Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
Podsekretarz Stanu
Maciej Bando

Warszawa, data: 4 października 2024 r.

identyfikator koszulki: 2873848

Pani
Anna Górska
Senator Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Senator,

W odpowiedzi na Pani oświadczenie senatorskie złożone w dn. 28 sierpnia br., przekazuję co następuje.

W nawiązaniu do prośby Pani Senator o przekazanie analizy porównawczej kosztów zapewnienia stabilnych i pewnych dostaw energii elektrycznej przez technologie jądrowe i źródła OZE realizowanej przez NCAE w 2022 r.,

W strukturze organizacyjnej spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. działa Biuro Narodowego Centrum Analiz Energetycznych (dalej: NCAE), które jest centrum naukowo-przemysłowym, powstałym jako odpowiedź na zobowiązanie wynikające z art. 9ca ustawy Prawo Energetyczne, zgodnie z którym operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i działające w formie spółki akcyjnej przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw ciekłych, którego jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa, tworzą wspólnie, wraz z instytutem badawczym, centrum naukowo-przemysłowe. Zadania NCAE obejmują prowadzenie badań polskiego sektora energetycznego oraz jego uwarunkowań technicznych, ekonomicznych i środowiskowych, także w kontekście międzynarodowym, celem wsparcia beneficjentów, tj. Ministra właściwego ds. energii i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w obszarze energii i klimatu. W ramach realizacji swoich zadań NCAE może nawiązywać i prowadzić współpracę z innymi podmiotami, w szczególności z organami administracji publicznej, instytutami badawczymi, uczelniami wyższymi oraz ośrodkami analitycznymi

tel. 22 273 70 80
Sekretariat.PelnomocnikaSIE@mfipr.gov.pl
www.gov.pl

ul. Wspólna 2/4
00-926 Warszawa

w kraju i za granicą. Dzięki posiadaniu odpowiedniego zaplecza analityczno-prognostycznego w ramach NCAE można opracowywać koncepcje, metodyki, analizy, prognozy, raporty lub narzędzia oraz realizować projekty badawcze dotyczące społeczno-ekonomicznych aspektów transformacji energetycznej lub zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.
Analizy NCAE mają charakter roboczy i podlegają bieżącej aktualizacji, a ich wyniki są uwzględniane w pracach nad opracowaniem strategicznych dokumentów rządowych, tj. w szczególności aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu oraz Polityki Energetycznej Polski.

1. **Czym różnią się, wspomniane przez pana na posiedzeniu podkomisji, obecne prace zmierzające do wyboru kolejnych lokalizacji elektrowni jądrowych od studium zamówionego przez Ministerstwo Gospodarki pt. „Ekspertyza na temat kryteriów lokalizacji elektrowni jądrowych oraz wstępna ocena uzgodnionych lokalizacji" oraz od prac realizowanych w ramach projektu DEsire finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju? Czy w ramach wspomnianych przez pana prac realizowane są prace terenowe? Jak wygląda zakres przeprowadzanych studiów literaturowych w porównaniu ze wspomnianym studium?**

   W 2010 r. na zlecenie Ministerstwa Gospodarki opracowany został dokument pt. „Ekspertyza na temat kryteriów lokalizacji elektrowni jądrowych oraz wstępna ocena uzgodnionych lokalizacji", zwany dalej: Ekspertyzą, który potwierdził możliwość wskazania w Polsce lokalizacji dla budowy elektrowni jądrowych. W ramach prac związanych z opracowaniem Ekspertyzy, Energo-projekt Warszawa (dalej: EPW) w 2010 r. wykonał analizy, biorąc pod uwagę ekspercką ocenę 17 kryteriów ewaluacyjnych. Opracowanie EPW zakończono procesem rankingowania i wskazaniem 27 potencjalnych lokalizacji.

   Zgodnie z harmonogramem realizacji Programu polskiej energetyki jądrowej (dalej: „PPEJ"), uchwalonym w 2014 r., oraz jego aktualizacją z dnia 2 października 2020 r., w 2023 r. miały rozpocząć się prace nad wyborem lokalizacji EJ2. W lipcu 2022 r., w spółce PEJ powołano projekt, którego celem jest osiągniecie gotowości do zaproponowania preferowanej lokalizacji dla EJ2 (dalej: Projekt EJ2).

   Do analiz w zakresie wyboru lokalizacji dla EJ2 przyjęto listę 27 potencjalnych lokalizacji wskazanych w ww. PPEJ, tj. lokalizacji dla których przeprowadzono ocenę oddziaływania w ramach Strategicznej oceny oddziaływania na środowisko na etapie podejmowania uchwały w sprawie programu wieloletniego rozwoju

energetyki jądrowej. Projekt został podzielony na etapy, spośród których pierwszy obejmował przeprowadzenie szeregu czynności mających na celu weryfikację aktualnych wymogów legislacyjnych oraz wiedzy o stanie środowiska, jak i wymogów technologicznych.

