



Warszawa, dnia 02-08-2021 r.

## **Minister Klimatu i Środowiska**

DSP-WPE.050.1.2021.MK  
1494104.5022038.4585498

**Pani Elżbieta Witek**  
**Marszałek Sejmu RP**

*Szanowna Pani Marszałek,*

poniżej udzielam odpowiedzi na pytania zawarte w interpelacji Pana Posła Janusza Kowalskiego z dnia 17-02-2021 r. w sprawie realizacji polityki energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej – K9INT19746. Odpowiedź została opracowana przy wkładzie współpracujących resortów.

- 1. Czy są przygotowane projekcje przydziału uprawnień dla Polski w okresie 2021-2030 w podziale na: przydziały darmowe dla instalacji, przydziały do sprzedaży oraz projekcja emisji CO<sub>2</sub> z EU ETS?*

Informuję, że Komisja Europejska (KE), zgodnie z przedstawionymi wcześniej zapowiedziami opublikowała w dniu 14 lipca 2021 r. pakiet dokumentów zawierających rozwiązania mające doprowadzić do realizacji celów redukcyjnych UE na rok 2030. Propozycje KE w sposób istotny wpływają na kształt polityki klimatycznej UE, przede wszystkim w zakresie kształtu systemu EU ETS, ale również w pozostałych obszarach tej polityki, które również, w sposób pośredni lub bezpośredni, będą oddziaływały na emisje w EU ETS. W chwili obecnej propozycje Komisji są szczegółowo analizowane pod kątem ich wpływu na sytuację Polski, zarówno w aspekcie gospodarczym, jak i społecznym. Należy tutaj nadmienić, że projekty te będą ulegały modyfikacjom w toku negocjacji w Radzie UE i Parlamencie Europejskim. W kontekście powyższego, do czasu zatwierdzenia regulacji w powyższych obszarach, wszelkie projekcje przydziałów uprawnień i poziomów emisji mają charakter roboczy lub pomocniczy ze względu na hipotetyczność przyjętych założeń.

- 2. Proszę o przedstawienie przygotowanych przez Pana Ministra projekcji cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w grudniu 2020 r. w wariantcie zaostrożenia celu redukcji na 2030 r. do 55% zgodnie z propozycjami forsowanymi na poziomie UE przed grudniową decyzją finalną Rady Europejskiej. Proszę o potwierdzenie daty przygotowania projekcji oraz ich autorów, która była podstawą wyrażenia przez Polskę zgody na Radzie Europejskiej na zaostrożenie celu redukcji emisji.*

Biorąc pod uwagę całokształt polityki klimatycznej UE należy zauważyć, że system handlu uprawnieniami do emisji EU ETS jest tylko jednym z elementów polityki klimatycznej UE, a ceny uprawnień do emisji są tylko jednym z czynników wpływających na realizację całej polityki klimatycznej, dlatego też nie były one wyłącznym czynnikiem warunkującym podjęcie decyzji dotyczącej nowego celu redukcyjnego podczas Rady Europejskiej w grudniu 2020 r. Istotne były również takie czynniki, jak konstrukcja całej polityki klimatycznej w kontekście propozycji włączenia transportu i budownictwa do EU ETS; zasady wyznaczania celów krajowych w non-ETS (sektory nieobjęte systemem EU ETS) i standardów emisyjnych w poszczególnych sektorach, koszty dla gospodarstw domowych, itd.

W okresie poprzedzającym posiedzenia Rady Europejskiej w grudniu 2019 r. oraz grudniu 2020 r. ośrodek analityczny LIFE Climate CAKE PL w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), działającym w strukturze Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego, przygotował szereg analiz, które pokazały szeroki obraz potencjału redukcyjnego w polskiej gospodarce, uwzględniając w tym potencjał i koszty redukcji w poszczególnych sektorach, takich jak: energetyka, transport, rolnictwo.

Analizy przygotowane przez CAKE:

- „Ryzyko ucieczki emisji w kontekście zwiększenia celu redukcji emisji gazów cieplarnianych UE” (czerwiec 2019 r.)
- „Potencjał redukcji emisji CO<sub>2</sub> w sektorze transportu w Polsce i UE w perspektywie roku 2050” (październik 2019 r.)
- „Scenariusze niskoemisyjnego sektora energii w Polsce i UE w perspektywie roku 2050” (październik 2019 r.)
- „Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu Europejski Zielony Ład” (marzec 2020 r.)
- „Ocena wpływu polityki klimatycznej na sektor polskich gospodarstw rolnych” (lipiec 2020 r.)
- „Skutki wprowadzenia podatku granicznego od emisji GHG w warunkach zaostrzenia polityki klimatycznej UE do 2030 r.” (wrzesień 2020 r.)
- „Ścieżki redukcji emisji CO<sub>2</sub> w sektorze transportu w Polsce w kontekście Europejskiego Zielonego Ładu” (październik 2020 r.)

Wyniki poszczególnych analiz nie mogą być rozpatrywane osobno, a należy patrzeć na nie jako na część pewnej całości. Taki właśnie całościowy obraz, który wyłania się z nich wszystkich stanowił podstawę do wskazania ram polityki klimatycznej UE oraz stanowi (uzupełniane roboczymi analizami tworzonymi na potrzeby opracowywania propozycji negocjacyjnych) podstawę do negocjacji z Komisją Europejską oraz państwami członkowskimi UE szczegółowych rozwiązań legislacyjnych.

Należy zwrócić uwagę, że publikowane w ramach CAKE/KOBiZE pojedyncze raporty stanowią ocenę wpływu jedynie wybranych aspektów wdrażanej polityki energetyczno-klimatycznej w UE. Dodatkowo należy zauważyć, że w analizach pominięto pozytywne aspekty ograniczania emisji gazów cieplarnianych (GHG), takie jak rozwój nowych gałęzi gospodarki, wypracowywanie przewag konkurencyjnych przez polskie podmioty, zmniejszenie oddziaływania niepożądanych zjawisk pogodowych Ponadto, ograniczanie emisji gazów

cieplarnianych w wielu przypadkach oznacza jednoczesną możliwość poprawy jakości powietrza co będzie miało pozytywne skutki zdrowotne (np. spadek śmiertelności<sup>1</sup>).

