

doi:10.15199/48.2024.08.15

Polski rynek mocy w świetle postanowień reformy Electricity Market Design

Streszczenie. Rynek mocy w Polsce stanowi element rynku energii elektrycznej zapewniający utrzymanie wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej w perspektywie średnio- i długoterminowej. W wyniku porozumienia przyjętego przez organy unijne w grudniu 2023 roku, planowana jest reforma modelu rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej, której elementem jest derogacja stosowania limitów emisyjności do końca 2028 roku dla jednostek uzyskujących wynagrodzenie z mechanizmów mocowych. Celem niniejszej pracy jest dokonanie analizy możliwości implementacji derogacji w celu zabezpieczenia w Polsce ryzyka luki mocowej w latach 2026-2028 oraz możliwości wydłużenia funkcjonowania rynku mocy.

Abstract. The capacity market in Poland is an element of the electricity market ensuring the capacity adequacy in the medium and long term perspective. As a result of the agreement adopted by the EU authorities in December 2023, a reform of the electricity market model in the European Union is planned. The reform includes a derogation of the application of emission limits until the end of 2028 for entities receiving remuneration from capacity mechanisms. The aim of this paper is to analyze the possibility of implementing derogations in order to secure the risk of the capacity gap in 2026-2028 in Poland and the possibility of extending the functioning of the capacity market. (**Polish capacity market in the perspective of the provisions of the Electricity Market Design reform**).

Słowa kluczowe: Electricity Market Design, rynek mocy, luka mocowa, wystarczalność zasobów mocowych

Keywords: Electricity Market Design, capacity market, capacity gap, capacity adequacy

Wstęp

Rynek mocy w Polsce został wprowadzony w 2017 roku w celu utworzenia dwutowarowego rynku energii (energia elektryczna i moc) mającego zapewnić wystarczalność zasobów mocy dyspozycyjnej w KSE (Krajowym Systemie Elektroenergetycznym). Podstawowym zadaniem tego mechanizmu, będącego przykładem szerszej grupy mechanizmów wynagradzania zdolności wytwórczych (ang. *capacity remuneration mechanisms*), jest zapewnienie dostawcom mocy dyspozycyjnej (wytwórcom oraz podmiotom redukującym pobór energii) wsparcia finansowego w celu a) utrzymania w KSE istniejących mocy oraz b) stworzenie efektu zachęty do podjęcia działań inwestycyjnych (modernizacji lub budowy nowych jednostek). Tym samym, dzięki pokryciu kosztów stałych, dysponenti mocy dyspozycyjnej mają zapewnić bezpieczeństwo dostaw w horyzoncie średnio- i długoterminowym. Pierwotną przyczyną wprowadzenia przez poszczególne Państwa Członkowskie tego typów mechanizmów jest chęć przeciwdziałania zjawisku pogorszenia rentowności części stabilnych jednostek na skutek „wypierania” przez Odnawialne Źródła Energii (zjawiska określane w literaturze angielskiej jako *missing money* i *missing capacity*) [1,2].

W ramach mechanizmu rynku mocy potencjalni beneficjenci konkurują ze sobą w aukcjach typu holenderskiego o zawarcie tzw. umów mocowych, których przedmiotem jest pozostawanie w gotowości do dostaw mocy oraz wytwarzania lub ograniczania poboru energii elektrycznej na wezwanie Polskich Sieci Elektroenergetycznych (dalej Operator). Dotychczas w Polsce przeprowadzone zostały aukcje na okresy dostaw mocy 2021-2028 w ramach których zawierane były umowy mocowe na okresy kwartalne, roczne i wieloletnie. Każdorazowo wprowadzenie lub zmiana istniejącego mechanizmu mocowego w Unii Europejskiej wymaga zgody Komisji Europejskiej dokonywanej na podstawie analiz zapotrzebowania na mocy i na podstawie dedykowanych regulacji.

