



Minister Klimatu i Środowiska

Paulina Hennig-Kloska

DOZE-I.050.11.2025.MG
4057797.16391722.13417406
Warszawa, 21-11-2025

Pan
Włodzimierz Czarzasty
Marszałek Sejmu RP

Dotyczy: odpowiedzi na interpelację Posła Adama Gomoły oraz grupy Posłów (K10INT13121)
Temat: realizacja strategii energetycznej i transformacji ekologicznej Polski

Szanowny Panie Marszałku,

w związku z interpelacją nr K10INT13121 Posła Adama Gomoły oraz grupy Posłów, przekazuję odpowiedź przygotowaną we współpracy z Ministerstwem Energii.

Na wstępie chcę podkreślić, że wg danych Agencji Rynku Energii S.A., na koniec września 2025 roku, moc zainstalowana w OZE w Polsce wynosiła 36,8 GW, z czego 23,9 GW przypadało na elektrownie słoneczne, 10,5 GW na elektrownie wiatrowe, 0,32 GW na elektrownie biogazowe, 1 GW na elektrownie biomasowe i 0,98 GW na elektrownie wodne.

Na aukcjach OZE, które odbyły się w lipcu 2025 roku zakontraktowano 480 313,33 MWh w przypadku instalacji mniejszych niż 1MW (o 1,7% mniej niż w poprzedniej aukcji) oraz 15 799 663,74 MWh przy instalacjach powyżej 1MW (2,7% więcej niż w poprzedniej aukcji). Rozstrzygnięcia te dotyczą koszyków dla lądowych elektrowni wiatrowych i fotowoltaiki.

Od początku 2025 roku do końca września, moc zainstalowana instalacji OZE wzrosła o ponad 3,2 GW. W tym okresie moc zainstalowana instalacji prosumenckich wzrosła o 0,8 GW, a ich liczba zwiększyła się o prawie 72 tysiące.

W 2025 roku wzrost liczby mikroinstalacji prosumenckich był związany m.in. z korzystnymi regulacjami dla prosumentów zawartymi w ustawie z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2024 poz. 1847), która weszła w życie 28 grudnia 2024 roku.

Ustawa wprowadziła modyfikację rozliczeń prosumentów w systemie net-billing poprzez zwiększenie wartości depozytu prosumenckiego o współczynnik korekcyjny 1,23, co zwiększyło opłacalność rozliczeń poprzez zmniejszenie różnicy między rynkową ceną energii a stawką z taryfy operatora.

Ponadto, w odniesieniu do prosumentów, którzy wytworzyli i wprowadzili do sieci energię elektryczną po raz pierwszy do dnia 1 lipca 2024 r., przywrócono rozliczanie w oparciu o rynkową miesięczną cenę energii elektrycznej (RCEm), co chroni ich przed niskimi cenami za energię wprowadzaną do sieci. Prosumenci ci mogą, składając stosowne oświadczenie do sprzedawcy energii, zmienić sposób rozliczeń na rozliczenie w oparciu o rynkową godzinową cenę energii elektrycznej (RCE). Zachętą do zmiany jest zwiększenie wartości zwrotu niewykorzystanych przez prosumenta środków za wprowadzoną do sieci energię elektryczną w okresie kolejnych 12 miesięcy (tzw. nadpłaty), zapisanych na depozycie prosumenckim do 30%.

Chcę także podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska w 2025 roku prowadziło intensywne prace legislacyjne mające na celu stymulowanie rozwoju produkcji energii z odnawialnych źródeł, na co wskazują poniższe odpowiedzi na zadane w interpelacji pytania.

1. Jakie działania zostały podjęte od początku 2025 roku w celu przyspieszenia rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym zwłaszcza energetyki wiatrowej na lądzie i morzu, fotowoltaiki oraz biogazu?

Ministerstwo Klimatu i Środowiska w 2025 r. prowadziło działania, m.in. w obszarze implementacji unijnych rozwiązań do prawodawstwa krajowego, których głównym celem jest realizacja wiążącego celu UE w zakresie OZE w 2030 r. na poziomie co najmniej 42,5%.