W celu wskazania krótkiej listy potencjalnych lokalizacji-kandydatów w ramach dotychczas przeprowadzonych przez Spółkę Polskie Elektrownie Jądrowe prac, ocenie poddano aktualny stan środowiska (tzw. stan bazowy). Weryfikację zmian obecnego stanu bazowego w porównaniu z ówczesnymi warunkami środowiskowymi dokonano poprzez m.in. porównanie zmian w rozwoju sieci osadniczej terenów objętych analizą lokalizacyjną, aktualizację form ochrony przyrody oraz analizę dostępnych źródeł wody na potrzeby układu chłodzenia. Analiza pozwoliła na określenie stopnia zastosowalności kryteriów wykluczających z 2011 r. w stosunku do obecnych warunków terenowych. Wynikiem kroku pierwszego analizy – „*weryfikacja zastosowalności kryterium wykluczającego o zmiany warunków terenowych*" była aktualizacja kryteriów wykluczających użytych przez EPW na potrzeby Ministerstwa Gospodarki i identyfikacja możliwości ich zastosowania, a więc ustalenie, czy doszło do zdezaktualizowania przyjętych w 2011 r. kryteriów w związku ze zmianami środowiska naturalnego.

Kolejnym krokiem była „*rewizja zakresu kryteriów wykluczających użytych w 2011 r. o wymogi rozporządzenia lokalizacyjnego*" (krok drugi). Zgodnie z wymaganiami rozporządzenia przed wyborem lokalizacji obiektu jądrowego inwestor powinien przeprowadzić badania i pomiary terenu, a na ich podstawie dokonać oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego.

Zgodnie z uregulowaniami rozporządzenia obiekt jądrowy lokalizuje się na terenie, który umożliwia zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej i ochrony fizycznej podczas rozruchu, eksploatacji i likwidacji tego obiektu, a także przeprowadzenie sprawnego postępowania awaryjnego w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego.

Wobec przedstawionych powyżej wyjaśnień, należy wskazać, że zakres prac podjętych w ramach Ekspertyzy Ministerstwa Gospodarki ma wymiar wstępnej i koncepcyjnej oceny potencjalnych lokalizacji dla EJ2. Z kolei prace prowadzone aktualnie przez Spółkę PEJ mają odmienny charakter, mianowicie opierają się na weryfikacji tych lokalizacji w oparciu o zbiór doprecyzowanych kryteriów, co pozwala na dokonanie pogłębionej oceny ww. lokalizacji.

Odnosząc się z kolei do Planu Dekarbonizacji Krajowej Energetyki Zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych (DEsire), należy

wyjaśnić, że ma on na celu dokonanie organizacji procesów inwestycyjnych dotyczących transformacji scentralizowanych systemów wytwórczych z uwzględnieniem kryteriów zrównoważonego rozwoju. Plan według swoich założeń ma stanowić zaplecze organizacyjne dla działań mających na celu zwiększenie efektywności różnych grup interesariuszy w procesie transformacji krajowych elektrowni i elektrociepłowni. Należy przy tym wskazać, że zakres badawczy planu obejmował m.in.:

1. identyfikację i analizę krajowej infrastruktury energetycznej i towarzyszącej pod kątem jej adaptacji w procesie modernizacji z zastosowaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV,
2. wykonanie zintegrowanego modelu oceny aspektów energetyczno-ekonomicznych, implementacji reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV w procesie dekarbonizacji bloków energetycznych,
3. organizację i bezpieczeństwo procesu modernizacji i eksploatacji elektrowni i bloków energetycznych z reaktorami jądrowymi generacji III/III+ i IV.

Odnosząc się do kwestii różnic w zakresie prac związanych z Planem oraz wskazaniem przez Spółkę lokalizacji dla EJ2 należy wskazać, że zarówno działania Spółki, jak i działania realizacji Planu wypełniają założenia zawarte w PPEJ oraz ww. Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Jednocześnie należy nadmienić, że zgodnie z przepisami ustawy – Prawo atomowe (art. 35b ust. 1 i 2), na Spółce spoczywa obowiązek przeprowadzenia oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację elektrowni jądrowej:

„art. 35b:

1. Obiekt jądrowy lokalizuje się na terenie, który umożliwia zapewnienie bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej i ochrony fizycznej podczas rozruchu, eksploatacji i likwidacji tego obiektu, a także przeprowadzenie sprawnego postępowania awaryjnego w przypadku wystąpienia zdarzenia radiacyjnego.
2. Przed wyborem lokalizacji obiektu jądrowego inwestor przeprowadza badania i pomiary terenu, a na ich podstawie ocenę terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego.”, co powoduje, że działania te są skoncentrowane na wyborze lokalizacji, która spełnia wymogi w zakresie bezpieczeństwa jądrowego.