Ponadto korzystano w trakcie negocjacji z danych zawartych w innych raportach dotyczących ograniczania emisji dostępnych na rynku (np. raporty przygotowane przez Instytut Jagielloński) oraz przygotowywanych w ramach prac administracji rządowej (dane i wyniki w ramach prac nad Strategią Transformacji do Gospodarki Neutralnej Klimatycznie). Wykorzystywano również dane z opublikowanej przez Komisję Europejską w dniu 17 września 2020 r. analizy wpływu towarzyszącej *komunikatowi Komisji Europejskiej Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030 r.*

Podkreślenia wymaga fakt, że zgodnie z projekcjami KE, całkowite emisje gazów cieplarnianych w 2030 r. dla scenariusza odniesienia (zakładającego brak zmian w legislacji UE) szacuje się na poziomie ok. -46% względem 1990 r., co jest już nadprogramową realizacją w stosunku do dotychczasowego celu GHG -40% w 2030 r. vs. 1990 r. Uwzględniając pochłanianie w sektorze LULUCF, emisje netto gazów cieplarnianych zgodnie z projekcją KE zmniejszają się o 48% do 2030 r. Podniesienie celu do 55% oznacza zatem podniesienie celu redukcyjnego o 7, a nie o 15 punktów procentowych. Te dane były upublicznione we wrześniu 2020 r.

Z analiz KOBiZE wynika również, że Polska jest w stanie osiągnąć wyższe cele niż wyznaczone obecnie, np. w sektorach nie objętych unijnym system handlu uprawnieniami, tzw. non-ETS. Na początku grudnia 2020 r. KOBiZE przedstawiło wstępne wyliczenia, że Polska byłaby w stanie podwoić swój cel przy zachowaniu dotychczasowych elastyczności. Około 60% unijnych emisji pochodzi z non-ETS, co oznacza, że dalsze redukcje będą skierowane na te sektory. Dla Polski wartość tych emisji jest mniejsza i wynosi ok.50%. Według wyliczeń KobiZe Polska ma dodatkowy potencjał redukcji w tym obszarze oraz możliwość uzyskania dalszego wsparcia przy jego realizacji podczas otwarcia negocjacji. Z tego względu **Polska nigdy nie odnosiła się do podwyższonego celu unijnego na rok 2030 jako niezależnego zagadnienia, lecz wiązała go z kluczowymi postulatami.** Wyższy cel dla UE nie oznacza automatycznie wyższego celu dla Polski, z tego względu Polska przygotowała pakiet postulatów, które odzwierciedlają analizy KOBiZE i wnioski z nich płynące oraz przyjętą taktykę negocjacyjną.

3. *Czy są opracowane projekcje, ile jako kraj będziemy tracić jako gospodarka per saldo w systemie EU ETS na zakup uprawnień w latach 2021-2030 (o ile więcej instalacje muszą dokupić uprawnień w stosunku do tego co dostanie rząd do sprzedaży na aukcji). Jak wyglądają takie szacunki w wariancie umiarkowanych cen CO<sub>2</sub>, a jak w wariancie szybszego wzrostu cen (przy zaostrzeniu celów redukcji)?*
4. *Mając wiedzę na temat skali wycofanych uprawnień z systemu EU ETS w wyniku backloadingu i mechanizmu MSR w latach 2013-2020 jak szacujemy liczbę uprawnień*

---

<sup>1</sup> podwyższony poziom pyłu PM<sub>2,5</sub> był przyczyną 43 tys. przedwczesnych zgonów w 2019 r. w Polsce. 96 proc. stref w Polsce podlegających ocenie jakości powietrza w 2018 r. miało przekroczone dopuszczalne stężenia benzo(a)pirenu, a 85 proc. pyłu PM<sub>10</sub>. Pod względem zanieczyszczenia powietrza benzo(a)pirenem Polska zajmuje 1. miejsce wśród 33. przebadanych krajów europejskich, zaś pod względem średniego stężenia pyłu PM<sub>2,5</sub> jesteśmy na 4. miejscu. Zła jakość powietrza w Polsce ma zarówno negatywne skutki zdrowotne, jak i ekonomiczne (raport Polskiego Instytutu Ekonomicznego „Smog w Polsce i jego konsekwencje”)

*wycofywanych mechanizmem MSR w latach 2021-2030? Jak te wycofania wpłyną na zmniejszenie liczby uprawnień przekazywanej dla Polski do sprzedaży na aukcji.*

Odpowiadając łącznie na pytania 3 i 4, należy zauważyć, że w konkluzjach Rady Europejskiej z grudnia 2020 r. znajdują się zapisy mówiące o konieczności odniesienia się do kwestii nierównowagi pomiędzy dochodami a kosztami ponoszonymi przez instalacje na terenie danego państwa. Jest to kluczowy punkt, który wpłynie na liczbę uprawnień do emisji dla Polski i aktualnie rozpoczynają się negocjacje w Radzie UE dotyczące odzwierciedlenia jego treści w aktach prawnych przygotowanych przez Komisję Europejską. Dlatego też kompleksowe ocenianie bilansu zysków/strat jest na obecnym etapie przedwczesne. Należy również zauważyć, że można różnie interpretować kwestie bilansu zysków/strat dla polskiej gospodarki. Trzeba przy tym uwzględnić to, że wyższe ceny uprawnień do emisji, oprócz zwiększonych kosztów dla podmiotów objętych EU ETS (które mają stanowić impuls do inwestycji redukujących emisje) powodują również zwiększenie wpływów do budżetu państwa z tytułu aukcyjnej sprzedaży uprawnień do emisji. W ramach tych środków finansowany jest szereg programów wspierających rozwój OZE (w tym Program Mój Prąd), poprawę efektywności energetycznej budynków, rozwój niskoemisyjnego transportu, czy podnoszenie świadomości społecznej i wiedzy ekologicznej. Przewiduje się, że środki ze sprzedaży uprawnień do emisji CO2 zasilać będą również nowy fundusz celowy na modernizację krajowej energetyki tj. Fundusz Transformacji Energetyki, nad którym prowadzone są prace w Ministerstwie Klimatu i Środowiska. Te działania pozwalają na wzrost nowoczesności sektora energetycznego i całej gospodarki oraz wpływają na jej konkurencyjność i atrakcyjność inwestycyjną. Wykorzystywane środki mają efekt mnożnikowy, co pozytywnie wpływa na aktywność podmiotów gospodarczych, a w konsekwencji na kondycję całej gospodarki.

