

Maciej Stryjecki, Prezes, Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej „FNEZ”

Energia z Bałtyku dla Polski 2025

Operator systemu wskazuje na konieczność budowy 16 GW nowych mocy wytwórczych w kolejnej dekadzie. Elektrownia Ostrołęka ma być ostatnią polską inwestycją w nowe bloki węglowe. Powstaje więc pytanie, w jakich technologiach mamy te inwestycje wykonać?

Energetyka jądrowa ma szansę na włączenie do KSE nie wcześniej niż w roku 2035. Na energetykę wiatrową na lądzie nie ma zbyt dużo miejsca. Energetyka biomasowa i biogazowa, mimo bardzo silnego wsparcia politycznego w ostatnich 10 latach, osiągnęła zaledwie poziom 1,5 GW. Energetyka słoneczna przy krajowym nasłonecznieniu ma szansę być ważnym dodatkiem, ale nie fundamentem polskiej energetyki. Pozostaje energetyka gazowa i wiatrowa na morzu. Źródła energii, które mogą wspólnie, w stosunkowo krótkim czasie, stworzyć stabilną, niskoemisyjną generację, gwarantującą Polsce bezpieczeństwo energetyczne.

■ Klimat wokół polskiej energetyki

O konieczności głębokiej modernizacji polskiej energetyki mówi się od lat. Globalna i europejska polityka klimatyczna, dążąca do redukcji uzależnienia od paliw kopalnych, poparta wielomiliardowym wsparciem poszukiwań i rozwoju nowych technologii, przerodziła się w trwały mega trend. Porozumienie paryskie z grudnia 2015 roku pokazało, że nawet najwięksi dotychczasowi wyznawcy ropy, węgla i gazu, tacy jak Chiny, Indie, czy USA, nie widzą innej

przyszłości jak energetyka nieemisyjna. I niewiele tu zmieniła wolta dokonana przez Prezydenta Trumpa. Zarówno bowiem przemysł, jak i społeczeństwo, nie tylko amerykańskie ale w większości krajów rozwiniętych już wie, że odnawialne, rozproszone źródła energii, magazyny energii, tak jak i samochody elektryczne, stają się codziennością w naszej cywilizacji. I nie ma od tego odwrotu.

Kolejne polskie rządy, zdawały się jednak nowej rzeczywistości nie dostrzegać. „Podstawą polskiej energetyki był, jest i będzie węgiel” – to dogmat, wokół którego od lat panowała wyjątkowa, jak na polskie polityczne podwórko, zgoda. Coraz trudniej jednak było kolejnym ministrom odpowiadać na pytania o to, jak silna i jak trwała jest ta węglowa podstawa. Ile tak naprawdę mamy zasobów krajowego węgla? Jak długo będą nam służyć stare, niespełniające kolejnych europejskich norm, elektrownie węglowe? Czy optać się inwestować w nowe bloki, skoro do zasilenia już istniejących coraz częściej niezbędny jest import węgla? Jakimi technologiami i jakim kosztem, zastąpimy zamykane 40-letnie elektrownie?

Dopiero w bieżącym roku, doczekaliśmy się odważnych i jednoznacznych deklaracji. Rząd, ustami Ministra Energii - Pana Krzysztofa Tchórzewskiego po-

twierdził, że udział węgla kamiennego i brunatnego w polskim miksie energetycznym będzie spadał do poziomu nie większego niż 50% w roku 2050. Zdaniem wielu ekspertów, taki poziom powinien jednak zostać osiągnięty o dwie dekady wcześniej, z dwóch głównych powodów. Po pierwsze, w przeciwnym razie będziemy musieli uzależnić polską energetykę (a więc i bezpieczeństwo energetyczne Polski po roku 2030) od importu węgla. Po drugie, do takiego poziomu zredukują udział generacji węglowej wyłączenia kolejnych starych bloków węglowych, zarówno tych nie spełniających wymogów BAT i nie kwalifikujących się do optymalnej modernizacji, jak i tych, które po prostu skończą swój długi i ciężki żywot w latach 2020-2025.

■ Potrzeba nowych mocy

Zgodnie z danymi PSE Operator, zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie do roku 2030 o ok. 24% względem zapotrzebowania obecnego i osiągnie ok. 32,7 GW w szczycie zimowym. Dodatkowo, bardzo istotną presję na możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną będzie wywoływać konieczność dostosowania polskiej energetyki do nowych, ostrzejszych standardów emisyjnych (tzw. Konklu-

zje BAT), które zaczną obowiązywać po czterech latach od decyzji Komisji Europejskiej o ich zastosowaniu, a więc po roku 2021, a także konieczność wycofania z eksploatacji najstarszych kotłów węglowych, które po roku 2020 przekroczą swój czas żywotności.