Czy w ramach wspomnianych przez pana prac realizowane są prace terenowe?

Prace terenowe rozpoczną się po zakończeniu aktualnie prowadzonego procesu analizy kryteriów, o których mowa w ww. odpowiedzi.

Jak wygląda zakres przeprowadzanych studiów literaturowych w porównaniu ze wspomnianym studium?

Wobec faktu, że Spółka jest podmiotem odpowiedzialnym za proces wyłaniania lokalizacji obiektów energetyki jądrowej, o których mowa w PPEJ, a także w związku z opracowaniem Raportu o oddziaływaniu na środowisko (dalej: Raport OOŚ) dla EJ1 w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino, na potrzeby którego przeprowadzono wieloletnie badania środowiskowo-lokalizacyjne, a także uzyskaniem na tej podstawie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, Polskie Elektrownie Jądrowe posiadają szeroki zasób wiedzy i kadr wyspecjalizowanych w aspektach związanych z wyborem lokalizacji dla obiektów energetyki jądrowej. Zakres przeprowadzonych studiów literaturowych został wskazany w treści ww. Raportu OOŚ, a z uwagi na obszerność wykorzystanych źródeł i materiałów brak jest możliwości ich przytoczenia w niniejszej odpowiedzi.

2. **Kiedy poznamy lokalizację podstawową oraz alternatywną (lub ich listę) dla EJ2 realizowanej w ramach obecnego kształtu PPEJ?**

   Aktualnie spółka Polskie Elektrownie Jądrowe wznowiła prace nad zawężeniem listy potencjalnych lokalizacji do budowy drugiej elektrowni jądrowych w ramach Programu Polskiej Energetyki Jądrowej. Celem obecnego etapu jest wstępne studium wykonalności, z uwzględnieniem wyników rozpoznania terenu i przeprowadzonych na ich podstawie analiz, w celu wskazania potencjalnych lokalizacji do wstępnych, a następnie szczegółowych badań środowiskowo-lokalizacyjnych w ramach dalszych etapów. Decyzja o lokalizacji drugiej elektrowni jądrowej nastąpi po zakończeniu powyższych prac i otrzymaniu stosownych decyzji administracyjnych.

3. **Czy w związku z rozstrzygnięciem czeskiego postępowania konkurencyjnego na realizację EJ Dukovany oraz osiągnięciem przez konsorcjum KHNP i KEPCO najlepszej oceny we wszystkich zakresach, w tym finansowym, terminowym i motywacji ryzyka, EJ Konin-Pątnów, realizowana przez spółkę celową częściowo należącą do państwowej Polskiej Grupy Energetycznej, zostanie włączona do Programu Polskiej Energetyki Jądrowej?**

4. **Czy Program Polskiej Energetyki Jądrowej zostanie rozszerzony w kierunku sektorowym jako dokument określający całokształt polskiej energetyki jądrowej, a nie tylko działania związane z realizacją pojedynczej budowy?**
5. **Kiedy zostanie rozpoczęte postępowanie mające na celu wybór dostawcy technologii oraz generalnego wykonawcy tej inwestycji?**
6. **Czy planowane jest objęcie przez pełnomocnika rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej (lub inny podmiot o podobnej roli koordynacyjnej) nadzoru nad innymi niż Polskie Elektrownie Jądrowe Sp. z o.o. państwowymi lub publiczno-prywatnymi projektami jądrowymi, w szczególności realizowanymi przez: PGE PAK Energię Jądrową SA, Świętokrzyską Grupę Przemysłową Industria SA, KGHM Polską Miedź SA, Orlen Synthos Green Energy Sp. z o.o.? Czy w przypadku braku takich planów postępować będzie paraliż decyzyjny dotyczący tych projektów oraz ich wzajemna kanibalizacja?**

   Pytania nr 3-7 leżą poza zakresem właściwości Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (dalej: Pełnomocnik). Pełnomocnik nie jest również właściwy do oceny sposobu podziału kompetencji w ramach Rady Ministrów.

