnego. Zgodnie z Komunikatem Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (dalej CEEAG), który określa ramy, w jakich państwa członkowskie UE mogą udzielać pomocy publicznej w sektorach związanych z ochroną klimatu, środowiska i energii, systemy aukcyjne dla OZE są dozwoloną a nawet preferowaną formą wsparcia. CEEAG promuje systemy aukcyjne jako preferowaną formę przyznawania pomocy publicznej dla OZE, ponieważ zapewniają konkurencyjność – wsparcie przyznawane jest w procedurze konkurencyjnej, co ogranicza nadmierne rekompensaty, minimalizuje zakłócenia konkurencji na rynku wewnętrznym UE, umożliwia pełne pokrycie luki finansowej (do 100% kosztów kwalifikowanych). MKiŚ postrzega możliwość stosowania kontraktów różnicowych (dalej kontrakty CfD) jako nowoczesnej formy wsparcia, która ogranicza ryzyko cenowe dla inwestorów.

Od 2026 r. w systemie aukcyjnym konieczne będzie uwzględnienie kryteriów pozacenowych zgodnych z rozporządzeniem (UE) 2024/1735⁷ (Net-Zero Industry Act). Wśród kryteriów pozacenowych warto wymienić chociażby integrację z systemem i wpływ na jego stabilność. W ramach nowelizacji systemu aukcyjnego planowanej już w bieżącym roku MKiŚ rozważa wprowadzenie kryteriów pozacenowych, które będą promować inwestycje zwiększające elastyczność i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. W szczególności rozważane jest premiowanie instalacji zintegrowanych z magazynami energii.

W zakresie wspomnianych w zapytaniu instrumentów rekompensujących straty producentów, takich jak fundusze wyrównawcze czy ubezpieczenia przychodów, należy zaznaczyć, że nie mieszczą się one w zakresie kompetencji MKiŚ. Instrumenty o charakterze finansowym, takie jak fundusze wyrównawcze czy ubezpieczenia przychodów, mogłyby potencjalnie leżeć w gestii innych instytucji – np. Ministerstwa Finansów, Banku Gospodarstwa Krajowego, czy instytucji ubezpieczeniowych – i wymagałyby odrębnych analiz oraz decyzji legislacyjnych.

⁷ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Dz.U. L, 2024/1735, 28.6.2024)

Ministerstwo Klimatu i Środowiska ocenia, że możliwość pominięcia energii elektrycznej wyprodukowanej w godzinach z ujemnymi cenami przy rozliczeniu aukcyjnym stanowi istotny krok w kierunku stabilizacji sytuacji finansowej właścicieli farm fotowoltaicznych. Dzięki niemu producenci nie ponoszą strat wynikających z konieczności sprzedaży energii elektrycznej po ujemnych stawkach, co pomaga zachować wytwórcom przewidywalność przychodów w ramach systemu aukcyjnego w sytuacji. Należy przy tym zaznaczyć, że unijne wytyczne zabraniają wsparcia oraz jakichkolwiek zachęt do wytwarzania energii elektrycznej w okresach cen ujemnych w przypadku wytwórców energii z OZE uczestniczących w notyfikowanych systemach wsparcia.

5. ***Czy Ministerstwo analizuje doświadczenia Hiszpanii dotyczące kryzysu rentowności farm fotowoltaicznych i masowej wyprzedaży projektów PV? Jakie wnioski płyną dla Polski z przypadku hiszpańskiego, w którym nadpodaż energii słonecznej i brak odpowiednich regulacji wsparcia doprowadziły do załamania cen energii dla PV (do poziomów poniżej kosztów wytwarzania)? Czy resort klimatu podejmuje działania zapobiegające wystąpieniu podobnego scenariusza w Polsce – np. poprzez przyspieszenie prac nad systemami magazynowania energii, zmianę mechanizmów rynku energii lub dodatkowe zabezpieczenia dla inwestorów?***

MKiŚ analizuje doświadczenia innych państw członkowskich UE, w tym Hiszpanii, gdzie nadpodaż energii elektrycznej i brak odpowiednich mechanizmów wsparcia doprowadziły do załamania cen energii elektrycznej dla PV poniżej kosztów wytwarzania oraz masowej wyprzedaży projektów. Wnioski płynące z tego przypadku są dla Polski istotnym sygnałem, gdyż MKiŚ jest świadome, że tzw. koszt profilu – czyli spadek wartości energii elektrycznej wytwarzanej w godzinach szczytowej produkcji PV – powoduje, że część inwestorów wstrzymała lub rozważyła wstrzymanie budowy instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcję, oczekując na zmianę tej sytuacji.

W odpowiedzi na ten problem Ministerstwo zaproponowało w ramach projektu UD 89 rozwiązanie, którego szczegóły opisano w odpowiedzi na pyt. 4.

MKiŚ podejmuje długofalowe działania mające na celu zapobieżenie podobnemu scenariuszowi jak w Hiszpanii, takie jak przyspieszenie rozwoju systemów magazynowania energii – zarówno poprzez uproszczenia administracyjne, jak i mechanizmy wsparcia magazynów energii opisane w odpowiedzi na pytanie 3. Analizujemy też możliwości dalszego wsparcia inwestorów, zgodnie z zasadami dotyczącymi pomocy publicznej wynikającymi z wytycznych CEEAG i w ramach dostępnych kompetencji resortu.