Informuję także, że rewizja MSR jest jednym z elementów opublikowanego w dniu 14 lipca 2021 r. pakietu Fit for 55 i zmiany w tym zakresie oraz ich wpływ na polską pulę aukcyjną są obecnie analizowane.

5. *Czy są przez Pana Ministra opracowane analizy dotyczące wpływu systemu EU ETS na hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce?*
6. *Czy Pan Minister zamierza walczyć z sytuacją, w której ceny energii elektrycznej w głównej mierze mogą być kształtowane przez ceny CO2, które mogą być przedmiotem potężnych działań spekulacyjnych (jak to często zdarza się na rynkach surowcowych), co potwierdza styczniowo-lutowa zwyżka cen uprawnień jako efekt decyzji o zaostrzeniu celu redukcji z grudnia 2020 r.*

Opowiadając łącznie na pytania 5 i 6, uprzejmie informuję, że Minister Klimatu i Środowiska na bieżąco monitoruje zjawiska występujące na rynku energii i podejmuje niezbędne kroki w celu zniwelowania silnie niekorzystnych skutków dla społeczeństwa i gospodarki. Kluczowym sposobem na ograniczanie kosztów uprawnień do emisji jest redukcja emisji z instalacji. W tym celu uruchamiane są środki finansowe w ramach różnych mechanizmów (np. Polityka Spójności, Fundusz Modernizacyjny, Krajowy Program Odbudowy i inne), których zadaniem jest wsparcie modernizacji sektora energetycznego. W ujęciu długookresowym wizja zmian sektora energetycznego, która pozwoli na zapewnienie

bezpieczeństwa energetycznego i akceptowalnych cen energii dla odbiorców została przedstawiona w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.”. Przeprowadzone prognozy rozwoju sektora biorą pod uwagę projekcje cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które były kluczową zmienną różnicującą scenariusze rozwoju sektora przedstawione w PEP2040 – tj. scenariusz zrównoważonych wzrostów cen EUA oraz wysokich wzrostów cen EUA. Przede wszystkim jednak trzeba zauważyć, że w obu scenariuszach zaplanowana budowa miks energetycznego ma na celu jego dywersyfikację w ramach transformacji energetycznej. Zróżnicowana struktura mocy zainstalowanej ma nie tylko zapewnić bezpieczeństwo energetyczne, redukcję emisji GHG, ale też wpisać się w globalny trend unowocześnienia sektora energii i jego innowacyjności. Zdywersyfikowany bilans mocy wpływa także na redukcję ryzyka uzależnienia cen energii od jednego czynnika ekonomicznego. Zwracam uwagę, że polityka energetyczna została oparta o podejście kompleksowe, co oznacza, że poza kosztami inwestora wzięto pod uwagę szereg uwarunkowań – od kosztów systemowych i środowiskowych, przez analizę techniczną i surowcową, po analizę sytuacji międzynarodowej.

Ponadto, informuję, że dostrzegając możliwość spekulacyjnej natury wzrostów ceny uprawnień do emisji, będących wynikiem działań niezgodnych z intencjami stojącymi za działaniem unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz negatywnego wpływu szybkiego wzrostu cen uprawnień na cele tego systemu i możliwości inwestycyjne spółek, Minister Klimatu i Środowiska zwrócił się do Komisji Europejskiej o zbadanie i przeprowadzenie analizy wzrostu cen EUA oraz podjęcie niezbędnych działań. Należy zauważyć, że wpływu na obecne ceny uprawnień do emisji nie powinno się rozpatrywać jedynie w kontekście reakcji rynku na podniesienie celu redukcyjnego na rok 2030. W bieżącym roku rozpoczął się nowy okres rozliczeniowy systemu EU ETS wprowadzający zmiany w funkcjonowaniu tego systemu. Ponadto w dn. 14 lipca 2021 r. opublikowane zostały propozycje zmian legislacyjnych w ramach pakietu Fit for 55. Są to również czynniki, które niewątpliwie wpływają na sytuację na rynku uprawnień do emisji.

*7. W jaki sposób zamierza Pan Minister tworzyć stabilne warunki do rozwijania działalności przemysłowej w sytuacji braku przewidywalności cen energii (kształtowanych głównie przez ceny CO<sub>2</sub>)?*

Sektor przemysłowy ma istotne znaczenie dla krajowej gospodarki, dlatego Rząd RP prowadzi działania, których celem jest utrzymanie konkurencyjności tej gałęzi gospodarki. Opracowywane rozwiązania, często o charakterze pomocy publicznej, wymagają każdorazowo notyfikacji Komisji Europejskiej oraz uzgodnienia z nią sposobu jej udzielania, aby nie prowadziły do budowania przewagi rynkowej określonego podmiotu czy grupy podmiotów oraz zaburzenia warunków konkurencji.