7. **Czy pana zdaniem obecne rozbicie programów jądrowych pomiędzy pańskie biuro (PPEJ), Ministerstwo Aktywów Państwowych (KGHM Polska Miedź, ŚGP Industria oraz Orlen Synthos Green Energy za pośrednictwem Orlenu), Ministerstwo Rozwoju i Technologii (listy intencyjne podpisane przez przeróżne specjalne strefy ekonomiczne) oraz Ministerstwo Przemysłu (Polityka Energetyczna Polski i Program Polskiej Energetyki Jądrowej) jest optymalne z punktu widzenia transformacji energetycznej i budowy energetyki jądrowej w Polsce?**

   Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z przyjętym przez Radę Ministrów projektem rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, które oczekuje obecnie na publikację w Dzienniku Ustaw, stanowisko Pełnomocnika zostanie przeniesione do urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw gospodarki surowcami energetycznymi, a zatem Ministerstwa Przemysłu, w którym funkcjonuje również Departament Energii Jądrowej, co zapewni koordynację działań w zakresie rozwoju energetyki jądrowej w ramach PPEJ.

8. **Jak wygląda pańska podległość, a także podział obowiązków pomiędzy funkcjami pełnomocnika do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej oraz wiceministra klimatu i środowiska?**

Zgodnie z rozporządzeniem w sprawie Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej *Pełnomocnikiem Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, o którym mowa w art. 12a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanym dalej „Pełnomocnikiem", jest sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów albo sekretarz stanu albo podsekretarz stanu w urzędzie obsługującym ministra właściwego do spraw energii.".*

Na podstawie art. 12a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne Pełnomocnik Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (dalej: „Pełnomocnik") wykonuje uprawnienia z akcji należących do Skarbu Państwa w stosunku do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.), operatora systemu przesyłowego gazowego (Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.) oraz PERN S.A. Ponadto zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 28 października 2022 r. w sprawie wykazu spółek, w których prawa z akcji Skarbu Państwa wykonuje Prezes Rady Ministrów lub inni członkowie Rady Ministrów, pełnomocnicy Rządu lub państwowe osoby prawne, w tym jednoosobowe spółki Skarbu Państwa, Pełnomocnik wykonuje prawa z udziałów Skarbu Państwa w stosunku do Polskich Elektrowni Jądrowych Sp. z o.o., oraz Przedsiębiorstwa Przeładunku Paliw Płynnych „Naftoport" Sp. z o.o. Powyższe kompetencje są odrębne od obowiązków wynikających z podziału obowiązków w ramach resortu Klimatu i Środowiska, w którym Pełnomocnik jest obecnie podsekretarzem stanu. Jak jednak wskazano w odp. na pytanie 7, w najbliższym czasie Pełnomocnik zostanie powołany w Ministerstwie Przemysłu.

9. Kiedy poznamy model finansowy i biznesowy funkcjonowania EJ Lubiatowo-Kopalino?

Elementy modelu finansowego i biznesowego były komunikowane publicznie. W celu sfinansowania projektu budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej realizowanego w ramach PPEJ (dalej: EJ1) opracowany został kompleksowy mechanizm wsparcia, który przewiduje:

1. dokapitalizowanie spółki PEJ przez Skarb Państwa. Przyjęta struktura finansowania elektrowni jądrowej zakłada 70% udział finansowania dłużnego i 30% udział finansowania własnego, do maksymalnej kwoty ok. 60 mld złotych Dokapitalizowanie jest niezbędne do przejścia do fazy realizacji EJ1;
2. udzielenie gwarancji Skarbu Państwa pokrywających 100% finansowania dłużnego. Gwarancje Skarbu Państwa są niezbędne do pozyskania

finansowania dłużnego. Takich gwarancji wymagają agencje kredytów eksportowych, które będą głównym źródłem finansowania dłużnego;

3. przyznanie wsparcia cenowego w postaci dwukierunkowego kontraktu różnicowego. Rolą zaprojektowanego kontraktu różnicowego jest zapewnienie PEJ stabilnych przychodów w okresie eksploatacji EJ1 oraz ochrona odbiorców energii elektrycznej w przypadku wystąpienia na rynku wysokich cen.

Dokapitalizowanie i gwarancje

Rola Skarbu Państwa jako strategicznego inwestora w spółce celowej realizującej inwestycje w energetykę jądrową w Polsce, była jednym z założeń biznesowych wskazanych w PPEJ. Na konieczność udziału Skarbu Państwa jako inwestora w projekcie EJ1 wskazano następnie w szeregu dokumentów, m.in. w raporcie koncepcyjno-wykonawczym, opracowanym w ramach Umowy między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Stanów Zjednoczonych Ameryki w sprawie współpracy w celu rozwoju programu energetyki jądrowej wykorzystywanej do celów cywilnych oraz cywilnego przemysłu jądrowego w Rzeczypospolitej Polskiej oraz w przyjętym w 2022 r. biznesplanie PEJ.