Według PSE, w latach 2020-2035 konieczne będzie wyłączenie mocy z systemu o wielkości od 13,9 do 20,9 GW w zależności od ilości modernizacji starych bloków węglowych, które będą w stanie przeprowadzić zakłady energetyczne. W tym czasie powinno zostać oddanych do użytku ok. 5,8 GW nowych mocy w inwestycjach, które zostały już rozpoczęte, lub dla których podjęto decyzje inwestycyjne. Scenariusz ten oznacza, że po roku 2022 należy się spodziewać niedoboru nadwyżki mocy, które w latach 2023-2035 wzrosną do poziomu – 13 GW.

Operator wskazuje, że w zależności od przyjętego scenariusza dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego systemu, niezbędne jest doprowadzenie do przyrostu mocy zainstalowanej, ponad rozpoczęte już inwestycje, w następujących wielkościach (w zależności od zdolności modernizacyjnych istniejących bloków): do roku 2025 – 2,6-8,5 GW, do roku 2030 – 6,5-17,6 GW, do roku 2035 – 15,8-22,3 GW.

■ Jak zrównoważyć krajowy mikś energetyczny

Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej przeprowadziła, w ramach projektu „Energia z Bałtyku dla Polski 2025”, własne analizy modelowe zmian, jakie będą zachodzić w strukturze paliwowej i wytwórczej polskiego systemu elektroenergetycznego. W modelu uwzględniono istniejące moce w poszczególnych kategoriach i technologiach, ich żywotność, oraz planowane i prognozowane inwestycje w nowe moce.

Dotychczasowe doświadczenia pokazują, że w okresie 4-5 lat nie ma możliwości zrealizowania inwestycji w nowe moce o tak dużej skali w żadnej techno-

logii. Oznacza to, że Polska może stanąć przed koniecznością importu dużej ilości energii, zwłaszcza w okresach szczytu sezonowego i dobowego. Ale, żeby móc importować energię niezbędna jest transgraniczna infrastruktura przesyłowa o odpowiedniej mocy przesyłowej. Ogromną rolę może odegrać w tym zakresie budowa morskich połączeń elektroenergetycznych, z takimi państwami jak Dania, Szwecja i/lub Litwa.

Uzależnienie od importu energii może być rozważane wyłącznie jako narzędzie okresowego wsparcia bezpieczeństwa energetycznego, na czas budowy własnych źródeł wytwórczych. Tu powstaje pytanie: czy w tym okresie należałoby importować energię z krajów, gdzie ma ona niższą cenę niż w Polsce, czy wręcz przeciwnie? Niska cena importowanej energii wpłynie na obniżenie lub utrzymanie na niskim poziomie cen krajowych, a to będzie powodować nieopłacalność inwestycji w nowe źródła. Z drugiej jednak strony, może pozwolić na zmniejszenie obciążeń odbiorców końcowych kosztami inwestycji w nowe źródła, co ma znaczenie zarówno społeczne, jak i progospodarcze. W takiej sytuacji, niezbędne jednak jest tworzenie innych systemów wspierania inwestycji w nowe źródła.

Drugie zasadnicze pytanie, dotyczy tego w jakie technologie wytwarzania inwestować, aby zapewnić samowystarczalność energetyczną Polski w okresie długofalowym. Dotychczas, odpowiedź na to pytanie była oczywista, bo bezpieczeństwo zapewniały nam krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego. W ostatnich latach staje się jednak również oczywiste, że takiego stanu nie uda się utrzymać w kolejnych dziesięcioleciach, przede wszystkim ze względu na zmniejszające się zasoby przemysłowe węgla. Budowanie nowych elektrowni węglowych, wbrew megatrendom światowym, ale przede wszystkim ze świadomością, że w perspektywie kolejnych kilkunastu lat oznaczać to będzie uzależnienie od importu paliwa, wydaje się mało logiczne. Poza tym, przygotowanie

i budowa elektrowni węglowej zajmują kilkanaście lat, co sprawia że nowe elektrownie nie miałyby szansy powstać w okresie największych braków mocy – w latach 2025-2030.

