

Warszawa, 12 listopada 2024 r.
KL/580/165/PG/2024

Pan
Miłosz Motyka
Podsekretarz stanu
Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Szanowny Panie Ministrze,

w odpowiedzi na pismo o sygnaturze DEL-WRE.504.1.2024.TT z dnia 8 października 2024 r. przedstawiamy stanowisko Konfederacji Lewiatan oraz rekomendacje dotyczące przyszłości funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Podkreślamy, że rynek mocy powinien być kontynuowany, a aukcje główne i aukcje dodatkowe powinny odbywać się po 2030 roku. Kluczowe jest takie zaprogramowanie mechanizmów nowego rynku mocy, aby premiuwane były technologie nisko- lub zeroemisyjne, zapewniając przy tym długoterminową płynność rynku wtórnego.

Rynek mocy może zostać wykorzystany jako narzędzie wspierające elastyczność KSE, co ważne – elastyczność w obu kierunkach. Obecnie problemem KSE w coraz większym stopniu staje się nadpodaż energii, co wymusza ograniczanie pracy źródeł wytwórczych OZE. Potrzebne są narzędzia nie tylko ograniczające pobór energii – dostępną moc, ale także narzędzia premiujące pobór energii w godzinach nadprodukcji. Zgodnie z projektem planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034 wiemy, że już w roku 2034 ilość niewykorzystanej energii ze źródeł odnawialnych osiągnąć ma poziom od 23 do 49 TWh w zależności od scenariusza – przy cenie na poziomie 400 zł/MWh oznacza to, że w ciągu roku zmarnowana zostanie energia o wartości od 8 mld zł do blisko 20 mld zł (i to pomimo przewidywanego już w ww. planie zasobu elektrowni szczytowo-pompowych oraz magazynów prosumenckich). **Problem ten może zostać zaadresowany przez wykorzystanie w większym stopniu technologii Power-to-Heat, zwłaszcza z wykorzystaniem magazynowania ciepła oraz wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii.**

Ważne jest, aby rynek mocy w jeszcze większym stopniu stymulował budowę nowych mocy. By to osiągnąć, w pierwszej kolejności należy wyeliminować te elementy mechanizmu mocowego które wpływają negatywnie na decyzje o przystąpieniu do aukcji

member of



BUSINESSatOECD

member of

BUSINESSEUROPE

Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenbergh 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy

potencjalnych inwestorów. Jednostki nowe, które wygrać będą przyszłe aukcje rynku mocy, powinny być dobrze dopasowane do nowego kształtu systemu elektroenergetycznego, który zgodnie z polityką klimatyczną Unii Europejskiej ma być oparty na odnawialnych źródłach energii z dynamicznie zmieniającym się profilem generacji i zapotrzebowania. Magazyny energii, w szczególności bateryjne, przepływowe lub szczytowo-pompowe, wpisują się w wymogi nowego systemu elektroenergetycznego, zarówno z punktu widzenia technicznego, ekonomicznego jak i z punktu widzenia redukcji emisji.

Elastyczność systemu elektroenergetycznego jest zagadnieniem złożonym i wymagającym uwzględnienia różnych uwarunkowań legislacyjnych. W pierwszej kolejności zwracamy uwagę, że regulacje unijne podkreślają szczególne znaczenie operatorów systemów dystrybucyjnych w odniesieniu do usług elastyczności. Przesądono, że to *operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi*. Oznacza to, że w praktyce operatorzy systemów dystrybucyjnych są podmiotami odpowiedzialnymi m.in. za: (i) określenie procedur rynkowych; (ii) udzielanie zamówień na usługi elastyczności; (iii) pozyskiwanie usług elastyczności od uczestników rynku. W przyszłości, usługi elastyczności będą wykorzystywane nie tylko dla potrzeb zarządzania ograniczeniami sieciowymi. Usługi elastyczności będą przede wszystkim wykorzystywane w celu zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego. Elastyczność dla operatorów systemów dystrybucyjnych może być realizowana na różne sposoby, a jednym z nich są rozwiązania rynkowe, w tym rynkowa aktywacja elastyczności, które są w stanie zmieniać przepływy mocy we wszystkich kierunkach.

W ramach prac nad przyszłością rynku mocy, można rozważyć rozszerzenie rynku mocy na usługi związane z ograniczeniem mocy wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej. Należy podkreślić, że w przypadku usług elastyczności oferowanych na poziomie sieci dystrybucyjnej, kluczowe jest uwzględnienie lokalnego charakteru ich stosowania. Umowy długoterminowe można łączyć z tzw. rynkiem wtórnym, aby zwiększyć swobodę wyboru dostawców elastyczności bez uszczerbku dla pewności OSD. Na rynku wtórnym obowiązek dostępności w czasie i miejscu określonym przez OSD może zostać przeniesiony na inny podmiot, który może zaspokoić potrzeby OSD.

Proponowany w regulacjach unijnych mechanizm oszczędzania szczytowego (*peak shaving product*) i proponowane programy wsparcia elastyczności i reagowania na popyt powinny zostać zintegrowane poprzez zwiększony udział reagowania na popyt i magazynowania na wszystkich krótkoterminowych rynkach energii lub usług pomocniczych oraz

member of



member of



Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenbergh 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy

w mechanizmach zdolności wytwórczych (rynek mocy), zamiast ustanawiać oddzielne i niezharmonizowane mechanizmy, które dyskryminują między technologiami zapewniającymi elastyczność i stałość lub między istniejącymi i nowymi aktywami. W tym kontekście nadrzędne jest właściwe uregulowanie relacji pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a operatorami systemów dystrybucyjnych.

Na gruncie obowiązującej ustawy o rynku mocy oraz powiązanim otoczeniu regulacyjnym wskazujemy kilka głównych czynników utrudniających zgłoszenie i realizację nowej inwestycji. Kwestie te powinny w naszej opinii zostać zaadresowane w pracach nad rynkiem mocy:

- **Istotną barierą ograniczającą impuls inwestycyjny dla nowych projektów w ramach rynku mocy jest zamrożenie poziomu wynagrodzenia na okres 5 lat po okresie aukcji.** Jest to bardzo długi okres niepewności, w którym – jak pokazuje praktyka - mogą wystąpić istotne zmiany regulacyjne i rynkowe wpływające na opłacalność danej inwestycji. Inwestorzy wyceniają to ryzyko, co przekłada się na mniejszą liczbę nowych inwestycji, dla których rynek mocy został stworzony oraz relatywnie wyższe ceny zamknięcia aukcji, a co za tym idzie - wyższe koszty dla odbiorców końcowych. By problem ten rozwiązać należałoby przesunąć moment waloryzacji ceny zamknięcia aukcji na rok następujący po roku rozstrzygnięcia aukcji – podobnie jak ma to miejsce w odniesieniu do projektów z obszaru energetyki wiatrowej realizowanej na obszarach morskich.
- **Dla mniejszych podmiotów istotną barierą udziału w aukcji rynku mocy jest konieczność wpłaty zabezpieczenia finansowego na poczet udziału w aukcji mocy.** Często występuje sytuacja w której dany podmiot ma ograniczone środki własne i nie posiada ratingu na określonym poziomie, stanowiącego podstawę zwolnienia z obowiązku ustanowienia zabezpieczenia finansowego. W takiej sytuacji również zdobycie gwarancji ubezpieczeniowej lub bankowej, udzielonej przez instytucję finansową, jest trudne lub niemożliwe z uwagi na rozbieżność i brak dostosowania produktów w postaci gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych do wymagań rynku mocy pod względem długości ich obowiązywania.
- **Istotną barierą jest sam proces rozpatrywania wniosków o warunki przyłączenia oraz uzgadniania umowy przyłączeniowej wraz z harmonogramem realizacji przyłącza.** Obecnie okres od złożenia wniosku o warunki przyłączenia do jego rozstrzygnięcia może wynosić 12 miesięcy lub dłużej. Następnie inwestor uzgadnia harmonogram realizacji inwestycji i treść umowy przyłączeniowej, co w zależności od operatora może trwać kolejne 24 miesiące. Na koniec określany jest moment przyłączenia, który może wynosić kolejnych 5 lat lub dłużej. Wszystko to sprawia, że inwestorzy nie mają szans na zgłoszenie projektów do aukcji rynku mocy, ponieważ okres przyłączenia wykracza poza rok 2030 – czyli ostatni możliwy termin realizacji nowych projektów w oparciu o wieloletnią umowę mocową.

Długoterminowy proces przyłączeniowy kreuje istotne koszty operacyjne projektów wynikające z zamrożenia początkowego kapitału wniesionego na opłatę przyłączeniową oraz inne koszty związane z realizacją projektu do czasu jego uruchomienia (np. koszty pożyczek, koszt dzierżawionych gruntów, koszty kadrowe). Te dodatkowe koszty kreowane tylko i wyłącznie przez nieefektywne procedury administracyjne zwiększają całkowity koszt realizacji nowych projektów o około 10%. Koszty te następnie przerzucane są na odbiorców końcowych poprzez wyższe ceny zamknięcia aukcji rynku mocy. By wyeliminować tę barierę należałoby zreformować proces rozpatrywania wniosków i nadać mu zintegrowaną, zautomatyzowaną i zdigitalizowaną formę. Warto również wskazać, że dla inwestycji w źródła gazowe, w tym kogeneracyjne, występuje kumulacja długotrwałych procesów przyłączeniowych z uwagi na konieczność realizacji przyłącza gazowego lub ciepłowniczego.

- **Brak jasnych długofalowych celów i strategii rządowej dla sektora magazynowania energii.** Zarówno Polityka energetyczna Polski do 2040 r., jak i inne strategiczne dokumenty rządowe, w tym projekt Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 r., w bardzo niewielkim stopniu odnoszą się do rozwoju sektora magazynowania energii. Co więcej można powiedzieć, że powyższe dokumenty nie przewidują rozwoju w obszarze wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii. Obowiązujące dokumenty, jak również Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, koncentrują się na magazynowaniu energii w elektrowniach szczytowo-pompowych (o skrajnie długim okresie przygotowania i budowy projektu) oraz na magazynach prosumentów (o małej jednostkowej mocy). Inwestorzy nie mają więc pewności jakie jest podejście administracji rządowej w zakresie oczekiwanej sumarycznej mocy i pojemności magazynów energii (w tym wielkoskalowych bateryjnych magazynów energii) w dłuższej perspektywie, i czy po aukcji rynku mocy, która odbędzie się w grudniu 2025 r., pojawią się dodatkowe mechanizmy promowania rozwoju tego typu inwestycji. Nie ma więc sygnału inwestycyjnego ze strony administracji rządowej, który zachęcałby do realizacji tego typu projektów (tak jak ma to miejsce w stosunku do energetyki odnawialnej, rozwoju źródeł wysokosprawnej kogeneracji czy energetyki jądrowej).
- **Nowy rynek mocy powinien określić korekcyjne współczynniki dyspozycyjności w taki sposób, by stymulować rozwój magazynów o większej pojemności.** Wzorcowe rozwiązania w tym zakresie obowiązują w Wielkiej Brytanii. Przyjęto tam zróżnicowane współczynniki korekcyjne dla magazynów energii o różnej pojemności. W Polsce obowiązuje jeden ustandaryzowany współczynnik korekcyjny dla magazynów energii. Takie podejście zachęca do budowy magazynów energii o stosunkowo małej pojemności - od 2 do 4 godzin. Z punktu widzenia potrzeb krajowego systemu elektroenergetycznego oraz maksymalizacji wykorzystania odnawialnych źródeł energii większe uzasadnienie mają magazyny o pojemności do 12 godzin. Tego typu magazyny energii będą powstawać

jedynie w sytuacji przyznania odpowiednio wysokich współczynników korekcyjnych stymulujących powstawanie magazynów energii o większej pojemności.

- **Z uwagi na bardzo istotny spadek cen bateryjnych magazynów energii należy obniżyć jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania wieloletnich obowiązków mocowych do poziomu 2000 zł/kW (z obecnych 2400 zł/kW).** Obecnie obowiązujący poziom tych nakładów stwarza ryzyko, że w perspektywie roku 2030 nowe inwestycje w obszarze bateryjnych magazynów energii mogłyby nie zakwalifikować się do aukcji rynku mocy dla jednostek nowych – a tym samym wykluczone zostaną z tego mechanizmu najtańsze i najbardziej efektywne technologie. Już dziś ceny kontenerów bateryjnych osiągają poziom poniżej 100 \$/kWh (bez kosztów wyprowadzenia mocy i bez EPC). Należy oczekiwać że w kolejnych pięciu latach koszt tego typu systemów ulegnie dalszemu obniżeniu. Oznacza to, że w okolicy roku 2030 całkowity koszt systemu bateryjnego o pojemności 4 godzin może wynieść 500 \$/kW (czyli 2000 zł/kW).

Podkreślamy, że w nowym rynku mocy powinno zostać utrzymane rozróżnienie na aukcje główne oraz aukcje dodatkowe. Wynika to z faktu, że podział okresu dostaw na kwartały umożliwia wykorzystanie mocy jednostek kogeneracyjnych, których produkcja jest zależna od zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym.

Mamy nadzieję, że powyższe postulaty zostaną uwzględnione w pracach Ministerstwa Klimatu i Środowiska nad przedłużeniem rynku mocy i organizacją aukcji głównych oraz aukcji dodatkowych na okresy dostaw po 2030 roku.

W przypadku jakichkolwiek pytań dotyczących przedmiotowej kwestii, bardzo proszę o kontakt z p. Pauliną Grądzik, Zastępczynią Dyrektora Departamentu Energii i Zmian Klimatu Konfederacji Lewiatan, e-mail: pgradzik@lewiatan.org; tel. kom. 660 425 981.

Z poważaniem



Maciej Witucki

Prezydent Konfederacji Lewiatan

member of



member of



Konfederacja Lewiatan
ul. Zbyszka Cybulskiego 5
00-727 Warszawa
tel. +48 22 55 99 900
lewiatan@lewiatan.org
www.lewiatan.org

Polish Confederation
Lewiatan
Brussels Office
Avenue de Cortenbergh 168
tel. +32 2 732 12 10

NIP 5262353400
KRS 0000053779
Sąd Rejonowy dla
m. st. Warszawy w Warszawie XIII
Wydział Gospodarczy