30 maja 2023 r. Rada Ministrów przyjęła uchwałę w sprawie zapewnienia finansowania budowy elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej do 3750 MWe na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa (dalej: uchwała ws. finansowania). W przyjętej uchwale ws. finansowania Rada Ministrów wskazała na podjęcie niezbędnych działań służących zapewnieniu odpowiedniego finansowania budowy elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej do 3750 MWe na obszarze gmin Choczewo lub Gniewino i Krokowa w oparciu o amerykańską technologię reaktorów AP1000 w szczególności przez:

- opracowanie projektu przepisów prawa, w oparciu o które będzie możliwe udzielenie gwarancji lub poręczeń w imieniu i na rachunek Skarbu Państwa dla zapewnienia uzyskania finansowania dłużnego niezbędnego do pokrycia kosztów realizacji inwestycji,
- podwyższenie kapitału własnego PEJ.

Rada Ministrów wskazała także na potrzebę przeprowadzenia analizy niezbędności stworzenia mechanizmu wsparcia w celu realizacji inwestycji i w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, wypracowania mechanizmu wsparcia odnoszącego się w zakresie koniecznym i w sposób proporcjonalny do ryzyk i potrzeb finansowych PEJ związanych z realizacją inwestycji. W uzasadnieniu do

uchwały ws. finansowania wskazano na potrzebę aktywnego udziału Skarbu Państwa w realizacji EJ1 oraz przywołano:

- przyjętą w biznesplanie PEJ oraz raporcie koncepcyjno-wykonawczym strukturę finansowania, tj. 30% kapitału własnego i 70% kapitału obcego,
- założenie, zgodnie z którym finansowanie kapitału własnego w wysokości do 60 mld złotych zostanie zapewnione w ramach dokapitalizowania PEJ ze środków Skarbu Państwa oraz
- założenie, zgodnie z którym pozostała kwota zostanie pozyskana z instytucji finansowych, przede wszystkim zagranicznych instytucji wspierających eksport wywodzących się z państw dostawców sprzętu, w tym agencji kredytów eksportowych, w szczególności amerykańskiej agencji kredytów eksportowych Export-Import Bank of the United States.

19 sierpnia br. na wniosek Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, do wykazu prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów został wpisany projekt ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw, wprowadzający przepisy umożliwiające przekazanie PEJ wsparcia publicznego w formie podwyższenia kapitału zakładowego PEJ na przygotowanie i realizację EJ1 w wysokości maksymalnie 60,2 mld zł w latach 2025-2030.

<u>Dwukierunkowy kontrakt różnicowy</u>

Decyzja co do wyboru modelu wsparcia cenowego w postaci dwukierunkowego kontaktu różnicowego (dalej: CfD), spośród modeli wskazanych w PPEJ, wynika z analizy doświadczeń innych państw członkowskich UE realizujących obecnie inwestycje w energetykę jądrową, w szczególności czeskiego projektu Dukovany II, a także aspektów regulacyjnych, w szczególności Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (dalej: Rozporządzenie Rynkowe). Zgodnie z art. 107-108 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej przed przyznaniem pomocy publicznej państwo członkowskie zobowiązane jest do jej notyfikowania Komisji Europejskiej celem uzyskania decyzji potwierdzającej zgodność pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Komisja Europejska w trakcie postępowania o wyrażenie zgody na przyznanie pomocy publicznej weryfikuje zgodność planowanej pomocy z innymi nierozerwalnie związanymi z pomocą dziedzinami prawa Unii Europejskiej. W przypadku CfD, Komisja

Europejska będzie weryfikowała zgodność tego bezpośredniego mechanizmu wsparcia cenowego z Rozporządzeniem Rynkowym. Rozporządzenie Rynkowe, zmienione w 2024 r., wskazuje CfD jako preferowany mechanizm bezpośredniego wsparcia cenowego dla elektrowni jądrowych, co zostało potwierdzone w ramach trwającego od września 2023 roku dialogu pre-notyfikacyjnego z utworzonym w Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji (DG COMP) zespołem prowadzącym sprawę. Pracując nad mechanizmem wsparcia, śledzono i monitorowano zmiany w Rozporządzeniu Rynkowym w celu odpowiedniego zaprojektowania CfD, aby spełniał wszystkie wymagania wprowadzone w tym akcie. Szczególną uwagę zwrócono m.in. na wymagania w zakresie istnienia zachęt do efektywnego działania na rynkach energii elektrycznej. Niezależnie od wymagań co do projektowanego mechanizmu bezpośredniego wsparcia cenowego, Rozporządzenie Rynkowe określa szereg innych zasad funkcjonowania na rynku energii, m.in.: zasady sprzedaży energii elektrycznej oraz zasady dysponowania jednostek wytwórczych przez operatora systemu przesyłowego. Projektując CfD uwzględniono odpowiednio te zasady. Przykład czeskiego projektu Dukovany II potwierdza aktualne stanowisko Komisji Europejskiej w zakresie możliwego do zaakceptowania mechanizmu bezpośredniego wsparcia cenowego. Zaproponowana przez Czechy w procesie notyfikacji pomocy publicznej umowa na zakup energii elektrycznej została w ramach finalnie zaakceptowanego rozwiązania uzupełniona o formułę rozliczenia właściwą dla dwukierunkowego kontraktu różnicowego, która zapewnia stabilność przychodów i ogranicza nadmierne wynagrodzenie beneficjenta pomocy publicznej.