Biorąc pod uwagę uwarunkowania mające wpływ na funkcjonowanie przemysłów energochłonnych – m.in. wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, będących składową kosztu zmiennej produkcji energii elektrycznej – w ramach regulacji wprowadzonych przez Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii przyjęto przepisy umożliwiające przyznanie rekompensat dla przedsiębiorców energochłonnych. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów

cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, w art. 10 ust. 6 uregulowała możliwość przyjęcia przez państwa członkowskie środków finansowych na rzecz sektorów lub podsektorów, które uznaje się za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu przenoszenia kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych w ceny energii elektrycznej, w celu kompensacji tych kosztów. Intencją mechanizmu, wprowadzonego ustawą z 19 lipca 2019 r. *o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* (Dz. U. 2019 r. poz. 1532), jest zwrot kosztów zakupu przez sektor wytwórczy uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Uprawnione do ubiegania się o rekompensaty są przedsiębiorstwa prowadzące działalność w sektorach przemysłów energochłonnych określonych w załączniku nr 1 do ustawy. Rekompensaty mają na celu obniżenie kosztów operacyjnych, związanych z zakupem energii, a tym samym umożliwienie utrzymania około 1,3 mln miejsc pracy w tych przedsiębiorstwach oraz u ich kooperantów. Ww. system rekompensat jako mechanizm pomocy publicznej został opracowany przy zachowaniu pełnej zgodności z Wytycznymi KE 2012/C 158/04<sup>2</sup>, obowiązującymi do końca 2020 r. W odniesieniu do kosztów poniesionych w latach 2021–2030 będą obowiązywać nowe Wytyczne Komisji Europejskiej opublikowane we wrześniu 2020 r. W Ministerstwie Rozwoju, Pracy i Technologii trwają prace nad nowelizacją ww. ustawy, które będą odzwierciedlać nowe Wytyczne KE w zakresie rekompensat.

Natomiast minister właściwy do spraw energii w zakresie swojej właściwości zapewnił następujące formy wsparcia odbiorców energochłonnych:

- mechanizmy ochrony przemysłu energochłonnego przed nadmiernym wzrostem kosztów wsparcia źródeł odnawialnych (ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. *o odnawialnych źródłach energii*, Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503). Wprowadzono tzw. współczynnik intensywności zużycia energii elektrycznej, zdefiniowany jako stosunek kosztów energii do wytworzonej przez przedsiębiorcę wartości dodanej brutto. Im wyższy współczynnik, czyli im bardziej energochłonna działalność przemysłowa, tym wyższa ulga, polegająca na tym, że dla pewnej części zakupionej energii odbiorca nie ponosi kosztów wsparcia dla OZE;
- wsparcie w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorcy przemysłowego w zależności od współczynnika intensywności zużycia energii i zużywanej energii na potrzeby własne (ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji*, Dz. U. z 2020 r. poz. 250, 843).

Dodatkowo, rozwiązaniem mającym na celu wsparcie stabilnych warunków działania dla przemysłu energochłonnego jest nowa metoda naliczania opłaty mocowej, premiująca odbiorców o płaskim profilu zużycia energii. Propozycja zawarta w nowelizacji ustawy o rynku mocy zakłada, że odbiorcy o odpowiednio małych wahaniami w zużyciu energii w ciągu dnia zapłacą niższą stawkę opłaty mocowej. Odbiorcy przemysłowi mogą również korzystać z udziału w rynku mocy poprzez świadczenie usług DSR, zyskując dodatkowe korzyści finansowe. Dzięki temu powstanie kompleksowy system – z jednej strony ograniczający ryzyko

---

<sup>2</sup> Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych po 2012 r., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52012XC0605%2801%29>

przerw w dostawach energii elektrycznej, z drugiej zaś pozwalający większości odbiorców energochłonnych na obniżenie opłat z tytułu rynku mocy. W dn. 23 lipca br. Sejm przyjął w głosowaniu senackie poprawki do ustawy i została ona skierowana do podpisu Prezydenta.

8. *Czy Pan Minister ma przygotowane działania na sytuację, gdy ceny CO<sub>2</sub> pójdą w górę do poziomu około 70 euro/t lub więcej, a ceny energii elektrycznej osiągną poziom niemal 4-krotnie wyższy niż koszty wytwarzania bez CO<sub>2</sub>?*

Od przystąpienia Polski do UE energetyka jest zobowiązana do dostosowywania się do zmian na wspólnotowym rynku energii. Nastąpiła liberalizacja rynku, zmieniły się struktury organizacyjne podmiotów energetycznych, wprowadzone zostały bardziej rynkowe zasady funkcjonowania przedsiębiorstw, sektor musi też podążać w odpowiednim tempie za europejską polityką klimatyczno-energetyczną z uwzględnieniem krajowych uwarunkowań.

Krajowy sektor energetyczny bazuje na węglowych jednostkach wytwórczych, w największym stopniu obciążonych kosztami emisji. Choć przeszły one modernizacje wpływające na poprawę sprawności i redukcję emisji zanieczyszczeń, to koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stały się jednym z najważniejszych wyzwań sektora energetycznego w ostatnich latach.

Coraz ambitniejsza polityka klimatyczna UE oraz presja na zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> skutkują wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co przekłada się na wzrost kosztów produkcji wykorzystującej paliwa kopalne. Zwracam uwagę, że polski sektor energetyczny jest nasycony zawodowymi źródłami wytwórczymi, z których ponad 70% przekracza 30 lat, co determinuje konieczność przeprowadzenia inwestycji modernizacyjnych i odtworzeniowych. Biorąc powyższe pod uwagę, jak również międzynarodowe zobowiązania klimatyczno-energetyczne, trendy globalne oraz konieczność utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki, zatwierdzona „Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” (PEP2040) została silnie ukierunkowana na rozwój nisko- i zeroemisyjnych źródeł energii, redukując wpływ cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na ceny energii elektrycznej przy zdywersyfikowanym miksie energetycznym.

Transformacja energetyczna, którą przewiduje PEP2040, to nie tylko wyzwanie, ale przede wszystkim szansa rozwoju gospodarczego i cywilizacyjnego, niosąca korzyści dla społeczeństwa. Przyjęcie PEP2040 było niezbędne z uwagi na konieczność zaadresowania nowych uwarunkowań rynkowych i gospodarczych. Dzięki temu, proces transformacji może być prowadzony w sposób skoordynowany – tak, aby nie pogłębić ubóstwa energetycznego, ochronić grupy społeczne i regiony związane z wydobywaniem i wytwarzaniem energii z węgla oraz spełnić ustawowy cel polityki energetycznej państwa.