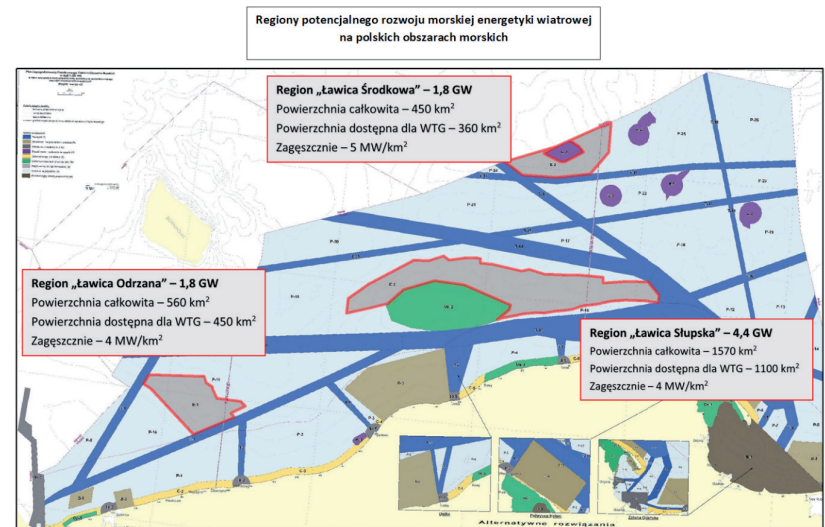
Alternatywą wydaje się być energetyka jądrowa. Jest to technologia wytwarzająca energię bez emisji CO₂, w sposób stabilny i bezpieczny, zapewniając duże moce mogące pracować w podstawie systemu. Jednak proces budowy energetyki jądrowej w Polsce wydaje się być zdecydowanie spóźniony. Biorąc pod uwagę obecny stan rozwoju pierwszego projektu elektrowni jądrowej, należy założyć, że może on zostać ukończony około roku 2035. Nawet jeśli zapadnie ostateczna decyzja inwestycyjna w tym zakresie, to nie rozwiąże to problemu niedoboru mocy w systemie w latach 2025-2035. Aby energetyka jądrowa miała stanowić realną alternatywę dla stopniowo wygaszanej energetyki węglowej, już dziś musiałyby być rozwijane projekty elektrowni jądrowych o łącznej mocy nie mniejszej niż 6 GW, a nie jeden projekt o mocy 0,8-1 GW. Dla takiej liczby projektów może jednak być problem z lokalizacjami, zapewniającymi bezpieczne i efektywne funkcjonowanie elektrowni jądrowych.

Trendy rozwojowe w światowej energetyce mogą wskazywać, że modernizacja polskiej energetyki pójdzie w zupełnie innym kierunku, opierając się na technologiach pozwalających na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w ujęciu indywidualnym i lokalnym, a nie krajowym. Rozwój małych źródeł energii, zwłaszcza solarnych, w połączeniu z rewolucją technologiczną na rynku magazynów energii, może sprawić, że po roku 2030 zdecydowanie znacznie przyrastać ilość indywidualnych, rozproszonych źródeł energii, klastrów i wysp energetycznych, które zdecydowanie zmniejszą zapotrzebowanie na energię z systemu. Warunki przestrzenne i klimatyczne Polski, a przede wszystkim bardzo słaba jakość przestarzałej infrastruktury dystrybucyjnej, stanowią tu jednak istotne ograniczenia dla wielkoskalowego rozwoju.