Mechanizm wsparcia dla polskiego projektu, składający się z wymienionych powyżej elementów został już notyfikowany Komisji Europejskiej, w celu uzyskania decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym UE.

10. **Na ile jest szacowany koszt inwestycji w EJ Lubiatowo-Kopalino? Uprzejmie proszę o podanie kwoty całkowitej oraz rozbicie jej na: koszty EPC, koszty właścicielskie, rezerwę na nieprzewidziane ryzyka, wysokość kosztów finansowych.**

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw, wskazano maksymalny limit wydatków z budżetu państwa na wniesienie wkładu pieniężnego na podwyższenie kapitału

zakładowego spółki Polskie Elektrownie Jądrowe. Limit ten wynosi 60,2 mld zł. Zakłada się, że udział Skarbu Państwu w bezpośrednim finansowaniu inwestycji nie przekroczy 30%.

Całkowite koszty budowy elektrowni jądrowej będą znane po podpisaniu między konsorcjum (Westinghouse i Bechtel) a spółką PEJ kontraktu EPC (ang. Engineering, Procurement, Construction), który określi całościowe zasady realizacji tej inwestycji. Podpisanie kontraktu planowane jest przyszłym roku.

11. **Czy przeprowadzono analizy kosztów inwestycyjnych EJ Lubiatowo-Kopalino z wykorzystaniem innych modeli finansowania niż kontrakt różnicowy, w tym m.in. Mankala i SaHo?**
12. **Jeśli tak, jakie były wyniki tych analiz, jaki model został określony jako najtańszy i minimalizujący ryzyko inwestycyjne?**

Przeprowadzono szerokie analizy związane z możliwością i zasadnością zastosowania różnych modeli, w tym mechanizmów bezpośredniego wsparcia cenowego EJ1. W ramach prowadzonych prac analitycznych w sposób szczegółowy weryfikowano możliwość wykorzystania modeli spółdzielczych (takimi są wymienione bezpośrednio w pytaniu modele Mankala i SaHo). Przeprowadzone analizy prowadziły do licznych wątpliwości związanych z zasadnością zastosowania modelu spółdzielczego w przypadku inwestycji w EJ1. Z modelami spółdzielczymi wiążą się ryzyka finansowe (w tym zwłaszcza dot. sposobu zapewnienia finansowania budowy elektrowni jądrowej), ryzyka biznesowe (powiązane m.in. z docelową strukturą właścicielską oraz zasadami funkcjonowania elektrowni jądrowej), prawne (w tym w szczególności co do sposobu zapewnienia zgodności z prawem pomocy publicznej, zasadami kontroli koncentracji czy regułami funkcjonowania rynku energii elektrycznej), a także harmonogramowe. Zidentyfikowane powyżej ryzyka wpływają na podejmowane w ostatnim czasie decyzje państw członkowskich Unii Europejskiej o wyborze innych niż modele spółdzielcze mechanizmów finansowania inwestycji w elektrownie jądrowe.

Po przeprowadzeniu stosowanych analiz ostatecznie podjęto decyzję o przyznaniu bezpośredniego wsparcia cenowego dla EJ1 w postaci dwukierunkowego kontraktu różnicowego. Wybór dwukierunkowego kontraktu różnicowego jest

zgodny zarówno z wprowadzanymi rozwiązaniami w prawie Unii Europejskiej[1], podejściem Komisji Europejskiej wyrażonym w decyzjach z zakresu prawa pomocy publicznej dla elektrowni jądrowych[2] oraz w trakcie postępowania prenotyfikacyjnego w sprawie systemu wsparcia dla EJ1, jak i decyzjami co do modeli wsparcia nowych elektrowni jądrowych w innych państwach członkowskich Unii Europejskiej, w tym m.in. w Belgii, Czechach, Szwecji czy Rumunii.