Konieczność przeprowadzenia wielu kosztownych inwestycji zastępujących dotychczasowe źródła energii mniej emisyjnymi nie musi oznaczać znaczącego wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła. Większe nasycenie rynku przez OZE będzie wpływać na obniżenie hurtowych cen energii, które charakteryzują się zerowymi kosztami zmiennymi. Ponadto jednym z czynników, który może wpłynąć na poziom cen, będzie towarzyszący rozwojowi OZE postęp techniczny wytwarzania i technologii magazynowania energii, czego skutkiem

będą niższe jednostkowe nakłady inwestycyjne. Krajowe i europejskie środki finansowe, które zostaną przeznaczone na ten cel, mają za zadanie częściowe sfinansowanie inwestycji niskoemisyjnych, ale przede wszystkim będą stanowiły dźwignię finansową na rzecz realizacji nowych projektów i budowania rozwoju gospodarczego Polski. Dywersyfikacja mixu przy udziale niskoemisyjnych inwestycji i innowacji pozwoli na ograniczenie wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła, a przez to na przeprowadzenie transformacji energetycznej bez zakłóceń gospodarczych i w tempie dostosowanym do naszego punktu startowego. Proces został zaplanowany z uwzględnieniem sprawiedliwego wymiaru transformacji, obejmującego równoległe sektory wytwarzania i górnictwa, tak aby w możliwie najwyższym stopniu ograniczyć negatywne skutki dla społeczeństwa i gospodarki.

*9. W jaki sposób zamierza Pan Minister zapewnić wystarczający poziom mocy w źródłach sterowalnych w sytuacji rosnących cen CO<sub>2</sub>, odchodzenia od energetyki węgłowej, niskich zapowiadanych inwestycjach gazowych i koncentracji sektora energetycznego na rozwoju OZE?*

W celu zapewnienia stabilności i ciągłości produkcji energii elektrycznej – opartej na krajowych nośnikach energii – która ma za zadanie zaspokoić popyt wewnętrzny, podejmowane są środki o charakterze regulacyjnym oraz działania w obszarze inwestycji w infrastrukturę wytwórczą, przesyłową i dystrybucyjną.

W ramach szerokiego spektrum działań ministra właściwego ds. energii wspierających bezpieczeństwo elektroenergetyczne należy wskazać przede wszystkim wprowadzenie rynku mocy, który gwarantuje utrzymanie odpowiedniego poziomu mocy, zwłaszcza w okresach zwiększonego zapotrzebowania i okresach szczytowych. Mechanizm ten działa na korzyść stabilności całego systemu elektroenergetycznego, ponieważ jednostki o stabilnym profilu wytwarzania otrzymują wynagrodzenie za to, że zapewniają dostępność swoich zasobów w momencie zagrożenia. Dla tego mechanizmu zaplanowano budżet roczny ok. 5 mld zł rocznie, a wartość dotąd zawartych umów w ramach rynku mocy wynosi ponad 40 mld zł. Należy podkreślić, że od momentu wejścia w życie wymagań środowiskowych dla jednostek wytwórczych uczestniczących w mechanizmach mocy, polski rynek mocy stał się podstawowym narzędziem wsparcia inwestycji w nowe jednostki wytwórcze o stabilnym profilu generacji, które jednocześnie są źródłami niskoemisyjnymi.

Innym narzędziem wsparcia jednostek wytwórczych, które mogą wpływać na zapewnienie wystarczającej ilości stabilnych mocy w systemie jest zapewnianie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. Planowany budżet dla całego systemu wsparcia tego typu generacji określono na ok. 36,3 mld zł.

Ponadto, prowadzone są działania mające na celu wdrożenie energetyki jądrowej, a także rozwój odnawialnych źródeł energii, w tym o wysokim współczynniku wykorzystania mocy oraz OZE powiązanych z magazynami energii. Istotne znaczenie dla zagospodarowania energii z OZE w sposób odpowiadający zapotrzebowaniu będzie mieć również popularyzacja agregatorów. Warto zwrócić uwagę, że równoległe prowadzone są inwestycje liniowe, które zapewnią lepsze warunki wyprowadzenia mocy z istniejących źródeł wytwórczych i przyłączanie nowych mocy oraz tworzą lepsze warunki dla zarządzania siecią.



Mając na uwadze wyzwania transformacji, minister właściwy ds. aktywów państwowych zaproponował koncepcję wydzielenia z grup kapitałowych spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa aktywów związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej w konwencjonalnych jednostkach węglowych. Koncepcja zakłada wydzielenie węglowych aktywów wytwórczych do oddzielnego podmiotu, przy jednoczesnym pozostawieniu w strukturze koncernów jednostek ciepłowniczych i kogeneracyjnych, które będą stopniowo zastępowane jednostkami gazowymi dostosowanymi do zasilania w przyszłości gazami zdekarbonizowanymi. W opinii Ministerstwa Aktywów Państwowych (MAP), po wydzieleniu aktywów węglowych spółki skupią się na realizacji inwestycji nisko- i zeroemisyjnych. Koncepcja wydzielenia aktywów węglowych autorstwa MAP jest aktualnie przedmiotem konsultacji publicznych i międzyresortowych.