W wyniku postępującej transformacji podsektora elektroenergetyki oraz szoków cenowo-podażowych związanych z wojną w Ukrainie, organy unijne podjęły działania mające na celu reformę modelu rynku energii elektrycznej ang. *Electricity Market Design* (EMD) w celu

zapewnienia stabilnego i bardziej akceptowalnego społecznie rozwoju wspólnego rynku¹. Elementem reformy jest zmiana dedykowanego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE), które określa m.in. zasady tworzenia i zatwierdzania mechanizmów mocowych w Unii Europejskiej [3]. Kluczową zmianą w tym zakresie jest derogacja obowiązujących dotychczas limitów emisji CO₂ dla jednostek otrzymujących wsparcie z mechanizmów mocowych, w tym z rynku mocy. Zgodnie z dotychczasową treścią regulacji, jednostki które rozpoczęły komercyjną produkcję przed 4 lipca 2019 roku nie mogą otrzymywać wsparcia z rynku mocy jeżeli emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂, pochodzącego z paliw kopalnych, średniorocznie na kW mocy zainstalowanej (dalej „limity EPS”) [3]. Z tego ograniczenia wyłączone zostały jedynie jednostki, wobec których dostawcy mocy przed 31 grudnia 2019 roku zawarli umowy mocowe (wyłączenie objęło kluczowe modernizacje bloków klasy 200 MW oraz nowopowstałe bloki klasy 1 000 MW).

Biorąc pod uwagę strukturę umów zawartych w ramach pierwszej aukcji głównej na rok dostaw 2021, należy wskazać, że wraz z końcem 2025 roku ze względu na limity EPS wsparcie z rynku mocy stracą wysokoemisyjne jednostki węglowe o łącznym oferowanym wolumenie mocy w wysokości 6 742,30 MW (liczba ta nie uwzględnia jednostek nieprzekazanych do aukcji celem świadczenia rezerwy na rzecz pozostałych aktywów). Bloki te stanowią fundament KSE i ze względu na postępujące zjawisko degradacji marż w wyniku spadku wolumenu sprzedaży energii elektrycznej ich dalsza eksploatacja bez przychodów z rynku mocy po 2025 roku może być nieopłacalna. W związku z powyższym, zaproponowana w ramach EMD derogacja limitów emisyjnych do 31 grudnia 2028 roku stanowi szansę na dodatkowe wsparcie dla tych aktywów węglowych.

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie zakresu zmian jakie mają być wprowadzone w polskim rynku mocy

¹ Porozumienie Komisji Europejskiej, Parlamentu Europejskiego i Rady zostało osiągnięte w dniu 13 grudnia 2023 roku. W dniu 11 kwietnia 2024 roku, Parlament Europejski zatwierdził proponowane zmiany a zakończenie formalnej ścieżki zatwierdzania ma zostać na posiedzeniu Rady Unii Europejskiej planowanym na 30 maja 2024 roku.

w wyniku postanowień EMD i ich wpływu na dalszą eksploatację części boków węglowych. W szczególności, omówiona zostanie kwestia przeprowadzenia dodatkowego procesu zabezpieczenia mocy dyspozycyjnej na lata 2026-2028 (dalej aukcji uzupełniających), które mają być ekstraordynaryjnymi wobec dotychczas przeprowadzanych procedur. Finalnie, omówiony zostanie możliwy scenariusz wydłużenia okresu funkcjonowania rynku mocy w Polsce w celu dalszego wspierania procesu transformacji.

Rynek mocy w świetle reformy EMD

W ramach przeprowadzonych prac nad EMD, uzgodniona została konieczność zmiany dotychczasowego podejścia do samej roli mechanizmów mocowych w ramach poszczególnych rynków energii elektrycznej Państw Członkowskich. Zgodnie z przyjętymi zmianami [6], mechanizmy mocowe mają przestać być traktowane jako „tymczasowe”, stając się równocześnie strukturalnymi składnikami rynków przyczyniającymi się do utrzymania tempa transformacji energetycznej opartej w głównej mierze Odnawialne Źródła Energii o zmiennej charakterystyce pracy².

Kluczowym z punktu widzenia krajowego bezpieczeństwa elementem reformy EMD jest wspomniana już możliwość czasowego wyłączenia (derogacji) limitów EPS w celu dodatkowego wsparcia finansowego aktywów wysokoemisyjnych, które pozostają niezbędne do zapewnienia wymaganego poziomu mocy dyspozycyjnej dla Operatora. Dotychczas limity EPS obowiązywały na okresy dostaw mocy rozpoczynające się od II poł. 2025 roku, co oznacza, że przesunięcie terminu ich stosowania może wydłużyć okres potencjalnego wsparcia o dodatkowe 3,5 roku³.

Opisana derogacja nie będzie udzielana automatycznie Państwu Członkowskiemu. W celu jej uzyskania konieczne będzie przedłożenie Komisji Europejskiej wniosku wraz z uzasadnieniem potwierdzającym konieczność przeprowadzenia aukcji uzupełniających ze względu na występującą lukę mocową. Dodatkowo, wniosek musi zawierać:

- ocenę wpływu odstępstwa na emisje gazów cieplarnianych oraz na proces przejścia sektora na energię odnawialną, poprawę elastyczności wytwarzania i redukcji poboru mocy czy rozwój magazynowania energii, oraz
- plan, wraz z kamieniami milowymi, dotyczący wycofania jednostek węglowych z rynku mocy do dnia wygaśnięcia odstępstwa, uwzględniający metodę ich zastąpienia innymi mocami, w technologiach zgodnych z trajektorią transformacji danego Państwa Członkowskiego.

Same aukcje uzupełniające muszą być przeprowadzone zgodnie z dotychczasowymi zasadami wyłaniania beneficjentów w tej formie pomocy, określonymi w Rozdziale IV dedykowanego rozporządzenia [3,6]. Oznacza to, że aukcje mają m.in. zapewniać konkurencję pomiędzy uczestnikami a sam mechanizm wyłaniania beneficjentów ma bazować na aukcjach ze spadającą ceną⁴.

² Mechanizmy mogą być implementowane w Państwach Członkowskich nadal jedynie w przypadku wykazania Komisji Europejskiej występującego przejściowego lub trwalej nieadekwatności zasobów wytwórczych mających zapewnić bezpieczeństwo energetyczne.

³ Ze względu na to, że zdecydowana większość jednostek węglowych została objęta umowami 5-letnimi kończącymi się 31 grudnia 2025 roku, faktyczna derogacja w warunkach polskich będzie miała zastosowanie w głównej mierze dla lat 2026-2028.

⁴ W Polsce przyjęty został model aukcji holenderskiej ze spadającą ceną i jednolitą ceną rozliczenia (ag. *pay-as-clear*) tzn. w każdej

Ryzyka związane z wdrożeniem derogacji w Polsce

W celu uzyskania zgody Komisji Europejskiej na derogację w polskim rynku mocy, konieczne będzie m.in. przedstawienie harmonogramu planowanych aukcji uzupełniających na okres II poł. 2025-2028. Kluczowym ryzykiem w tym procesie może być konieczność wykazania Komisji Europejskiej, że przed złożeniem wniosku podjęte zostały wszystkie działania pozwalające na zabezpieczenie poziomu mocy w oparciu o jednostki spełniające limity EPS, tzn. bez konieczności uzyskania derogacji [6]. Tym samym, w celu uzyskania derogacji np. dla roku 2026, konieczne będzie uprzednie przeprowadzenie tzw. aukcji dodatkowych, które każdorazowo dotyczą kwartałów danego roku.

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami rynku mocy w Polsce, aukcje dodatkowe przeprowadzane są w I kwartale roku poprzedzającego okres dostaw nimi objęty tzn. w odniesieniu do roku dostaw 2026, aukcje dodatkowe będą przeprowadzane w okresie styczeń-marzec 2025 roku [4-5]. Dopiero po ich przeprowadzeniu aukcji i wykazaniu, że nie został zabezpieczony wymagany wolumen mocy, możliwe byłoby uzyskanie derogacji limitów EPS dla 2026 roku i przeprowadzenie aukcji uzupełniającej na ten rok.

W takim scenariuszu, dysponenci aktywów węglowych uzyskiwaliby informację o uzyskaniu dodatkowego wsparcia z rynku mocy dopiero na kilka-kilkanaście miesięcy przed rozpoczęciem roku objętego derogacją. Analogiczna sytuacja miałaby miejsce w odniesieniu dla lat dostaw 2027 i 2028. W przypadku materializacji opisanego ryzyka, wytwórcy byłiby narażeni na niepewność dot. planowania dalszej eksploatacji elektrowni.

Kolejnym aspektem mogącym wpływać na ekonomikę eksploatacji aktywów węglowych, a tym samym na wystąpienie luki mocowej w KSE, jest udział w aukcjach uzupełniających jednostek innych niż jednostki węglowe objęte derogacją (w tym kluczowe bloki klasy 200 MW). Aukcje uzupełniające nie mają bowiem być w zamyśle ustawodawców unijnych dedykowanym narzędziem wsparcia wyłącznie jednostek wysokoemisyjnych, lecz ogólnym i neutralnym technologicznie mechanizmem zabezpieczania mocy. Tym samym, do aukcji uzupełniających mogą być zgłaszane także inne jednostki np. jednostki redukcji zapotrzebowania na moc (tzw. DSR), które rokrocznie zwiększają swój udział, w szczególności w aukcjach dodatkowych [7].

Finalnie, kluczowym aspektem związanym z ograniczeniem wystąpienia luki mocowej po 2025 roku jest jeden z parametrów aukcji mocy jakim jest Prognozowane Zapotrzebowanie na Moc (dalej PZM). Parametr ten określa jaki poziom mocy Operator chce objąć umowami mocowymi w danej aukcji. Jak dotychczas wskazano, aukcje uzupełniające mają stanowić procedurę zabezpieczania dodatkowego wolumenu mocy dyspozycyjnej po zakończonych wcześniej aukcji głównej i aukcjach dodatkowych. Tym samym PZM dla aukcji uzupełniających powinien odwzorowywać faktyczne niedokontraktowanie wolumenu z poprzednich aukcji. W tabeli 1 przedstawiona została różnica pomiędzy PZM a faktycznym wolumenem mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2026-2028.

kolejnej rundzie cena aukcyjna spada a oferenci (potencjalni beneficjenci) nie składają oferty wyjścia do momentu osiągnięcia poziomu, który określają oni dla siebie jako minimalny do opłacalnego uczestnictwa w rynku mocy. Finalnie, wszyscy beneficjenci, którzy pozostali w aukcji otrzymują jednolitą cenę wartości umowy mocowej.

Tabela 1. Luka mocowa na podstawie aukcji głównych 2026-2028 [10]

Aukcja główna na rok dostaw	PZM [MW]	Suma obowiązków względem PZM [MW]
2026	7 991,0	-807,4
2027	6 237,0	-857,8
2028	5 791,0	+1 279,9

Przedstawiona różnica wskazuje, że w oparciu jedynie o wyniki aukcji głównych, poziom mocy do zabezpieczenia w aukcjach uzupełniających mógłby być niski (w szczególności biorąc pod uwagę możliwość zawarcia umów mocowych w aukcjach dodatkowych, które na te lata dostaw nie zostały jeszcze przeprowadzone). W analizie tych wyników należy jednak wziąć pod uwagę prawdopodobne nieuwzględnienie przez Operatora ryzyka wycofania części jednostek węglowych po zakończeniu realizacji ich 5-letnich i jednorocznych umów mocowych po 2025 roku. W celu uzupełnienia informacji nt. faktycznego poziomu luki mocowej, należy odnieść się do danych przedstawionych przez Operatora w konsultowanym w 2024 roku dokumencie dot. krajowego planu rozwoju sieci przesyłowej w latach 2025-2034 [8]. W tabeli 2 przedstawione zostały projektowane przez PSE wielkości luki mocy dyspozycyjnej w latach 2026-2028.

Tabela 2. Luka mocy dyspozycyjnej w latach 2026 - 2028 [8]

2026	2027	2028
-3 400 MW	-1 600 MW	-200 MW

Operator na bieżącym etapie konsultacji dokumentu nie przedstawił dodatkowego uzasadnienia dla wysokości luki we wskazanych latach, tym samym nie jest obecnie możliwe dokonanie bliższej oceny poziomu mocy do zabezpieczenia w aukcjach. Wskazane poziomy są określone przez Operatora jako minimalne do zapewnienia standardu bezpieczeństwa KSE mierzonego współczynnikiem *Loss of Load Expectation* (LOLE), który określa oczekiwaną maksymalną liczbę godzin w roku, w trakcie których krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną nie będzie w pełni pokryte (w Polsce oczekiwany standard LOLE wynosi 3 h/rok). Biorąc powyższe pod uwagę, należy wskazać na potrzebę przeprowadzenia dalszych analiz dot. faktycznego poziomu mocy wymagającej zabezpieczenia w aukcjach uzupełniających.

Dalsze działania związane z rynkiem mocy w Polsce

Określenie w ramach reformy EMD statusu mechanizmów mocowych jako stałego elementu rynków energii elektrycznej przyczyniającego się do realizacji celów związanych z transformacją energetyczną stanowi okoliczność sprzyjającą przeprowadzeniu dyskusji dot. dalszego funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, ostatnia aukcja główna ma zostać przeprowadzona w 2025 roku i obejmować okres dostaw przypadający lub rozpoczynający się w 2030 roku [4]. Tym samym, zgodnie z zatwierdzonym przez Komisję Europejską modelem rynku mocy w Polsce [9], kolejne aukcje mocy nie będą mogły zostać przeprowadzone bez ponownego rozpatrzenia i zatwierdzenia przez Komisję mechanizmu na kolejny 10-letni okres⁵.

W związku ze zbliżającym się terminem przeprowadzenia ostatnich aukcji głównych w ramach

⁵ Zgodnie z przyjętymi regulacjami na poziomie unijnym, mechanizmy mocowe typu rynek mocy są wdrażane na okres 10-letni w celu stworzenia stabilnych warunków rozwoju i konkurencyjności dostawców mocy o wsparcie.

obowiązującego harmonogramu, Rada Ministrów do końca 2024 roku ma przeprowadzić ocenę rozwoju rynku energii elektrycznej w świetle funkcjonowania rynku mocy oraz przedstawić Sejmowi finalną ocenę mechanizmu wraz z propozycją dalszych działań związanych z jego funkcjonowaniem [4]. W ramach tej ewaluacji możliwe będzie dokonanie szerszej niż w horyzoncie do 2028 roku analizy występowania luki mocowej w systemie, a w konsekwencji podjęcie decyzji dotyczących dalszego funkcjonowania mechanizmów. W ramach reformy EMD przyjęto postanowienie o zobowiązaniu Komisji Europejskiej do przygotowania w terminie 6 miesięcy od formalnego zatwierdzenia zmian, raportu dotyczącego możliwości uproszczenia procedury wnioskowania o udzielenie zgody na wdrażanie mechanizmów mocowych [6]. Powstanie takiej uproszczonej procedury może wesprzeć potencjalne starania strony ministerialnej o wydłużenie okresu obowiązywania rynku mocy w Polsce⁶.

W ramach nowego modelu rynku mocy możliwe byłoby położenie szczególnego nacisku na taką zmianę założeń, aby wesprzeć budowę mocy dyspozycyjnych opartych o technologie przyczyniające się do długoterminowej realizacji celu transformacji energetycznej. Technologiami podlegającymi szczegółowej analizie mogą być w szczególności magazyny energii (dalszy rozwój), jednostki DSR czy budowa jednostek gazowych zgodnych z wynikających z taksonomii trajektoriami ograniczania emisji CO₂. Przyszły rynek mocy może także stanowić potencjalne źródło pokrywania kosztów stałych inwestycji wysokokapitałochłonnych np. elektrowni szczytowo-pompowych.

Niezależnie od kształtu przyszłej (re)formy polskiego rynku mocy, konieczne będzie przedstawienie Komisji Europejskiej analiz dot. tego w jaki sposób mechanizm ten ma przyczynić się zarówno do wypełnienia luki mocowej w kolejnym horyzoncie po 2030 roku jak i tego w jaki sposób będzie on wspierał cele związane ze zmianą miksu energetycznego Polski.

Podsumowanie

Rynek mocy pozostaje stałym narzędziem wspierania utrzymania bezpieczeństwa energetycznego Polski. W perspektywie do 2028 roku kluczowe pozostaje przeprowadzenie procesu zabezpieczenia w aukcjach uzupełniających wolumenów mocy niezbędnych z punktu widzenia Operatora do utrzymania założonych standardów pracy KSE. Główną rolę w tym procesie mogą odgrywać jednostki węglowe w odniesieniu do których wytwórcy utracą przychody wraz z zakończeniem 2025 roku. Tym samym, w kolejnych miesiącach 2024 roku powinny zostać przeprowadzone szczegółowe analizy i konsultacje dotyczące realnego poziomu luki mocowej w latach 2026-2028.

W dalszej kolejności konieczne będzie rozstrzygnięcie kwestii funkcjonowania rynku mocy w perspektywie kolejnych 10 lat. Z punktu widzenia celów budowy nowego *energy mix* przy rosnącym udziale Odnawialnych Źródeł Energii, utrzymanie poziomu mocy dyspozycyjnej pozwalającego na bilansowanie w czasie rzeczywistym popytu i podaży pozostanie krytycznym elementem polskiego planu transformacji. W konsekwencji, w ślad postanowień reformy EMD zasadne będzie podjęcie analiz dot. utrzymania rynku mocy na kolejną dekadę.

⁶ Należy doprecyzować, że zakończenie przeprowadzania aukcji, w tym aukcji głównych pozwalających na zawarcie wieloletnich umów mocowych, nie oznacza zakończenia realizacji zawartych już wieloletnich umów mocowych. Ich realizacja wraz z obowiązywaniem rynku wtórnego obowiązków mocowych nadal pozostaje w mocy.

Autor: mgr inż. Patryk Nalepka, TAURON Wytwarzanie S.A. ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno, E-mail: patryk.nalepka@tauron-wytwarzanie.pl

LITERATURA

- [1] Cramton P., Ockenfels A., Stoft S., Capacity Market Fundamentals, *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2013, t. 2, nr 2, s. 27, 30–31
- [2] Benalcazar P., Nalepka P., The Polish capacity market proposal vs the British model, *Polityka energetyczna*, 2017, t. 20, z. 2., s. 59, 61.
- [3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U.UE.L.2019.158.54)
- [4] Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2018 poz. 9 z późn. zm.)
- [5] Regulamin Rynku Mocy zatwierdzony przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Decyzją z dnia 5 lutego 2024 r.
- [6] European Parliament legislative resolution of 11 April 2024 on the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design (COM(2023)0148 – C9-0049/2023 – 2023/0077A(COD)) – dostęp: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0284_EN.html
- [7] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Wyniki aukcji głównych i dodatkowych dostępne na stronie <https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy> [stan na dzień: 14.04.2024 r.]
- [8] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 – 2034, 2024 r., dostęp: <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034>
- [9] Komisja Europejska, State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, 07.02.2018, C(2018) 601, wersja ostateczna
- [10] Opracowanie własne na podstawie wyników aukcji głównych; źródło jak w [7]