13. **Kiedy poznamy harmonogram inwestycji EJ Lubiatowo-Kopalino z rozbiciem na fazy: licencjonowania (przygotowania raportu lokalizacyjnego, przygotowania wstępnego raportu bezpieczeństwa, przygotowania projektu budowlanego), prac przygotowawczych, wstępnych prac budowlanych, budowy kolejnych bloków jądrowych (wydania NTP na produkcję tzw. long lead items, wydania NTP generalnemu wykonawcy), rozruchu kolejnych bloków jądrowych?**
14. **Jeśli został on opracowany, proszę o jego udostępnienie.**

Harmonogram procesu budowy będzie znany po podpisaniu umowy EPC.

W ramach prowadzonych obecnie prac, inwestor zakłada wylanie tzw. pierwszego betonu jądrowego, (ang. first nuclear concrete), który rozpocznie etap właściwej budowy pierwszego reaktora jądrowego w gminie Choczewo, w 2028 r. Wcześniej przeprowadzone zostaną prace przygotowawcze. Ich start planowany jest na przełom 2024/2025 r., w sierpniu br. Spółka PEJ złożyła do Wojewody Pomorskiego wniosek o pozwolenie na rozpoczęcie prac przygotowawczych.

Kluczowe dla procesu inwestycyjnego jest by do 2028 r. zakończyć fazę licencjonowania, w tym przygotowanie raportu lokalizacyjnego (zaplanowane na czerwiec 2026 r.), przygotowanie wstępnego raportu bezpieczeństwa (zaplanowane na lipiec 2027 r.), przygotowanie projektu budowlanego, będącego efektem umowy EPC oraz ukończenie prac przygotowawczych, wstępnych prac budowlanych oraz szeregu postępowań administracyjnych i inwestycji towarzyszących, by z odpowiednim wyprzedzeniem umożliwić wykonawcy wejście na plac budowy. Zgodnie z deklaracjami wykonawcy na realizację pierwszego

[1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej, Dz.U. L, 2024/1747, 26.6.2024.

[2] Przykładowo sprawy State Aid SA.58207 (2021/N) – Czechia - Support for the construction and operation of a new nuclear power plant at the Dukovany site oraz State Aid SA.106107 (2024/N) – Belgium Lifetime extension of two nuclear reactors (Doel 4 and Tihange 3).

bloku potrzeba ok. 7 lat, dlatego pierwszy blok jądrowy zostanie wybudowany w 2035 r., a kolejne dwa bloki w odstępach rocznych, czyli w 2036 i 2037 roku.

15. **Czy przeprowadzono analizy wykorzystania EJ Lubiatowo-Kopalino do produkcji zeroemisyjnego ciepła sieciowego dla Trójmiasta oraz Wejherowa, Redy i Rumii?**
16. **Jeśli tak, proszę o ich udostępnienie.**

Spółka PEJ przeprowadziła analizę możliwości wykorzystania EJ Lubiatowo-Kopalino do produkcji zeroemisyjnego ciepła sieciowego na etapie przygotowywania Raportu o Ocenie Oddziaływania na Środowisko (raport dostępny jest publicznie na stronie internetowej Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska). Możliwość pracy EJ Lubiatowo-Kopalino w kogeneracji, czyli równoległym wytwarzaniu energii elektrycznej oraz ciepła użytkowego, powinna być rozważana w nawiązaniu do braku dostępności w pobliżu lokalizacji elektrowni aglomeracji o relatywnie dużym zapotrzebowaniu na odbiór ciepła.

Najbliższą możliwą do rozważenia w tym zakresie scentralizowaną siecią ciepłowniczą jest sieć Trójmiasta. Potencjalne miejsce podłączenia do tej sieci znajduje się w Gdyni, w odległości ok. 56 km od lokalizacji EJ. Przewidywana długość koniecznego do wybudowania ciepłociągu byłaby jeszcze większa, z uwagi na to, że nie byłby on poprowadzony w linii prostej, a jego przebieg warunkowałoby ukształtowanie terenu czy obecna na trasie zabudowa. Odległość ta przenosi się bezpośrednio na wysokie koszty takiego rozwiązania. Na koszt ten wpływa, poza budową samego członu ciepłowniczego w EJ, budowa i utrzymanie ciepłociągu (w tym budowa stacji pomp). Dodatkowym niekorzystnym elementem są straty ciepła na przesyle, które są proporcjonalne do długości ciepłociągu, co bezpośrednio wpływa na opłacalność takiego rozwiązania.

Innym aspektem jest wpływ pracy w kogeneracji na możliwość wytwarzania energii elektrycznej w EJ. Należy zauważyć, iż zastosowanie kogeneracji skutkowałoby znaczącym zmniejszeniem produkcji energii elektrycznej w EJ (w granicach 10-15% spadku wydajności elektrycznej bazując na istniejących układach kogeneracyjnych w elektrowniach jądrowych na terenie Europy). Aby umożliwić pracę w kogeneracji, ciepło musiałoby być pobierane z głównego rurociągu parowego lub z upustu turbiny, a zatem część pary nie napędzałaby turbiny, co spowodowałoby zmniejszenie mocy elektrycznej EJ. Takie modyfikacje w projekcie elektrowni oznaczałyby zatem znaczącą ingerencję w projekt elektrowni i generowałby dodatkowe ryzyka realizacyjne i projektowe.

Przy prowadzeniu analiz opierano się m.in. na wytycznych Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej z 2019 roku. Wynikiem analizy było wskazanie, że praca

EJ w kogeneracji jest możliwa, jednak jest to rozwiązanie nieefektywne biznesowo. W związku z wynikami tej analizy, we wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie została przewidziana praca EJ w kogeneracji. Ma to również odzwierciedlenie w wydanej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla inwestycji w EJ Lubiatowo-Kopalino.

17. **Czy polski rząd lub spółka Polskie Elektrownie Jądrowe zabezpieczyły moce produkcyjne związane z wykonaniem long lead items, a w szczególności wielkogabarytowych odkuwek do EJ Lubiatowo-Kopalino?**

Urządzenia o długim terminie dostawy (ang. Long Lead Items, dalej: „LLI") to elementy i urządzenia elektrowni jądrowej o długim okresie produkcji, których zakup jest bardzo kosztowny, więc ich zamówienie, w tym zabezpieczenie mocy produkcyjnych, zostanie przeprowadzone – podobnie jak to ma miejsce w innych projektach jądrowych na świecie – w odpowiednim momencie prowadzonych prac projektowych, po uzgodnieniach merytorycznych między inwestorem, wykonawcą i dostawcą technologii oraz regulatorami. Należy podkreślić, że zarówno same zamówienia, jak i rezerwacja mocy produkcyjnych, będą odpowiedzialnością konsorcjum Westinghouse i Bechtel, a nie spółki PEJ.

Do złożenia zamówień na LLI (czy też np. rezerwacji mocy produkcyjnych) konieczne jest m.in odpowiednie zaawansowanie projektowania, określenie norm i standardów, ustalenie procesów związanych z zapewnieniem jakości, w tym z regulatorami (jak Państwowa Agencja Atomistyki czy Urząd Dozoru Technicznego), wypracowanie adekwatnych rozwiązań kontraktowych, a także zapewnienie odpowiednich środków finansowych (zamówienie LLI, w tym zabezpieczenie mocy produkcyjnych, wiąże się z zaciągnięciem długoterminowych zobowiązań finansowych).

Spółka PEJ planuje zlecić konsorcjum zamówienie LLI w adekwatnym czasie, zgodnym z harmonogramem projektu, kierując się najlepszym interesem projektu i efektywnością biznesową. Spółka zidentyfikowała także ryzyka związane ze zbyt wczesnym zamówieniem LLI, które powodowałoby, że urządzenia i komponenty będą musiały być przechowywane przez długi czas na placu budowy, co np. generowałoby dodatkowe koszty związane z zapewnieniem przestrzeni i mogłoby istotnie pogorszyć stan techniczny LLI.

W ramach obecnie realizowanej umowy Engineering Services Contract (dalej: „ESC"), realizowane są prace mające na celu zaawansowanie projektu technicznego elektrowni jądrowej, zwiększenia dokładności szacunku kosztów budowy, a także nad doszczegółowieniem wymagań jakościowych wobec

łańcucha dostaw. Realizacja tych prac przybliża Spółkę do gotowości do zlecenia Konsorcjum zamówienia LLI.

Dodatkowo proszę o pańskie odpowiedzi jako wiceministra klimatu i środowiska na następujące pytania.

1. Kiedy zostanie opracowana i upubliczniona pełna treść KPEiK?
2. To samo pytanie odnośnie do Polityki Energetycznej Polski.
3. To samo pytanie odnośnie do Strategii dla Ciepłownictwa.
4. Kiedy zostanie powołany, w związku z ogłoszeniem wyników naboru w marcu 2024 r., wiceprezes Państwowej Agencji Atomistyki?
5. Kiedy zostanie ogłoszony nowy nabór w przypadku braku powołania kandydata lub kandydatów z minionego naboru?

Pytania nr 1-5 powyżej leżą poza zakresem właściwości Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, w tym jako podsekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem,

Maciej Bando

/podpisano elektronicznie/