Przykładem są prace legislacyjne mające na celu implementację przepisów dyrektywy 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „RED III”), do których należy:

1. *Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2025 poz. 1535), która wejdzie w życie 28 listopada 2025 roku*

W tej ustawie dokonano zmian w wielu obszarach dotyczących morskiej energetyki wiatrowej, których wspólnym celem jest usprawnienie procesu realizacji projektów, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Ustawa wprowadza przepisy umożliwiające skuteczne przeprowadzenie pierwszej aukcji dla morskich farm wiatrowych (MFW), wyznaczonej na 17 grudnia 2025 r., dzięki której może zostać zapewniona realizacja inwestycji o mocy zainstalowanej do 4 GW. Usprawnienie aukcyjnego systemu wsparcia polega na wprowadzeniu warunkowej prekwalfikacji, aukcji interwencyjnej w 2026 r., możliwości dzielenia obszarów na dwie farmy wiatrowe, ale przede wszystkim upraszcza i usuwa wszelkie wątpliwości dotyczące procedury rozstrzygnięcia aukcji.

Dodatkowo, poprzez dostosowanie zasad waloryzacji wsparcia oraz rozliczania ujemnego salda w przypadku redysponowania morskich farm wiatrowych na zasadach rynkowych, zwiększy się stabilność realizacji i funkcjonowania inwestycji.

Ustawa wprowadza również wiele ułatwień proceduralnych i usprawnień realizacji projektów, takich jak:

- mikroprzesunięcia fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych (do 50 m) bez wymogu wcześniejszej zgody dyrektora urzędu morskigo,
- współdzielenie przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów,
- umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w trakcie okresu oddawania MFW do użytkowania na rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującym,
- regulacje dotyczące bezpieczeństwa i czasu pracy personelu budującego MFW oraz osób pracujących w portach, terminalach i bazach serwisowych,
- przepisy dotyczące bezpieczeństwa państwa czyli m.in. tworzenia stref bezpieczeństwa dla MFW – również w fazie budowy.

Ponadto ustawa wprowadza rozwiązania służące dalszemu przyspieszaniu inwestycji w odnawialne źródła energii, takie jak stworzenie cyfrowych map potencjału OZE oraz opracowanie ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO), które będą ściśle związane z ich mapowaniem, stanowiąc podzbiór obszarów o największym potencjale do lokalizowania poszczególnych rodzajów instalacji OZE.

Działanie to wynika z prac wdrożeniowych nad nowymi instrumentami realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, a dokładnie z implementacji art. 15b Dyrektywy RED III.

OPRO mają zostać wyznaczone na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony środowiska, co docelowo ma pozwolić na znaczące skrócenie procedury środowiskowej, uznawanej za najbardziej czasochłonną, dzięki czemu proces inwestycyjny ma zostać znacząco skrócony (do maks. 12 miesięcy). Warto przy tym podkreślić, że zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy RED III, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku o zezwolenie do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy. Oznacza to, że do terminów na załatwienie sprawy i całego procesu wydawania zezwoleń nie wlicza się przykładowo terminów wynikających z wezwania do uzupełnienia braków formalnych wniosku, terminów w jakich organ prowadzący postępowanie oczekuje na uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień czy terminów w jakich organ uwzględnia udział społeczeństwa.

Ustawa wprowadza także zachętę dla inwestycji umożliwiających odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Wykorzystujący to rozwiązanie przedsiębiorca, który jest odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, prowadzonego przez Prezesa URE, będzie podlegać zwolnieniu z tzw. opłaty solidarnościowej.

Wprowadzenie ww. zmiany wpłynie na obniżenie kosztów energii dla przedsiębiorców oraz dekarbonizację gospodarki, co znacząco przyczyni się do poprawy jej konkurencyjności, utrzymanie działalności przemysłu, w tym kluczowego dla bezpieczeństwa narodowego przemysłu energochłonnego (np. hutnictwa), czy zwiększenie stabilności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), dzięki większej absorpcji energii z jednostek OZE.

Ustawa wprowadza rozwiązania służące stworzeniu cyfrowych map potencjału OZE. Mapy zostaną zintegrowane z krajowym portalem obejmującym infrastrukturę informacji przestrzennej (Geoportal), umożliwiając dostęp do zebranych danych oraz ich dalszą analizę i wykorzystanie (zwłaszcza na potrzeby wyznaczania OPRO). Opracowanie map potencjału dla wszystkich najważniejszych technologii spodziewane jest do końca 2025 roku. Mapowanie będzie wspierać lokalne strategie energetyczne.

Należy podkreślić, że powyższe działania, poza implementacją dyrektywy RED III, realizują kamienie milowe KPO.

W tej ustawie zostały także wprowadzone regulacje stymulujące rozwój energetyki rozproszonyj, obejmujące:

- tworzenie spółdzielni energetycznych w gminach miejskich. Rozwiązanie to wychodzi naprzeciw znacznemu zainteresowaniu gmin, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, a także innych podmiotów zlokalizowanych poza obszarami gmin wiejskich i miejsko-wiejskich tworzeniem spółdzielni energetycznych. Jednostki te charakteryzują się nierzadko wysokim zużyciem energii elektrycznej i ciepłej, stwarzając potencjał do zrzeszania kooperatyw energetycznych oraz lokalnego, efektywnego wytwarzania i bilansowania energii. Rozwiązanie to pozwoli na znaczną redukcję w kosztach energii, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego. Należy jednak zaznaczyć, że do czasu wydania przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej zgodność z rynkiem wewnętrznym zastosowanie przepisów wspierających spółdzielnie energetyczne do gmin miejskich jest zawieszona.
- zawieranie umów na zakup energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach klastra energii przez jednostki samorządu terytorialnego (JST) i spółki z ich udziałem z innymi członkami tego klastra, po spełnieniu wymagań określonych w ustawie. W takim przypadku JST nie będzie zobowiązana do stosowania regulacji zawartych w ustawie Prawo Zamówień Publicznych. Nowe przepisy prawne umożliwiają JST nabywanie tańszej energii wytworzonej w strukturze klastra, co zachęci je do inicjowania i rozwijania współpracy w ramach klastrów energii.
- w odniesieniu do warunków funkcjonowania prosumenta lokatorskiego, zwiększenie możliwej mocy zainstalowanej instalacji OZE do małej instalacji, jak również możliwości jej lokalizacji np. na dachach garaży i wiat parkingowych, a także rozszerzenie listy celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu na nieruchomości wspólnej, np. na potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego i przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej.

2. Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC118)

W ramach projektu, wdrażającego przepisy dyrektywy RED III, przygotowywane są regulacje prawne mające na celu wsparcie potencjalnych i obecnych wytwórców OZE w działaniach służących zwiększeniu wykorzystania energii odnawialnej w sektorze budownictwa, a także dodatkowo, w zakresie ciepła i chłodu odpadowego w: przemyśle, sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa oraz systemach ciepłowniczych i chłodniczych.

W ramach prac planuje się kontynuację upraszczania procedur wydawania zezwoleń w procesie inwestycji w odnawialne źródła energii poza obszarami przyspieszonego rozwoju, dla instalacji modernizowanych oraz dla fotowoltaiki i pomp ciepła, ułatwienia w zakresie integracji systemu odnawialnej energii elektrycznej, czy wprowadzenie możliwości

odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy i zapewnienie stosowania kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych dla paliw z biomasy w wyjątkowych sytuacjach.

3. *Projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC106).*

Projekt ustawy, mający na celu wdrożenie dyrektywy RED III w sektorze transportu, przewiduje m.in.:

- podniesienie Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) do poziomu 29% udziału energii odnawialnej w transporcie w 2030 r., zgodnie z art. 25 RED III,
 - wprowadzenie podcelów: co najmniej 5,5% biokomponentów zaawansowanych oraz 1% paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego,
 - dostosowanie systemu NCW do wymagań unijnych poprzez większą rolę biokomponentów zaawansowanych, energii elektrycznej z OZE i paliw alternatywnych (m.in. SAF, biometan),
 - utrzymanie modelu realizacji celu w oparciu o udział OZE w transporcie, a nie o redukcję emisji gazów cieplarnianych; wybór ten wynika z obecnych uwarunkowań krajowych, w tym niskiego poziomu elektromobilności i ograniczonego wykorzystania energii elektrycznej z OZE,
 - w odniesieniu do poszczególnych nośników energii – obok biokomponentów I generacji, których stosowanie pozostaje ograniczone do maks. 6,2% udziału, przewiduje się zwiększone wykorzystanie biokomponentów zaawansowanych (m.in. HVO, co-HVO), rozwój biometanu, energii elektrycznej z OZE oraz – w perspektywie długoterminowej – paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego,
 - rozszerzenie obowiązków raportowych zgodnie z unijną bazą danych UDB, a także wzmocnienie nadzoru nad systemami certyfikacji i jednostkami certyfikującymi przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa.
4. *Projekt ustawy o zmianie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD332).*

W celu zwiększenia ogólnego udziału OZE w krajowym zużyciu energii brutto Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, który 18 listopada 2025 roku uzyskał wpis do Wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów pod numerem UD 332. Planowany termin przyjęcia projektu przez Radę Ministrów to IV kwartał 2025 roku. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przewiduje, że projekt zostanie przyjęty w I kwartale 2026 r.

Głównym elementem tego projektu ustawy są rozwiązania wpływające na rozwój rynku biogazu, biogazu rolniczego i biometanu przez wprowadzenie aukcyjnego systemu wsparcia dla instalacji wytwarzających biometan o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW oraz wprowadzenie ułatwień dla gazociągu bezpośredniego, za pomocą którego będzie dostarczany biogaz, biogaz rolniczy lub biometan.

W tym miejscu warto wskazać najważniejsze założenia projektowanego systemu aukcyjnego:

- ze wsparcia może korzystać wytwórca biometanu w instalacji OZE, który wprowadza to paliwo gazowe do sieci gazowej,

- wsparcie może być łączone ze wsparciem inwestycyjnym (np. dotacje i pożyczki NFOŚiGW) i podlega regule kumulacji,
- wsparcie jest udzielane w formie kontraktu różnicowego realizowanego w oparciu o ofertę złożoną w aukcji (poprzedzone preselekcją) dla cen referencyjnych przypisanych do instalacji OZE w dwóch przedziałach mocowych do 2MW i powyżej 2MW,
- wsparcie będzie przysługiwało w maksymalnie 20-letnim okresie wsparcia (podobnie jak ma to obecnie miejsce w przypadku wsparcia FIP dla biometanu),
- wytwórcy objęci wsparciem mają obowiązek rozpoczęcia wytwarzania biometanu w terminie 4 lat od dnia rozstrzygnięcia aukcji,
- warunkiem uzyskania pomocy publicznej będzie spełnienie przez biometan kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 28ba-28bc i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Szacuje się, iż na potrzeby systemu aukcyjnego do 2030 r. powstanie ponad 50 biometanowni o średniej mocy ok. 2,8 MW, które docelowo będą wytwarzały ok. 300 mln m³ biometanu rocznie.

Ponadto, projekt tej ustawy zakłada także wprowadzenie uproszczeń procedury budowy gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu. Po przyjęciu zaproponowanych w projekcie zmian Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wyda zgodę na budowę gazociągu bezpośredniego po potwierdzeniu przez inwestora, że gazociąg ten będzie dostarczał biogaz, biogaz rolniczy lub biometan bezpośrednio od jego wytwórcy do odbiorcy końcowego, z pominięciem systemu gazowego.

Gazociągi bezpośrednie mogą połączyć m.in. wytwórców biogazu lub biogazu rolniczego z odbiorcami końcowymi tego paliwa np. zakładami wytwarzającymi ciepło z biogazu lub zakładami zużywającymi obecnie gaz ziemny, które zastąpią paliwo kopalne biometanem.

W świetle problemów związanych z dostępem do infrastruktury gazowej w lokalizacjach o dużym potencjale substratowym gazociągi bezpośrednie mogą pełnić kluczową rolę z uwagi na umożliwienie wykorzystania biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu poza miejscem wytworzenia.

Projekt zakłada także wprowadzenie regulacji mających na celu usprawnienie procesów inwestycyjnych w lądowej energetyce wiatrowej oraz liczne punktowe zmiany w systemach wsparcia OZE, w tym możliwość odtworzenia nowej instalacji hydroenergetycznej w miejscu istniejącej wcześniej elektrowni wodnej.

Powyższy projekt zawiera również regulacje wspierające rozwój spółdzielni energetycznych i prosumentów energii odnawialnej, obejmujące:

- udostępnianie przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) danych pomiarowych na wniosek spółdzielni, a nie jak obecnie spółdzielni energetycznej,
- doprecyzowanie trybu i kolejności postępowania spółdzielni oraz spółdzielni energetycznych w odniesieniu do zawieranych umów ze sprzedawcą oraz rejestracji w wykazie KOWR,
- propozycje zmiany znoszącej obowiązek przekazywania sprawozdań rocznych do KOWR,

- doprecyzowanie przepisów mających zastosowanie do procesów zakładania, rejestracji, przystępowania członków, włączania punktów poboru energii do spółdzielni energetycznej, a także do późniejszego zarządzania energią elektryczną, jak również biogazem, biogazem rolniczym, biometanem i ciepłem. W szczególności, regulacje te precyzują, że do powyższych procesów zastosowania nie mają przepisy ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1320),
- zwiększenie mocy magazynu do 2,2 mocy mikroinstalacji przy przyłączaniu ich do sieci elektroenergetycznej na zgłoszenie, co ma na celu zwiększenie autokonsumpcji energii produkowanej przez prosumentów i w efekcie lepszą integrację z instalacjami OZE i tym samym wsparcie elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Ministerstwo podejmuje też działania doraźne, czego przykładem jest planowana interwencja w związku ze spadkiem opłacalności inwestycji w nowe, wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne. Problem tzw. kosztu profilu, który jest ponoszony przez tego typu wytwórców, dotyczy w największym stopniu wytwórców energii z instalacji PV, gdyż nasycenie systemu elektroenergetycznego energią wyprodukowaną z instalacji PV ma istotny wpływ na ceny energii elektrycznej w godzinach, kiedy w efekcie sprzyjających warunków pogodowych, instalacje fotowoltaiczne produkują energię z największą mocą. Sytuacja ta spowodowała, że część inwestorów już wstrzymała, albo rozważyła wstrzymanie budowy instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcję wyczekując na zmianę tej niekorzystnej dla nich sytuacji, godząc się nawet na utratę wpłaconych kaucji. Żeby przeciwdziałać temu niekorzystnemu zjawisku ustawą z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zawetowanej przez Prezydenta RP, planowano wprowadzić przepis epizodyczny, który dawał możliwość bardziej korzystnego rozliczenia ujemnego salda do końca 2027 r.

Z tej dodatkowej możliwości mieli skorzystać wytwórcy energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, którzy wygrali aukcję i zadeklarują, że nie będą wprowadzać do sieci więcej niż 50% mocy zainstalowanej, co byłoby bardzo korzystne dla systemu elektroenergetycznego. Skorzystanie z możliwości rozliczania ujemnego salda na zasadach określonych w projekcie miało być całkowicie dobrowolne. Podmioty, które nie zadeklarowały by chęci rozliczania ujemnego salda na zaproponowanych w projekcie zasadach, mogłyby rozliczać ujemne saldo na zasadach dotychczasowych. Przedmiotowe regulacje będą procedowane w kolejnych projektach legislacyjnych.

Poza wymienionymi działaniami o charakterze legislacyjnym warto dodać, że resort klimatu i środowiska prowadzi także działania umożliwiające digitalizację procesów inwestycyjnych OZE. Obecnie realizowane są prace na rzecz utworzenia platformy cyfrowej na potrzeby wydawania pozwoleń w zakresie odnawialnych źródeł energii. Jest to działanie wpisujące się w proces cyfryzacji procedur administracyjnych dla OZE oraz realizujące kamienie milowe KPO, które ma zapewniać cyfrowe wnioskowanie i rozpatrywanie wniosków na wszystkich etapach administracyjnych, wymaganych do realizacji inwestycji i eksploatacji instalacji OZE (z wyjątkiem podłączenia do sieci). Uruchomienie ww. platformy planowane jest na II półrocze 2026 r.

- 2. Jakie są aktualne prognozy dotyczące tempa odchodzenia od węgla w polskim miksie energetycznym i jakie instrumenty wsparcia rząd zamierza zastosować, aby proces ten przebiegał w sposób bezpieczny społecznie i gospodarczo?**

Z punktu widzenia prowadzonej transformacji energetyczno-klimatycznej należy podkreślić, że decyzje dotyczące tempa odchodzenia od węgla będą podejmowane w oparciu o oba scenariusze prognostyczne ujęte w końcowej wersji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK), tj. scenariusza WEM (With Existing Measures) zakładającego realizację obecnie obowiązujących polityk i środków oraz scenariusza WAM (With Additional Measures) uwzględniającego wdrożenie dodatkowych działań i instrumentów wspierających transformację. Oznacza to, że końcowa trajektoria transformacji będzie mieściła się pomiędzy tymi dwoma ścieżkami i będzie zależna od szeregu czynników: ekonomicznych, społecznych czy środowiskowych. Scenariusze te stanowią ramy planistyczne, a nie sztywne harmonogramy, dlatego proces odchodzenia od węgla będzie realizowany elastycznie, w oparciu o aktualne analizy modelowe, ocenę bezpieczeństwa systemu, dostępność technologii, opłacalność inwestycji oraz gotowość regionów górniczych do zmian. Rząd będzie podejmował decyzje w sposób odpowiedzialny, tak aby z jednej strony zapewnić zgodność ze strategicznymi kierunkami transformacji, a z drugiej zagwarantować stabilność gospodarczą, bezpieczeństwo energetyczne oraz akceptację społeczną.

3. Jakie działania podejmowane są w kierunku rozwoju energetyki jądrowej i w jaki sposób projekt ten jest koordynowany z rozwojem OZE w ramach całościowej strategii energetycznej państwa?

Rozwój energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii jest planowany w sposób kompleksowy, zgodnie z kierunkami określonymi w rządowych dokumentach strategicznych, w tym KPEiK i PPEJ. Projekt KPEiK przedstawia spójną wizję docelowego miks energetycznego, w którym energetyka jądrowa i OZE funkcjonują jako wzajemnie uzupełniające się elementy systemu elektroenergetycznego.

Ministerstwo Energii konsekwentnie realizuje działania zmierzające do rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Realizujemy Program Polskiej Energetyki Jądrowej (Program PEJ), którego celem jest budowa oraz oddanie do eksploatacji w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej od ok. 6 do ok. 9 GWe w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne reaktory jądrowe generacji III(+). Zgodnie z Programem budowa pierwszego reaktora ma się rozpocząć w 2028 r. a jego oddanie do eksploatacji w 2036 r. Oddanie wszystkich 6 planowanych bloków w dwóch lokalizacjach ma nastąpić do 2042 r.

W perspektywie najbliższych tygodni planowane jest zakończenie procesu aktualizacji Programu PEJ, w szczególności pod kątem aktualizacji harmonogramu budowy pierwszej elektrowni jądrowej, przyjęcia kierunkowych ustaleń dla określenia sposobu wyboru technologii oraz partnerów strategicznych do budowy drugiej elektrowni jądrowej, a także uwzględnienia potrzeb związanych ze zwiększonym obciążeniem zadaniami instytucji państwowych w warunkach występowania pozarządowych inicjatyw budowy elektrowni jądrowych. Przewiduje się, że na przełomie 2025/2026 zakończeniu ulegną rozmowy z Komisją Europejską ws. mechanizmu wsparcia i notyfikacji pomocy publicznej dla pierwszej polskiej elektrowni jądrowej – EJ1.

W odpowiedzi na zainteresowanie technologiami SMR planowane jest do końca br. przyjęcie w Ministerstwie Energii mapy drogowej dla SMR. Kontynuujemy działania na rzecz wzmocnienia kompetencji polskiego przemysłu do udziału w projektach jądrowych. W tym celu rozpoczął w ME działalność dedykowany zespół, którego zadaniem jest maksymalizacja udziału polskich firm w projekcie jądrowym. W przygotowanie polskiego przemysłu włączono między innymi Agencję Rozwoju Przemysłu, Agencję Rozwoju Pomorza, Bank Gospodarstwa Krajowego oraz stowarzyszenia branżowe (IGEOŚ, PZPB, ZOPI, Lewiatan).

Ministerstwo Energii wspólnie z Narodowym Centrum Badań i Rozwoju kończy prace nad uruchomieniem strategicznego programu badawczego Nukleostrategę wspierającego wdrożenie energetyki jądrowej. Planujemy przeznaczyć ok. 500 mln złotych na ten cel. W ramach projektu będą rozwijane przez polskie firmy, instytuty badawcze oraz uczelnie, technologie, które mogą zostać zastosowane w programie jądrowym. Program będzie miał charakter interdyscyplinarny, aby możliwie kompleksowo pokryć zagadnienia konieczne do wdrożenia energetyki jądrowej.

Równolegle z kontynuacją prac nad EJ1 rozpoczęto realne działania związane z przygotowaniem inwestycji w drugą elektrownię jądrową przewidzianą w PPEJ. Ministerstwo Energii wystosowało w lipcu br. zaproszenia do rozpoczęcia dialogu konkurencyjnego do amerykańskiego Westinghouse (reaktor AP-1000), francuskiego EdF (reaktor EPR), koreańskiego KHNP (reaktor APR1400) oraz kanadyjskiego AtkinsRéalis (reaktor CANDU). Rozpoczęto już rozmowy w tym zakresie, które będą kontynuowane w 2026 roku. W odniesieniu do drugiej EJ zapisy projektu aktualizacji Programu PEJ zakładają:

1. Udział kapitałowy (w formie kapitału własnego) dostawcy technologii lub generalnego wykonawcy, przynajmniej na etapie budowy. Będzie to stanowiło czynnik motywujący wskazane podmioty do zrealizowania prac w pierwotnym harmonogramie i kosztorysie. Ponadto wskazane jest zawarcie w ofercie finansowania dłużnego (na przykład za pomocą agencji eksportowych).
2. Wybór technologii i generalnego wykonawcy w trybie konkurencyjnym, co jest szczególnie istotne i powinno pozwolić na uzyskanie relatywnie atrakcyjnych warunków cenowych i pozacenowych realizacji inwestycji.
3. Znaczący udział polskich firm wykonawczych w projekcie (tzw. local content). Umożliwi to nie tylko uzyskanie większych korzyści gospodarczych z inwestycji, ale również transfer technologii i know-how do polskich firm. Dzięki temu wzrosną ich możliwości eksportowe oraz zmniejszą się koszty budowy kolejnych EJ w Polsce.
4. Umożliwienie udziału odbiorców końcowych we własności elektrowni. Tego typu rozwiązania z sukcesem stosowane są od ponad 50 lat w Finlandii i USA, a także planuje się ich wdrożenie w Szwecji. Co do zasady zachowana zostanie niezbędna kontrola nad spótką jądrową przez Skarb Państwa. Zgodnie z opublikowanym projektem aktualizacji PPEJ, wybór preferowanej lokalizacji do budowy drugiej elektrowni jądrowej nastąpi w 2027 roku.

Chcę podkreślić, że powyższe działania Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwa Energii w 2025 roku realizują cele związane z głęboką transformacją energetyczną, zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski i dostosowanie krajowej gospodarki do ambitnych celów klimatycznych Unii Europejskiej.

Z wyrazami szacunku

Paulina Hennig-Kloska
Minister Klimatu i Środowiska
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/

Do wiadomości:

- Pan Miłosz Motyka, Minister Energii
- Departament Spraw Parlamentarnych w KPRM