■ Energia z morza

Bardzo ważnym źródłem energii w kolejnej dekadzie będzie prawdopodobnie gaz ziemny. Mimo, iż nie spełniły się nadzieje na szybkie przemysłowe zagospodarowanie krajowych złóż gazu łupkowego, to jednak zdecydowana polityka dywersyfikacji kierunków importu gazu oraz rozbudowa infrastruktury importowej, przesyłowej i magazynowej gazu ziemnego, sprawia, że to właśnie elektrownie gazowe, mające dostęp do tańszego paliwa z różnych, konkurencyjnych kierunków, mogą odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zasadnicze znaczenie będą zaś miały inwestycje morskie, takie jak budowa i rozbudowa terminalu LNG w Świnoujściu i budowa międzysystemowego połączenia gazowego Polska-Dania-Norwegia „Baltic Pipe”. Realizacja przygotowywanych inwestycji umożliwi Polsce import z różnych kierunków gazu w ilości ok. 20-21 mld m³ rocznie. Przy obecnym zapotrzebowaniu krajowym na poziomie ok. 16 mld m³, pozostały gaz mógłby zasilić 4-5 GW elektrowni i elektrociepłowni gazowych. Gazowe źródła wytwórcze można wybudować w ciągu kilku lat, tym bardziej że gotowych jest wiele projektów. Problemem jednak jest cena gazu, a co za tym idzie - cena energii wytwarzanej przez źródła gazowe. Wydaje się jednak, że rozwój energetyki gazowej jest niezbędny, co oznacza konieczność zapewnienia mechanizmów opłacalności tego typu inwestycji. Rozwiązaniem kluczowym może tu być dywersyfikacja źródeł gazu, zapewniająca konkurencję dostaw, a więc i wywołująca presję cenową, a także rynek mocy, gdyż źródła gazowe są predystynowane do pełnienia roli stabilizatorów systemu, ze względu na wyjątkowo dużą elastyczność wytwarzania.

Kluczowe znaczenie w latach 2022-2026 będzie miał jednak import energii, który będzie musiał zapewnić jej dostawy w okresie pomiędzy wyłączeniami starych bloków węglowych a budową nowych źródeł wytwórczych. Do tego czasu powinny zostać wybudowane nowe połączenia transgraniczne, w tym



Mapa regionów potencjalnego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich³

bardzo ważną rolę odegrać powinny morskie połączenia z Danią i/lub Szwecją. Również w tych latach powinny być oddawane do użytku nowe elektrociepłownie gazowe o łącznej mocy do 4-5 GW, które w latach 2023-2027 pracowałyby jako źródła systemowe, w miejsce wyłączanych elektrowni węglowych, a następnie zmniejszałyby obciążenie, zwiększając swoją rolę rezerwową i stabilizującą system. Po roku 2027 istotnymi źródłami energii stałyby się morskie farmy wiatrowe. Strukturę wytwarzania uzupełniałyby inne, rozproszone źródła odnawialne.

Rozwój generacji gazowej oraz morskich sieci przesyłowych zwiększą elastyczność systemu elektroenergetycznego, a to stwarzać będzie doskonałe warunki dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

■ Potencjał morskiej energetyki wiatrowej

W ramach prac nad planem zagospodarowania przestrzennego Polskich Obszarów Morskich w skali 1:200 000, została przygotowana mapa z preferencyjnymi funkcjami obszarów morskich. Jedną z preferowanych funkcji polskich obszarów morskich w wyłącznej strefie ekonomicznej jest „pozyskanie energii odnawialnej”. Funkcja ta, według autorów projektu planu, może być funkcją podstawową (dominującą) na obszarach o łącznej powierzchni ok 2 500 km². Dotychczasowe doświadczenia, wskazują jednak że ok 20-30% z tej powierzchni nie będzie mogła zostać zabudowana

elektrowniami wiatrowymi, głównie z powodów minimalizacji ryzyka konfliktów społecznych i środowiskowych. Mimo takich ograniczeń, na pozostałych obszarach możliwe jest zainstalowanie nawet 8 GW mocy w morskich farmach wiatrowych. Przy średniej prędkości wiatru, potwierdzonej w pierwszych kampaniach wietrzności, przekraczającej 10 m/s na wysokości 150 m, elektrownie wiatrowe na polskich obszarach morskich będą pracować przez około 8050 godzin w roku (91,9%), a współczynnik wykorzystania mocy może przekroczyć 53%.

■ Kiedy powstanie pierwsza polska morska farma wiatrowa

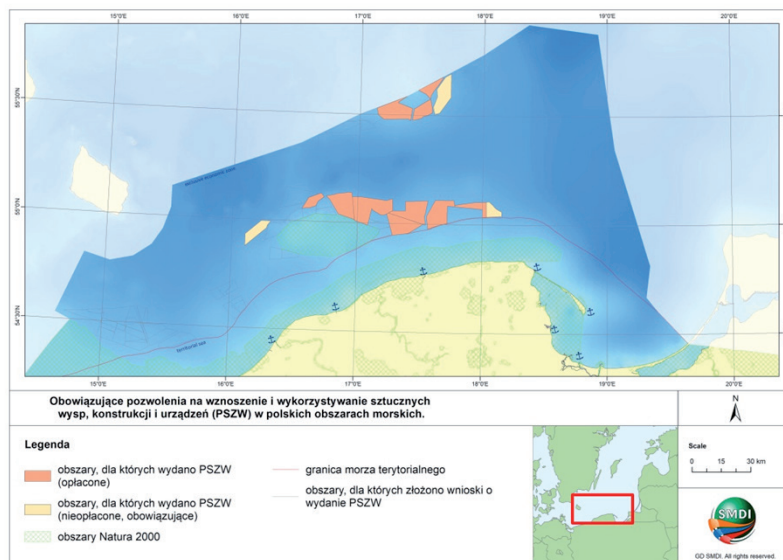
Dyskusja nad zasadnością rozwoju morskiej energetyki wiatrowej („MEW”) w Polsce trwa od dekady. Bardzo duża wydajność, stabilność wytwarzania nieemisyjnej energii odnawialnej, a także stosunkowo niskie koszty operacyjne i mała konfliktowość społeczno-środowiskowa sprawiają, że branża ta jest jedną z najszybciej rozwijających się w światowej energetyce. Do końca 2017 roku zrealizowano inwestycje o mocy 17,6 GW mocy, o wartości ponad 30 mld €. Jednak nie w Polsce.

Dokonane w 2011 roku zmiany prawne przyczyniły się do dużego zainteresowania tą technologią i przygotowania wstępnych koncepcji projektów w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Wydanych zostało kilkanaście pozwoleń lokalizacyjnych, jednak polski rząd nie zdecydował się na uruchomienie sys-

temu wsparcia, który dawałby podstawę do decyzji inwestycyjnych. Pomimo braku jednoznacznych politycznych deklaracji o rozwoju MEW w Polsce, kilka projektów jest wciąż sukcesywnie rozwijanych. Zostały podpisane umowy przyłączeniowe z operatorem sieci przesyłowej, pozwalające na przyłączenie do roku 2026 2,2 GW z morskich wiatraków. Dla trzech projektów przeprowadzono kompleksowe badania środowiskowe, dwa z nich uzyskały w roku 2016 oraz 2017 decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach. Do roku 2018 nie podjęto jednak żadnej decyzji inwestycyjnej, co przekreśliło szanse na budowę pierwszych morskich elektrowni w roku 2020. Obecnie wydanych jest 9 prawomocnych decyzji lokalizacyjnych dla projektów MFW o łącznej mocy ok. 8 GW, z czego 2 projekty o łącznej mocy 2,4 GW mają prawomocne decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach. PSE podpisały zaś umowy przyłączeniowe na 2,25 GW z terminami przyłączenia 2026 (1200 MW) i 2030 (1050 MW).

Biorąc pod uwagę, że przygotowanie i budowa projektu morskiej farmy wiatrowej w Polsce, w obecnych warunkach formalno-prawnych, zajmuje nie mniej niż 13 lat, przy założeniu stabilności otoczenia polityczno-regulacyjnego pierwsza budowa mogłaby rozpocząć się ok. roku 2023 i zakończyć w roku 2025. W miarę rozwoju rynku, nabierania doświadczeń oraz organizacji zaplecza dostawczo-logistycznego, czas przygotowania projektu powinien ulec skróceniu do około 10 lat. Jednak budowa większej liczby projektów, o łącznej mocy 6-8 GW, wymaga zrównoważonego podejścia. Organizacja zaplecza logistycznego, zapewnienie bezpieczeństwa statków na morzu oraz kumulacja oddziaływań środowiskowych, powodują że do roku 2030 może zostać oddanych do użytku ok. 4 GW mocy, a kolejne 4 GW do roku 2035.

■ Morska energetyka gwarantem bezpieczeństwa energetycznego w latach 2025-2035



Mapa planowanych inwestycji w MFW na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej Polski

Biorąc pod uwagę, że do roku 2030 może zostać oddanych do użytku 4 GW w MFW, a w kolejnych pięciu latach dalsze 4 GW, morska energetyka wiatrowa może odegrać kluczową rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski w kolejnych dwóch dekadach.

FNEZ przeprowadziła własne symulacje rozwoju miksu energetycznego w latach 2020-2030, w których uwzględniła szereg uwarunkowań realizacji inwestycji w poszczególnych technologiach. Na ich podstawie określony został proponowany mikś energetyczny na okres pomiędzy obecną dominacją energetyki węglowej, a jej stopniowym, częściowym zastąpieniem przez energetykę jądrową lub rozproszoną po roku 2040. Kluczową rolę odgrywają w tym procesie źródła gazowe, morskie farmy wiatrowe, odnawialna energetyka rozproszona i import energii.

