# Ocena krajowego zapotrzebowania na stałe paliwa kopalne w perspektywie 2040 roku na tle wdrożenia rynku mocy

# Streszczenie

Rynek mocy jest mechanizmem stosunkowo nowym, a jego wpływ na zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny nie był, jak dotąd, przedmiotem badań. Analiza zmian w kształtowaniu się użytkowania węgla w elektroenergetyce w przyszłości jest szczególnie istotna, ponieważ stałe paliwa kopalne wciąż stanowią dominujący udział w krajowym systemie wytwarzania energii elektrycznej, a wdrożenie rynku mocy spowodowało diametralną zmianę w funkcjonowaniu rynku energii.

W świetle powyższego, główny cel rozprawy doktorskiej został sformułowany następująco: Ilościowa ocena wpływu wdrożenia rynku mocy na zapotrzebowanie na stałe paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej do 2040 roku. W kontekście założonego celu pracy, sformułowana została następująca hipoteza badawcza: Zapotrzebowanie na stałe paliwa kopalne w perspektywie 2040 roku obniży się niezależnie od struktury rynku energii elektrycznej, jednak wskutek wdrożenia rynku mocy zmniejszy się dynamika tych zmian.

Rozwiązanie problemu badawczego postawionego w ramach pracy wymagało zastosowania odpowiedniej metodyki. Metodą wykorzystywaną do badań nad systemami paliwowo-energetycznymi jest analiza systemowa, której narzędziami oceny analizy ilościowej są modele matematyczne. Opracowany został techniczno-ekonomiczny model krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej, sformułowany jako problem programowania liniowego, który został następnie zaimplementowany w środowisku MATLAB. W celu przeanalizowania wpływu wdrożenia rynku mocy na zapotrzebowanie na stałe paliwa kopalne wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej opracowane zostały dwa teoretyczne scenariusze badawcze: (i) scenariusz REE – scenariusz odzwierciedlający funkcjonowanie jednotowarowego rynku energii elektrycznej oraz (ii) scenariusz RM – scenariusz odzwierciedlający funkcjonowanie rynku dwutowarowego, w którym rynek mocy funkcjonuje równolegle do rynku energii elektrycznej. Kluczowymi miernikami, na podstawie których określono wpływ wdrożenia rynku mocy na zapotrzebowanie na stałe paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej były: (i) udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze mocy osiągalnej w krajowym systemie elektroenergetycznym, (ii) udział stałych paliw kopalnych w strukturze produkcji energii elektrycznej, a także (iii) poziom zapotrzebowania na stałe paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej dla opracowanych scenariuszy badawczych. Ponadto porównane zostały wyniki dotyczące długoterminowego kształtowania się cen energii elektrycznej w zależności od struktury funkcjonowania rynku.

Analiza rezultatów otrzymanych z wykorzystaniem opracowanego narzędzia badawczego umożliwiła sformułowanie wniosków końcowych, spośród których najważniejszymi są:

* Dekarbonizacja krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej jest procesem nieuniknionym w perspektywie 2040 roku. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny w analizowanym okresie zmniejsza się o 86,9% w scenariuszu REE i o 87,9% w scenariuszu RM. W przypadku węgla brunatnego zapotrzebowanie obniża się o 91,8% w scenariuszu REE oraz o 93,0% w scenariuszu RM. Wyniki badań wskazują, że wdrożenie rynku mocy powoduje opóźnienie procesu dekarbonizacji krajowej energetyki. Spowolnienie procesu odstawiania jednostek węglowych obserwowane jest zwłaszcza w latach 2021–2030 w przypadku węgla kamiennego oraz w latach 2031–2032 w przypadku węgla brunatnego.
* Zapotrzebowanie na węgiel kamienny ze strony energetyki zmniejsza się niezależnie od rozważanego scenariusza badawczego. Inna jest jednak dynamika tych zmian. Wyróżnia się siedem charakterystycznych okresów, dla których występują określone różnice pomiędzy zapotrzebowaniem na węgiel kamienny w analizowanych scenariuszach:
  + lata 2021–2024: zapotrzebowanie na węgiel kamienny w scenariuszu RM obniża się z 37,2 mln Mg do 32,3 mln Mg i jest wyższe od zapotrzebowania w scenariuszu REE średnio o 9,7%;
  + lata 2025–2026: zapotrzebowanie na węgiel kamienny w scenariuszu RM wynosi 31,4 mln Mg oraz 31,3 mln Mg i jest większe od zapotrzebowania w scenariuszu REE o 7,8% oraz o 10,2%;
  + lata 2027–2029: zapotrzebowanie na węgiel kamienny w scenariuszu RM maleje do 21,9 mln Mg, jednak różnice pomiędzy scenariuszami wzrastają do 19,2% w 2029 roku;
  + 2030 r.: zapotrzebowanie na węgiel kamienny w scenariuszu RM znacznie się obniża do i osiąga wartość 17,9 mln Mg, co stanowi 13,7% więcej niż w przypadku scenariusza REE;
  + lata 2031–2033: zapotrzebowanie na węgiel kamienny obniża się do 12,0 mln Mg; różnice pomiędzy scenariuszami są dużo mniejsze i znajdują się średnio na poziomie 1,2%;
  + 2034 r.: zapotrzebowanie na węgiel kamienny jest identyczne w obu analizowanych scenariuszach i wynosi 11,8 mln Mg;
  + lata 2035–2040: zapotrzebowanie na węgiel kamienny obniża się do 4,5 mln Mg w 2040 roku w scenariuszu RM jest niższe o 7,6% w porównaniu do scenariusza REE.
* Wprowadzenie rynku mocy nie wpływa w znaczącym stopniu na odstawienia jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym. W pierwszych dziesięciu latach analizy wolumen mocy osiągalnej w systemie jest taki sam w przypadku obu scenariuszy; zapotrzebowanie na węgiel brunatny zmniejsza się w analizowanym okresie niezależnie od rozważanego scenariusza. W tym przypadku również wyróżnia się okresy, dla których obserwowane są charakterystyczne różnice pomiędzy wielkością zapotrzebowania w scenariuszu RM oraz scenariuszu REE:
  + lata 2021–2030: zapotrzebowanie na węgiel brunatny w obu analizowanych scenariuszach maleje z 59,4 mln Mg do 50,2 mln Mg;
  + lata 2031–2032: zapotrzebowanie na węgiel brunatny obniża się z 47,0 mln Mg do 31,1 mln Mg w scenariuszu RM; w tym okresie występują największe różnice pomiędzy scenariuszami – zapotrzebowanie na węgiel brunatny w scenariuszu RM jest wyższe od zapotrzebowania w scenariuszu REE o 12,38% oraz 18,20%;
  + lata 2033–2034: zapotrzebowanie na węgiel brunatny obniża się do 21,3 mln Mg w scenariuszu RM i jest nieznacznie wyższe od zapotrzebowania w scenariuszu REE;
  + lata 2035–2036: zapotrzebowanie na węgiel brunatny obniża się z 18,0 mln Mg do 13,6 mln Mg w obu analizowanych scenariuszach;
  + lata 2037–2040: zapotrzebowanie na węgiel brunatny zmniejsza się i w 2040 roku osiąga poziom 4,1 mln Mg w scenariuszu RM; jest wówczas o 14,3% niższe niż w przypadku scenariusza REE.
* Funkcjonowanie dwutowarowego rynku energii sprawia, że w systemie są zapewnione rezerwy mocy osiągalnej, a w konsekwencji następuje poprawa bezpieczeństwa energetycznego. Wdrożenie mechanizmu wynagradzania zdolności wytwórczych zapewnia zatem stabilność dostaw podczas procesu dekarbonizacji krajowego systemu wytwarzania.
* Implementacja rynku mocy oznacza również niższe ceny energii elektrycznej w każdym analizowanym roku. Ceny energii elektrycznej w scenariuszu REE kształtują się na poziomie od 265,13 do 359,58 zł/MWh. Natomiast ceny energii elektrycznej w scenariuszu RM znajdują się na poziomie od 203,12 do 323,04 zł/MWh. Chociaż cena energii elektrycznej w scenariuszu RM jest niższa od 8,15% do 35,14% w porównaniu do cen uzyskanych w scenariuszu REE, nie musi oznaczać niższych całkowitych kosztów zakupu energii elektrycznej dla konsumenta, bowiem koszty funkcjonowania rynku mocy (opłata mocowa) są przenoszone na odbiorców końcowych.

Badania przeprowadzone w niniejszej pracy są pierwszymi badaniami dotyczącymi ilościowej oceny wpływu wdrożenia rynku mocy na zapotrzebowanie na stałe paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej. Ponieważ rynek mocy został wprowadzony w Polsce stosunkowo niedawno, wyniki analiz oraz wnioski sformułowane na ich podstawie stanowią istotny wkład w krajową dyskusję dotyczącą zasadności i konsekwencji wdrażania mechanizmów wynagradzania zdolności wytwórczych.