*10. Czy Pan Minister ma świadomość tego, że nadmierny poziom rozwoju źródeł OZE stanowić może zagrożenie dla bezpieczeństwa systemu energetycznego, gdy nie pozostawia miejsca na generację źródeł sterowalnych (konwencjonalnych) lub powoduje konieczność ich wyłączenia w sytuacji nadmiernej kumulacji generacji z tych źródeł. Czy Pan Minister posiada analizy wskazujące racjonalny poziom rozwoju poszczególnych źródeł OZE?*

„Polityka energetyczna Polski do 2040 r.” wyznacza cel w zakresie udziału energii odnawialnej w polskim miksie energetycznym. Określenie tego celu było poprzedzone przeprowadzeniem złożonych, międzysektorowych analiz oraz konsultacji, w tym z podmiotami odpowiedzialnymi za zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Mając na uwadze powyższe, pragnę zapewnić, że zaproponowane strategiczne podejście do wzrostu udziału energii z odnawialnych źródeł energii uwzględnia optymalizację kosztową oraz bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

Realizacja celu PEP2040 w zakresie 23% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii finalnej brutto przewiduje rozwój źródeł wielkoskalowych oraz energetyki rozproszonej wykorzystującej potencjał podmiotów indywidualnych i społeczności energetycznych. PEP2040 przewiduje ok. pięciokrotny wzrost liczby prosumentów i zwiększenie do 300 liczby obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym do 2030 r., a także aktywność wspomnianych podmiotów w obszarze magazynowania energii i uczestnictwa w programach *demand side response*. Biorąc pod uwagę skutki istotnego przyrostu mocy zależnych od warunków atmosferycznych, dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, w przyszłości przyłączenie niestabilnego źródła energii będzie powiązane z obowiązkiem zapewnienia bilansowania w okresach, gdy OZE nie dostarcza energii elektrycznej do sieci. Mechanizmy wsparcia OZE będą w uprzywilejowanej pozycji stawiać rozwiązania zapewniające maksymalną dyspozycyjność, z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii oraz zaspokajające lokalne potrzeby energetyczne, jak również rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, samobilansowanie np. z wykorzystaniem magazynów energii. Ułatwieniem procesu transformacji opartej o OZE będzie także rozwój i popularyzacja gazów zdekarbonizowanych, w tym biogazu, które pozwolą na zapewnianie elastyczności sektora, przy jednoczesnym intensywnym zmniejszaniu jego emisyjności.

Istotne znaczenie dla przyrostu mocy OZE będzie miała rozbudowa infrastruktury liniowej, która pozwoli na bezpieczną integrację tych źródeł w krajowym systemie elektroenergetycznym, w tym promowane będą inwestycje w dwukierunkowe sieci dystrybucyjne oraz przyczyniające się do budowy inteligentnej sieci elektroenergetycznej (*smart grid*). Inteligentna sieć pozwoli zintegrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i prosumentów energii odnawialnej, a wdrożenie inteligentnego opomiarowania i dalszych rozwiązań inteligentnej sieci jest krokiem do budowy nowego, zdecentralizowanego systemu energetycznego, w którym odbiorcy końcowi będą bardziej aktywni, usługi systemowe będą nabywane od uczestników rynku również z poziomu sieci dystrybucyjnej, a odbiorcy będą dążyć do samobilansowania się.

Podkreślenia wymagają podejmowane w ostatnim czasie działania legislacyjne Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wpływające z jednej strony na rozwój rynku, z drugiej na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wprowadza przepisy regulujące w sposób kompleksowy magazynowanie energii elektrycznej. Usuwa bariery formalne, które dotychczas uniemożliwiały inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74) przewiduje się wprowadzenie agregacji tj. działalności polegającej na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Projekt wprowadza również zmianę w systemie wsparcia prosumentów i odejście od systemu opustów w przypadku nowych prosumentów, przysługiwać będzie prawo do sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej. Proponowane mechanizmy oraz planowane wsparcie inwestycyjne będą umożliwiały zwiększenie wykorzystania energii na własne potrzeby. Dlatego też opłaty sieciowe dotyczyć będą jedynie energii elektrycznej pobranej z sieci. Pozwoli to na zastąpienie obecnie funkcjonującej koncepcji „magazynu wirtualnego”, za który uznawana była sieć elektroenergetyczna. Proponowane zmiany to wstęp do głębokiej przebudowy rynku polegającej na umożliwieniu w przyszłości prosumentowi sprzedawania wyprodukowanej przez siebie energii bezpośrednio innym odbiorcom, bez pośrednictwa profesjonalnych sprzedawców. Ponadto, prace prowadzone nad regulacjami dotyczącymi klastrów energii również ukierunkowane są na motywowanie do zwiększania autokonsumpcji w ramach klastrów.

Zwracam uwagę, że również rozwiązania, nad którymi pracuje Ministerstwo Rozwoju Pracy i Technologii, dotyczące wsparcia rozwoju energetyki prosumenckiej i rozproszonej (wykorzystującej przede wszystkim OZE), powstają z uwzględnieniem działań w zakresie identyfikacji i mitygacji ewentualnego ryzyka dla bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, związanego z rozwojem energetyki rozproszonej. W prowadzonych pracach stopniowo do analiz włączane są kwestie dotyczące m.in. magazynowania energii,

czy tworzenia lokalnych mikrosieci i obszarów samobilansujących, a także mechanizmy promowania autokonsumpcji przez prosumentów i społeczności energetyczne.

W odniesieniu do zapewnienia odpowiedniego poziomu mocy w źródłach sterowalnych, które pozwolą na bilansowanie systemu elektroenergetycznego – jako rozwinięcie odpowiedzi na pytanie 9 – należy wskazać np. na wielkoskalowe inwestycje w bloki gazowe realizowane przez koncerny energetyczne, takie jak elektrownia Dolna Odra, EC Nowa Szarżyna czy nowy blok gazowy Elektrowni Ostrołęka (tzw. Ostrołęka C). Moce gazowe pozwolą na zapewnienie dostaw energii elektrycznej w sytuacji wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych. Taka rola źródeł gazowych została także wskazana w PEP2040. Ponadto powstawać będą także sterowalne moce oparte o gazy zdekarbonizowane, których wykorzystanie będzie mieć pozytywny wpływ na bilans energetyczny kraju. Podkreślić należy także rozwój narzędzi zarządzania popytem oraz stopniowy rozwój magazynowania energii, które pozwolą na częściową obsługę bilansowania systemu nie tylko od strony wytwórczej.