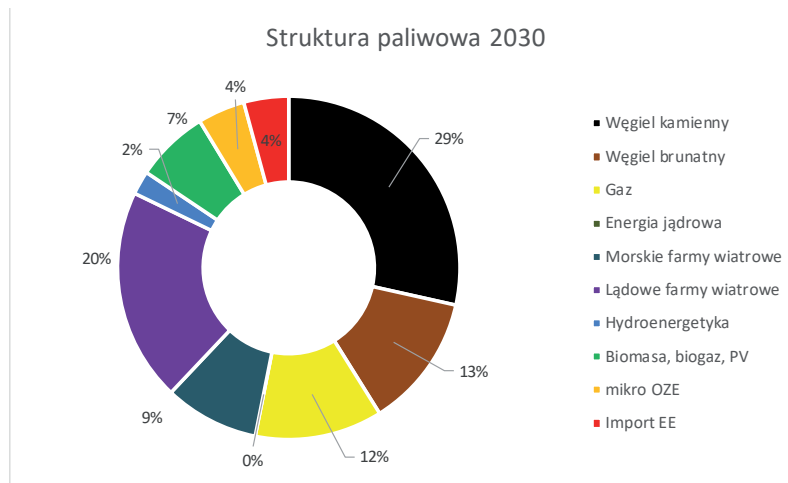
Wyniki przeprowadzonego modelowania przedstawia **poniższy wykres**.

■ Ile to będzie kosztować

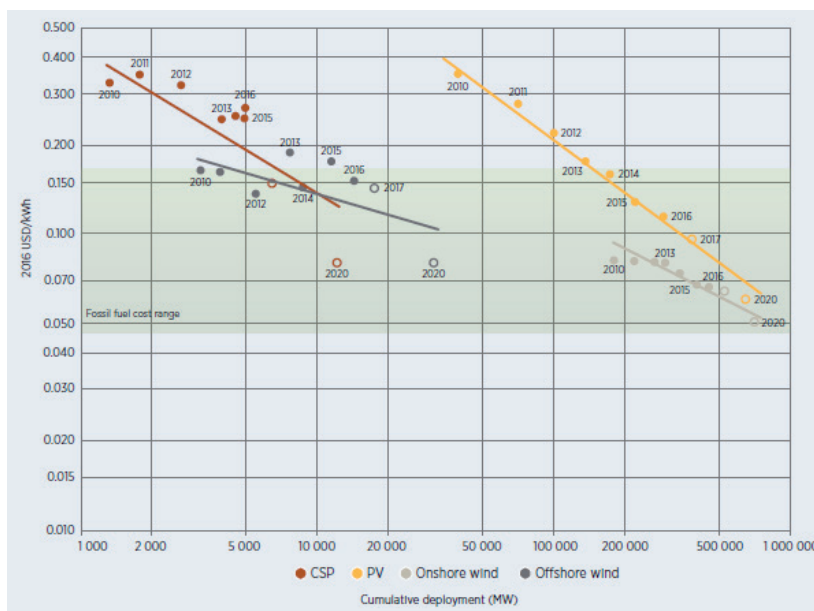
Kluczowym warunkiem realizacji scenariuszy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, jest jednak osiągnięcie przez tą technologię konkurencyjności rynkowej. Jeszcze 3 lata temu technologia ta wydawała się zbyt droga, a koszt wsparcia zbyt wysoki, aby traktować ją jako istotny element polskiego miksu energetycznego.

Najwięksi światowi dostawcy technologii offshore'owych, a także poszczególne kraje chcące rozwijać morską energetykę, przyjęli jednak bardzo ambitne zobowiązania w zakresie redukcji kosztów – poniżej 100 £/MWh do roku 2020. Wprowadzenie systemów aukcyjnych jako wiodącego modelu określania wysokości wsparcia dla odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej, okazało się bardzo efektywnym narzędziem wspierającym osiągnięcie tego celu. Ambitne cele przełożyły się na rozwój technologii. Coraz większe statki do budowy MFW, większe i bardziej wydajne turbiny offshore'owe, innowacyjne rozwiązania w zakresie przyłączy, lepsza organizacja logistyki dostaw i budowy, i przede wszystkim rosnąca konkurencyjność, pozwoliły na redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co pozwoliło na obniżenie kosztu wytwarzania energii LCOE z ok. 150-160 €/MWh dla projektów realizowanych w roku 2015 do 65-100 €/MWh w roku 2020.