Jednak jedynym długofalowo skutecznym rozwiązaniem problemu nadpodaży energii elektrycznej z OZE jest dopasowanie podaży energii elektrycznej do popytu na nią. Kluczową rolę w tym zakresie w przyszłości powinna odegrać koncepcja integracji sektorowej, czyli harmonijnego współdziałania ze sobą różnych obszarów gospodarki. Obejmuje ona m.in. elektryfikację procesów przemysłowych i transportu, wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE do produkcji ciepła, chłodu, wodoru lub paliw syntetycznych, a także magazynowanie energii w różnych formach (ciepło, wodór, baterie).

6. ***W jaki sposób nowelizacja tzw. ustawy wiatrakowej (ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) zostanie wykorzystana jako szansa dla rozwoju OZE i wypełnienia zobowiązań klimatycznych Polski? Ilu nowych inwestycji wiatrowych (oraz jakiego rzędu mocy zainstalowanej) spodziewa się Ministerstwo w wyniku złagodzenia restrykcji odległościowych (500 m zamiast 10H) ? Czy zostały przeprowadzone analizy, w jakim stopniu dodatkowe moce wiatrowe (np. wspomniane ~10 GW) przełożą się na zwiększenie udziału OZE w krajowym miksie energetycznym i redukcję emisji CO₂? Proszę również o informację, jakie działania towarzyszące są planowane, aby umożliwić szybkie i efektywne przyłączenie nowych farm wiatrowych do sieci; czy przewidziano inwestycje sieciowe lub zmiany procedur, by uniknąć opóźnień i ograniczeń w przyłączeniu tych źródeł?***

W celu właściwego zaplanowania i przeprowadzenia procesu transformacji energetycznej, w MKiŚ trwają prace nad aktualizacją „Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata

2021-2030” (dalej KPEiK) z prognozami do roku 2040. Dokument ten wskazuje na osiągnięcie do 2030 r. 32,6% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto, a w 2040 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto może sięgnąć 58,4%.

W perspektywie 2030 r. i 2040 r. do przyrostu produkcji energii elektrycznej z OZE w największym stopniu przyczyniać się będą elektrownie słoneczne (o mocy zainstalowanej ok. 29 GW w 2030 r. i 46,3 GW w 2040 r.), następnie elektrownie wiatrowe na lądzie (o mocy zainstalowanej ok. 19 GW w 2030 r. i 25,8 GW w 2040 r.) i wiatrowe na morzu (ok. 5,9 GW w 2030 r. i 17,9 GW w 2040 r.), które funkcjonować będą w KSE od ok. 2026 r. Nowelizacja jest działaniem niezbędnym do wypełnienia powyższych celów dedykowanych energetyce wiatrowej na lądzie.

Przyjmuje się, że utrzymanie odległości minimalnej na poziomie 700 m oznaczać będzie, że do 2030 r. powstałyby co najwyżej 4 GW nowych mocy wiatrowych. Wprowadzenie odległości minimalnej 500 m oznacza szansę na budowę w tym czasie ponad 10 GW nowych wiatraków na lądzie.

W odniesieniu do kwestii przyłączeniowych należy wskazać, że elektrownie wiatrowe stanowią ważną składową polskiego mixu energetycznego. Według Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034 w ww. okresie OSP planuje przeznaczyć ok. 64 mld zł na rozwój sieci przesyłowej. Inwestycje te w perspektywie 10 najbliższych lat pozwolą na zwiększenie łącznej mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych do 19 GW, co przełoży się na potencjał produkcyjny rzędu 55 TWh. W chwili obecnej łączna moc zainstalowana lądowych elektrowni wiatrowych wynosi ok. 10 GW.

Nowelizacja nie skupia się na przyspieszeniu procedur dotyczących przyłączenia elektrowni wiatrowych. Natomiast podejmowane są działania mające na celu przyspieszenie procesu inwestycyjnego w innych obszarach. Obecnie najdłuższym i najbardziej skomplikowanym etapem jest etap środowiskowy i planistyczny. Nowelizacja wprowadza ustandaryzowanie jednoczesnego prowadzenia procedury środowiskowej i planistycznej. Możliwe będzie rozpoczęcie postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w przypadku braku obowiązywania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (dalej MPZP) i przedłożenie MPZP (wypisu, wyrysu) dopiero przed wydaniem decyzji.

Ponadto należy wskazać, że nowelizacja dostosowuje istniejące mechanizmy prawne i pozwala na m.in. lokalizowanie elektrowni wiatrowych przy wykorzystaniu trybu zintegrowanego planu inwestycyjnego (dalej ZPI). Zmiany te w znaczący sposób wpłyną na skrócenie procesów inwestycyjnych dla lądowych elektrowni wiatrowych.

Z wyrazami szacunku

Z up. Ministra

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

Do wiadomości:

- Departament Spraw Parlamentarnych w KPRM