*11. Czy Pan Minister dysponuje rzetelnymi analizami dotyczącymi możliwości rozwoju i zastosowania technologii wodorowych i weryfikuje krytyczne głosy takie jak głos inżynierów i naukowców pracujących przez wiele lat w Komisji Europejskiej, wskazujących na nierealistyczne założenia i cele unijnej strategii wodorowej. Czy Pan Minister nie obawia się, że technologie wodorowe pozostaną jedynie na papierze tak jak technologie CCS, które według projekcji Komisji Europejskiej z lat wcześniejszych (a nawet obecnych) miały się szybko rozwinąć, ale obecnie po wielu latach nadal nie są dostępne rynkowo i mało kto nad nimi pracuje.*

Przemysł europejski jest światowym liderem w wielu dziedzinach, ale musi dostosować się do nowych wyzwań, aby nadal przynosić wartość obywatelom, gospodarkom i społeczeństwu. Transformacja gospodarcza, w tym przemysłowa, jest konieczna, aby zagwarantować, że przemysł europejski, w tym polski, będzie mógł szybko dostosować się do zmieniających się warunków i będzie w stanie stawić czoła rosnącej presji związanej z wymaganiami klimatycznymi i środowiskowymi oraz zapewnić konkurencyjność Polski na arenie europejskiej i światowej. Grono ekspertów europejskich skupionych w ramach gremium „Strategic Forum for IPCEI<sup>3</sup>” wskazało technologie i systemy wodorowe, jako jeden z obszarów priorytetowych o największym potencjale rozwojowym, wynikającym z obecnych uwarunkowań technologicznych i dotychczas podjętych decyzji w zakresie lokowania bazy przemysłowej. Jak podkreśla Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii, obszar ten jest szczególnie istotny dla Polski z uwagi na fakt, że jako jeden najbardziej uprzemysłowionych krajów Unii Europejskiej, nie pozostajemy bez ambicji ograniczenia emisyjności CO<sub>2</sub> w przemyśle.

Istnieją liczne opracowania dotyczące możliwości rozwoju i zastosowania technologii wodorowych w różnych sektorach gospodarki. W opinii MRPiT rokowania w zakresie rozwoju produkcji wodoru wskazują, że staje się on brakującym ogniwem koniecznym do obniżenia emisji w sektorach, w których za pomocą innych metod jest to niezwykle trudne – np.

---

<sup>3</sup> IPCEI – Important Project of Common European Interest

w produkcji stali, czy budownictwie. Jego wykorzystanie może ograniczyć, a docelowo wyeliminować emisyjność z procesów przemysłowych oraz ciężkiego transportu: kolei, samochodów ciężarowych i jednostek pływających.

Publikacja przez Komisję Europejską wspomnianej przez Pana Posła strategii skierowała dodatkową uwagę ośrodków analitycznych na kwestię gospodarki wodorowej. Ministerstwo Klimatu i Środowiska śledzi i obiektywnie analizuje powstającą literaturę, korzystając z możliwie bezstronnych źródeł. Za najbardziej rzetelny dokument o zasięgu międzynarodowym uznaje się raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej z 2019 r.: „The Future of Hydrogen – Seizing today’s opportunities”<sup>4</sup>. W toku prac MKiŚ nad projektem „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” (PSW), wykorzystany został ten dokument, jak również raport sporządzony przez Zespół ds. gospodarki wodorowej, składający się ekspertów wywodzących się ze świata nauki, biznesu i administracji. Zespół ten realizował swoje zadania w ramach Zespołu do spraw Rozwoju Przemysłu Odnawialnych Źródeł Energii i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, który pracował w 2020 r. pod kierownictwem Pełnomocnika Rządu ds. OZE.

Ponadto, aby zapewnić PSW naukową podbudowę, Instytut Energetyki we współpracy z innymi ośrodkami badawczymi opracowuje „Analizę potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku”. Praca jest skoncentrowana na przygotowaniu ocen, zestawieniu danych i prognoz oraz wniosków w zakresie rozwoju gospodarki wodorowej na świecie oraz rekomendacji, które będą stanowiły materiał wspierający dla dalszych prac nad PSW. Dokument zapewni pogłębioną analizę rynku wodoru pod kątem dostępnych technologii, ich dojrzałości, możliwości produkcyjnych i zapotrzebowania na wodór w różnych sektorach gospodarki, możliwości budowania łańcucha wartości gospodarki wodorowej, korzyści dla gospodarki narodowej oraz uwarunkowań rozwoju tej gospodarki w Polsce.

W odniesieniu do drugiej części pytania, zwracam uwagę, że czyste technologie węglowe wciąż są przedmiotem zainteresowania na forum unijnym. Jak wskazuje MRPiT zwłaszcza wdrożenie technologii sekwestracji dwutlenku węgla CCS łącznie z technologią CCU (wychwyt i wykorzystanie CO<sub>2</sub>) stanowi jedno z potencjalnych rozwiązań, które mogą odegrać istotną rolę w zakresie efektywnej kosztowo ochrony klimatu, a przy tym mieć znaczenie dla wielu gałęzi gospodarki. Technologie CCUS są cennym uzupełnieniem innych niskoemisyjnych rozwiązań, które pozwalają pogodzić wykorzystanie paliw kopalnych i występowanie nieuchronnych emisji procesowych (np. w przemyśle) z budową gospodarki neutralnej klimatycznie. Potwierdza to stanowisko Międzynarodowej Agencji Energii (MAE), która podkreśla, że to właśnie technologie CCUS wraz z technologiami wodorowymi są niezbędne do osiągnięcia redukcji emisji z sektorów energetyki i przemysłu. Aktualnie na świecie w eksploatacji jest 21 obiektów wykorzystujących technologię CCUS i sekwestrujących łącznie ok. 40 Mt CO<sub>2</sub> rocznie. W budowie są aktualnie kolejne 3 obiekty, 16 jest w zaawansowanym stanie przygotowań, a 19 jest w fazie wstępnej. Warto również zauważyć, że MRPiT włączyło się w realizację projektu „Strategia rozwoju technologii wychwytu,

---

<sup>4</sup> Dostęp: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.

transportu, utylizacji i składowania CO<sub>2</sub> w Polsce oraz pilotaż Polskiego Klastra CCUS”, w ramach konkursu Gospostrateg III.