Przełomowy był zwłaszcza rok 2017, kiedy wyniki aukcji organizowanych dla nowych projektów morskich farm wiatrowych w państwach UE, wskazywały na spodziewany poziom kosztów wytworzenia energii przez MFW w granicach 60-90 €/MWh. Kilka aukcji zakończyło się także wynikiem zerowym, a więc inwestorzy zobowiązali się do budowy pierwszych morskich farm wiatrowych bez wsparcia. Trzeba jednak podkreślić, że było to możliwe, ponieważ kosztów inwestycyjnych nie obciążały koszty przyłączenia do sieci i są to projekty na



Prognozowana struktura paliwowa Polski w roku 2030⁴



Porównanie kosztów wytworzenia energii (krzywa uczenia w latach 2010-2020) w wybranych technologiach OZE na tle kosztów wytwarzania energii z paliw kopalnych

już rozwiniętych rynkach, dysponujących dobrze funkcjonującym zapleczem realizacyjnym.

Osiągnięcie przez MFW poziomu konkurencyjności, rozumianej jako kosztu wytworzenia energii nie wyższego niż w innych, alternatywnych technologiach, w tym konwencjonalnych możliwe jednak jest ok. roku 2020, czego dowodzi najnowszy raport.

Trudny do oszacowania jest natomiast moment osiągnięcia przez MFW poziomu opłacalności, pozwalającego na realizację inwestycji bez wsparcia, a więc przy cenie wytworzenia energii nie wyższej niż jej średnia cena rynkowa, ze względu na brak wiarygodnych prognoz wzrostu cen energii. W ostatnich latach

mamy do czynienia z utrzymującą się tendencją niskich cen energii. Jak wynika z przeprowadzonych przez FNEZ analiz⁶, opłacalność projektów MFW bez dodatkowego wsparcia, może zostać osiągnięta przed rokiem 2030, tylko w przypadku przejścia przez operatora kosztów budowy przyłącza. Dla farm wiatrowych o mniejszej produktywności mogłoby to nastąpić ok 2030 roku, a dla najbardziej produktywnych – około roku 2026.

■ Energia z morza dla przemysłu

Ważnym argumentem, przemawiającym za rozwojem tej technologii jest jej bezpośrednie powiązanie z przemy-

słem morskim. Produkcja komponentów morskich elektrowni wiatrowych, a także statków do ich budowy i obsługi w stoczniach oraz obsługa farm przez porty morskie to dziś jeden z największych impulsów napędzających proces modernizacji i rozwoju europejskiego (w tym polskiego) przemysłu morskiego. Z szansy tej skorzystały pierwsze polskie firmy. W gdyńskiej stoczni CRIST S.A. powstały jedne z najnowocześniejszych statków do budowy morskich farm wiatrowych („MFW”) typu jack-up, w Szczecinie powstała nowa fabryka ST³ Offshore, produkująca fundamenty kratownicowe dla morskich elektrowni, inne firmy wyspecjalizowały się w produkcji konstrukcji stalowych i komponentów stacji transformatorowych wykorzystywanych na MFW budowanych na Morzu Północnym. Polski producent kabli, TELE-FONIKA Kable, globalny lider branży kablowej, przejął firmę JDR Cable Systems (Holdings) Ltd., stając się czołowym dostawcą podmorskich kabli magistralowych oraz zasilających MFW. Jak szacują eksperci, zatrudnienie w polskim przemyśle energetyki morskiej, związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej, może znaleźć 77 tysięcy pracowników po roku 2025⁷.

□

Przypisy:

1) PSE Operator. 20 maja 2016. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2036. Konstancin-Jeziorna. Raport na temat propozycji uwolnienia mocy przyłączeniowej dla nowych elektrowni wiatrowych.

1) PSE. Listopad 2015. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025 PSE. Informacje o zasobach wytwórczych KSE (wg stanu na 30.11.2017)

1) Opracowanie FNEZ na podstawie projektu Planu zagospodarowania Obszarów Morskich - Urząd Morski w Gdyni

1) FNEZ, 2018 "Program Energia z Bałtyku dla Polski" - materiał niepublikowany

1) International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costst in 2017, 2018

1) FNEZ, „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce” - aktualizacja 2018”, 2018

1) McKinsey&Company, 2016. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”