*12. Czy Pan Minister posiada plan B na wypadek braku możliwości zrealizowania planów rozwoju energetyki jądrowej w założonym zakresie i czasie? Jakie źródła sterowalne mogą zastąpić elektrownie jądrowe?*

Dnia 2 października 2020 r. Rada Ministrów przyjęła uchwałę nr 141 w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą „Program polskiej energetyki jądrowej” (PPEJ), którego celem jest budowa w Polsce od 6 do 9 GW zainstalowanej mocy jądrowej w oparciu o sprawdzone, wielkoskalowe, wodne ciśnieniowe reaktory jądrowe generacji III i III+. Harmonogram zakłada budowę i oddanie do eksploatacji 2 elektrowni jądrowych po 3 reaktory każda (wybór lokalizacji dla pierwszej elektrowni w 2022 r., rozpoczęcie budowy pierwszego reaktora w 2026 r., jego uruchomienie w 2033 r.; oddanie do eksploatacji ostatniego reaktora w drugiej elektrowni w 2043 r.).

Wskazany wyżej termin uruchomienia pierwszego bloku jądrowego jest realny, a jego dotrzymanie wymaga zaangażowania wszystkich udziałowców procesu inwestycyjnego (inwestora, wykonawcy kontraktu EPC, regulatora, służb inspekcyjnych i instytucji państwa). Termin został potwierdzony we wstępnych rozmowach z głównymi dostawcami technologii jądrowych. Istnieje techniczna możliwość uruchomienia pierwszego bloku jeszcze przed 2030 r., co potwierdzili we wstępnych rozmowach niektórzy generalni wykonawcy i co pokazuje doświadczenie z realizacji sprawdzonych projektów reaktorów (np. APR-1400), jednak ustalenie terminu wdrożenia na 2033 r. wynika z prognoz kształtowania się potrzeb krajowego systemu elektroenergetycznego wynikającego z popytu na energię, trwałych odstawień starych bloków węglowych oraz rozwoju innych źródeł mocy.

Ryzyko opóźnień w dużym zakresie zostało ograniczone poprzez m.in. wskazanie w PPEJ do realizacji sprawdzonej technologii PWR, która jest powszechnie znana, również przez instytucje dozoru jądrowego. PPEJ określa również wybór partnera zagranicznego, posiadającego kwalifikacje oraz doświadczenie w budowie elektrowni jądrowych.

*13. Dlaczego w Polsce gwałtownie rośnie import energii elektrycznej, skoro odbija się on negatywnie na sytuacji polskiego sektora wytwórczego, ograniczając wykorzystanie istniejącego majątku produkcyjnego, co jest szczególnie dotkliwie dla sytuacji ekonomicznej producentów na węglu brunatnym, gdzie niemal wszystkie koszty są kosztami stałymi (zamiast typowych zmiennych kosztów paliwowych są koszty stałe kompleksu paliwowego)?*

Z prawnego punktu widzenia, energia elektryczna jest towarem, którego wymiana jest prowadzona na wspólnotowym rynku energii elektrycznej na zasadach swobody zawierania umów w ramach podstawowych zasad UE, tj. czterech swobód rynku wewnętrznego UE – swobody przepływu: towarów, usług, kapitału i osób, zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Obok TFUE, również przepisy prawne UE w zakresie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (w tym przede wszystkim Rozporządzenie UE

2019/943) reguluje kwestie wymiany handlowej pomiędzy państwami członkowskimi. Celem tych przepisów jest dążenie do tego, aby odbiorcy końcowi w całej UE mogli korzystać z energii elektrycznej po akceptowalnych dla nich cenach.

Z ekonomicznego punktu widzenia, wymiana transgraniczna energii elektrycznej jest wynikiem transakcji kupna-sprzedaży zawartych przez uczestników rynku energii elektrycznej posiadających koncesję na obrót energią, których jest w Polsce ponad 400 (w tym np. PGE Obrót, ENERGA Obrót, Tauron Sprzedaż, Enea Trading). W ramach mechanizmu łączenia rynków następuje kojarzenie ofert kupna i sprzedaży. Kierunek wymiany transgranicznej energii elektrycznej na poszczególnych granicach jest uzależniony od relacji cen pomiędzy obszarami rynkowymi. Co do zasady, energia elektryczna sprzedawana jest z obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), jako operator systemu przesyłowego, wyznaczają i udostępniają transgraniczne zdolności przesyłowe. PSE mają prawny obowiązek udostępniania maksymalnie wysokich transgranicznych zdolności przesyłowych w kierunku importu i eksportu w celu umożliwienia zawierania transakcji kupna/sprzedaży energii elektrycznej przez uczestników rynku. Minimalne pułapy udostępnianych zdolności przesyłowych na poszczególnych połączeniach określone są trajektorią dojścia do 70% maksymalnych zdolności przesyłowych w 2025 r. Należy zwrócić uwagę, że w przypadku lokalnych i krótkotrwałych problemów z pokryciem zapotrzebowania na energię elektryczną, energia elektryczna z jednego państwa UE może poprawić sytuację bilansową innego. Znane są zarówno przykłady kiedy polscy wytwórcy energii elektrycznej sprzedawali energię elektryczną, aby poprawić sytuację bilansową sąsiadów, jak i przykłady kiedy wytwórcy z krajów sąsiednich poprawiali sytuację bilansową w Polsce.

Na koniec należy podkreślić, że PEP2040 zakłada oparcie bezpieczeństwa energetycznego Polski na krajowych źródłach wytwórczych.

*Z poważaniem*

Michał Kurtyka  
Minister Klimatu i Środowiska  
Ministerstwo Klimatu i Środowiska  
/ – podpisany cyfrowo/

**Do wiadomości:**

Departament Spraw Parlamentarnych, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów