



Powiew energii

Rola farm offshore w zapewnianiu
dostaw prądu dla polskiej gospodarki

SPOTDATA

PARTNER
RAPORTU

 **Polenergia**

Executive Summary

→ Polska stoi przed ogromnym wyzwaniem związanym z rosnącym popytem na prąd i kurczącymi się mocami wytwórczymi. W celu zapewnienia stabilnych dostaw prądu do 2035 r. Polska będzie musiała zwiększyć zainstalowane moce wytwórcze w elektroenergetyce z obecnych 72GW do ok. 110-120GW. Jednocześnie w najbliższej dekadzie, z powodu wieku eksploatacji, z użytku zostaną wyłączone bloki węglowe o łącznej mocy od 15 do 21 GW. To sprawia, że kraj musi podjąć wielki wysiłek inwestycyjny związany z rozbudową mocy. Morskie farmy wiatrowe będą elementem tego wysiłku, jeżeli kraj ma być zasilany w bezpieczny i konkurencyjny sposób.

→ W ostatniej dekadzie morska energetyka wiatrowa stała się jedną z najszybciej rosnących technologii energetycznych. W 2015 r. globalna moc zainstalowana wynosiła ok. 11-12 GW, natomiast do 2024 r. wzrosła siedmiokrotnie osiągając ok. 83 GW. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) prognozuje wzrost globalnej mocy do ok. 228 GW w 2030 r. i blisko 1 000 GW w 2050 r.

→ Polska dopiero zaczyna rozwijać własną wiatrową energetykę morską. Posiada jednak szereg cech, które czynią ją predysponowaną do rozwoju morskich farm wiatrowych w większej skali niż średnia dla krajów na świecie. O ile na świecie farmy morskie stanowią średnio ok. 10 proc., a przyszłości mogą sięgnąć 15 proc. w relacji do ogólnie instalowanych mocy energii z wiatru, to w Polsce ten udział może spokojnie wynieść 20-30 proc. Bałtyk jest jednym z najbardziej atrakcyjnych akwenów dla farm offshore. Charakteryzuje się dogodną lokalizacją, stabilnymi i silnymi wiatrami oraz stosunkowo niewielką głębokością, co tworzy korzystne warunki do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Komisja Europejska szacuje, że do 2050 r. potencjał morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim może osiągnąć 93 GW.

→ Wiatr z morza jest droższym źródłem energii niż wiatr z lądu, ale ma szereg przewag, które czynią go ważnym elementem miksu energetycznego. Przede wszystkim, jest znacznie bardziej stabilnym źródłem niż wiatr na lądzie, czy tym bardziej – w polskich warunkach – energia ze słońca. Roczna czasowa dostępność energii z wiatru na morzu jest czterokrotnie większa niż ze słońca. Ponadto morskie farmy wiatrowe są konkurencyjne cenowo wobec energii jądrowej, czyli najważniejszego stabilnego źródła energii nieodnawialnej.

→ Szacowana wartość programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce do 2040 r. wynosi około 300 mld zł, a budowa jednej farmy o mocy 1 GW to inwestycja rzędu 15–20 mld zł. Taka skala nakładów generuje silny popyt na szerokie spektrum produktów i usług – od konstrukcji stalowych, turbin i kabli, po logistykę i serwis – stwarzając ogromne możliwości dla krajowych przedsiębiorstw przemysłowych. Ostatnie 35 lat pokazuje, że duże inwestycje publiczne i prywatne potrafią napędzać rozwój innowacyjnych firm, takich jak Solaris, Newag, Pesa, Asseco czy Comarch. Podobny efekt może przynieść morska energetyka wiatrowa: Polska już dziś produkuje około 100 typów komponentów do farm wiatrowych o wartości eksportu blisko 1 mld dolarów rocznie, a według analiz Banku Światowego, przy odpowiednio ukierunkowanej polityce przemysłowej i wykorzystaniu szans stwarzanych przez unijny Net Zero Industrial Act, wartość ta mogłaby w ciągu pięciu lat wzrosnąć czterokrotnie, przynosząc wymierne korzyści całej gospodarce.



Spis treści

Executive Summary	2
Wstęp	4
Odejście od węgla i duża luka w systemie. Obecny stan energetyki	6
Polska jak Chiny	6
Dlaczego odchodzimy od węgla	8
Jak wypełnić lukę w systemie	9
Rola morskich farm wiatrowych	12
Światowe inwestycje w energię wiatrową z morza	12
Dlaczego Polska ma wyjątkowo korzystne warunki do rozwoju morskich farm wiatrowych	15
Dlaczego morskie farmy wiatrowe są niezbędnym elementem miksu energetycznego	17
Kontrakty różnicowe drogą do atrakcyjnych cen	20
Energetyka wiatrowa jako bodziec dla gospodarki	23
Od inwestycji do innowacyjnych firm	23
W stronę 60 proc. lokalnych zamówień	25
Podsumowanie	26



Foto: unsplash.com

Wstęp

Polska staje przed ogromnym wyzwaniem transformacji systemu energetycznego, które pozwoli na utrzymanie konkurencyjności firm i standardu życia obywateli. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i moce wytwórcze będzie rosło, a jednocześnie duża część dostępnych obecnie mocy jest przestarzała oraz droga z powodu wysokich cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Bez masywnej rozbudowy mocy wytwórczych Polsce może w ciągu kilku lat zacząć brakować prądu.

Z projekcji Polskich Sieci Elektroenergetycznych wynika, że przy utrzymaniu obecnych trendów i mechanizmów rynkowych oczekiwane przerwy w dostawach prądu mogą w latach 2026-2030 sięgać od 10 do 50 godzin rocznie, przy poziomie bezpieczeństwa w wysokości trzech godzin. Tego scenariusza można uniknąć dzięki wsparciu dla utrzymania dotychczasowych mocy – co już będzie bardzo kosztowne – oraz istotnej rozbudowie nowych źródeł energii. Potrzebne są jednak do tego wielkie inwestycje. Do 2035 r. Polska będzie musiała zwiększyć zainstalowane moce wytwórcze z obecnych 72GW do ok. 110-120GW. Moce węglowe nie będą mogły brać w tym udziału z powodów, o których piszemy w dalszych częściach raportu. Odtwarzanie bloków węglowych jest kosztowne i nieperspektywiczne, dlatego żadne spółki nie odważyły się na taki ruch w swoich strategiach długoterminowych.

Polska będzie potrzebowała zarówno stabilnych źródeł energii w postaci elektrowni gazowych i elektrowni jądrowych, jak też źródeł odnawialnych wspieranych przez magazyny energii. Te pierwsze mają tę zaletę, że stabilizują system, dostarczając energię w każdym momencie, gdy jest ona potrzebna, choć jednocześnie cechują się wyższymi cenami oraz – w przypadku gazu – emisjami dwutlenku węgla. Te drugie – odnawialne – pozwalają wytwarzać energię taniej, choć są mniej przewidywalne. Polskie strategie rządowe od lat zakładają istotny rozwój wszystkich rodzajów źródeł energii: gazowych, jądrowych (które jednak pojawią się dopiero w drugiej połowie lat 30.), a także zróżnicowanych źródeł odnawialnych. Dzięki temu system ma być bezpieczny pod względem dostaw oraz konkurencyjny pod względem cen. Aczkolwiek strategiom tym brakuje spójności, nie zapewniają one odpowiedniej koordynacji różnych inwestycji, co sprawia, że rozwój różnych źródeł oraz sieci nie odbywa się równolegle w optymalny sposób.

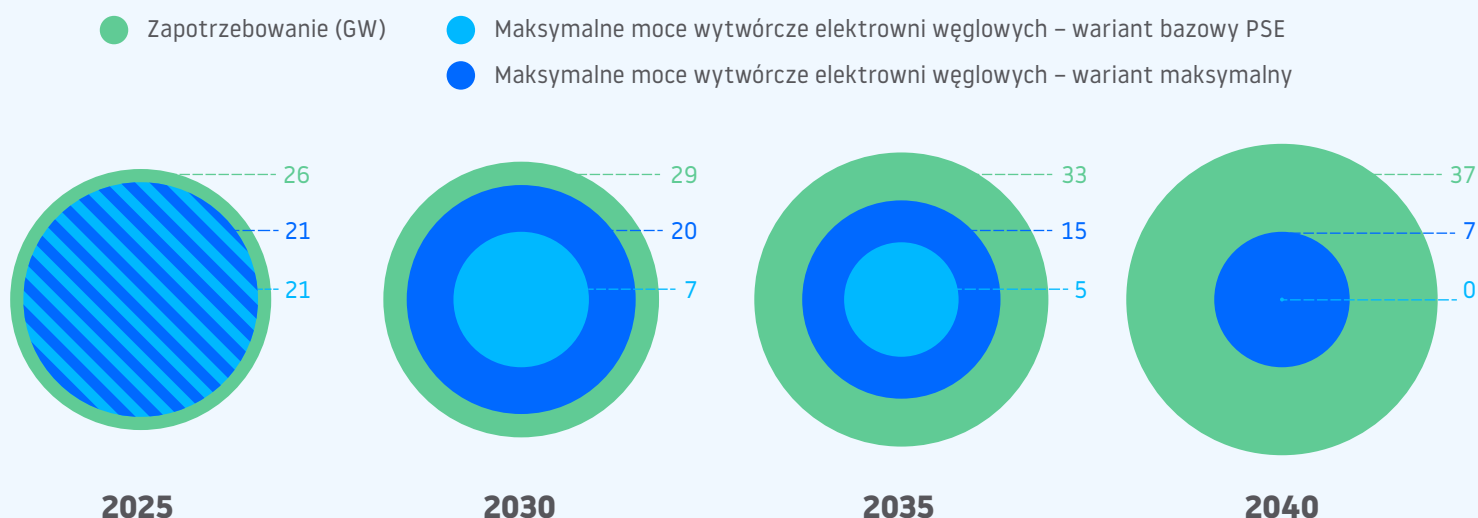
Morskie farmy wiatrowe mają, wedle strategii rządowej, odegrać bardzo ważną rolę w zapewnianiu bezpiecznych dostaw konkurencyjnej cenowo energii. Zgodnie z projektem Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu, w 2030 r. Polska ma posiadać 5,9GW zainstalowanych mocy wytwórczych w morskich farmach, a w 2040 r. 17,9GW. Według McKinseya, realistyczny scenariusz to odpowiednio: 5 i 10GW mocy. To oznacza, że mają one odpowiadać za ok. 20-30 proc. nowych zainstalowanych mocy w elektroenergetyce. Premier Donald Tusk mówił we wrześniu 2025 r.: „Nowoczesna energetyka to jest synergia między wiatrakami na morzu, wiatrakami na lądzie, elektrownią jądrową i magazynami energii”.

Polska posiada bardzo dogodne warunki do rozwoju morskich farm wiatrowych. Bałtyk jest bowiem uznawany za jeden z najbardziej przyjaznych akwenów do tego typu inwestycji, ze względu na stosunkowo niewielkie głębokości (20-50 metrów), które znacznie obniżają koszty fundamentów, stabilne i silne wiatry wiejące z prędkością 7-10 m/s przez większą część roku, względnie spokojne warunki morskie ułatwiające budowę i obsługę oraz bliskość do głównych ośrodków przemysłowych i portów, co minimalizuje koszty logistyczne i przyłączenia do sieci przesyłowej. Morskie farmy wiatrowe mogą pracować średnio przez prawie 4 tys. godzin w roku, zarówno latem, jak i zimą, podczas gdy farmy na lądzie mogą pracować przez ok. 3 tys. godzin rocznie, a farmy fotowoltaiczne przez ok. 1 tys. godzin. Tym samym farmy morskie mogą zapewnić bezpieczeństwo dostaw w krytycznych momentach, kiedy warunki pogodowe na lądzie są niesprzyjające dla generacji energii.

Rys. 1

Polska potrzebuje coraz więcej mocy, a będzie miała coraz mniej mocy z węgla

Zapotrzebowanie na moc szczytową w Polsce i maksymalne moce wytwórcze elektrowni węglowych* (GW)



*dotyczy jednostek centralnie dysponowanych. Źródło: Spotdata na podstawie danych PSE

Odejście od węgla i duża luka w systemie. Obecny stan energetyki

Polska jak Chiny

Polska elektroenergetyka od dekad opiera się przede wszystkim na węglu – zarówno kamiennym, jak i brunatnym. Mimo rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii w polskim miksie energetycznym, węgiel wciąż odpowiada za ponad 60% całkowitej produkcji energii elektrycznej.

W Polsce pełni on nie tylko rolę podstawowego paliwa w elektroenergetyce; jest kluczowym surowcem w sektorze ciepłownictwa oraz wciąż popularnym źródłem ogrzewania w domach jednorodzinnych. W rezultacie duża jego część trafia bezpośrednio do odbiorców końcowych, a nie do elektrowni. W 2023 r. największym sektorem wykorzystującym węgiel w Polsce były gospodarstwa domowe, stanowiące 57% jego całkowitej końcowej konsumpcji. Dla porównania, średnia europejska w tym samym roku wynosiła 17,5%¹.

Z takimi wynikami Polska przoduje w europejskim rankingu węglowym. Ma zarówno najwyższy udział węgla w produkcji energii elektrycznej, jak i w krajowych dostawach energii (odpowiednio: 60% i 35,7% w 2023 r.) w Unii Europejskiej². Jest również największym producentem węgla w regionie. Wśród krajów UE tylko Niemcy wytwarzają porównywalne ilości energii elektrycznej z węgla, jednak ich udział tego surowca w miksie elektroenergetycznym pozostaje niższy niż w Polsce.

¹ Międzynarodowa Agencja Energetyczna, 2024

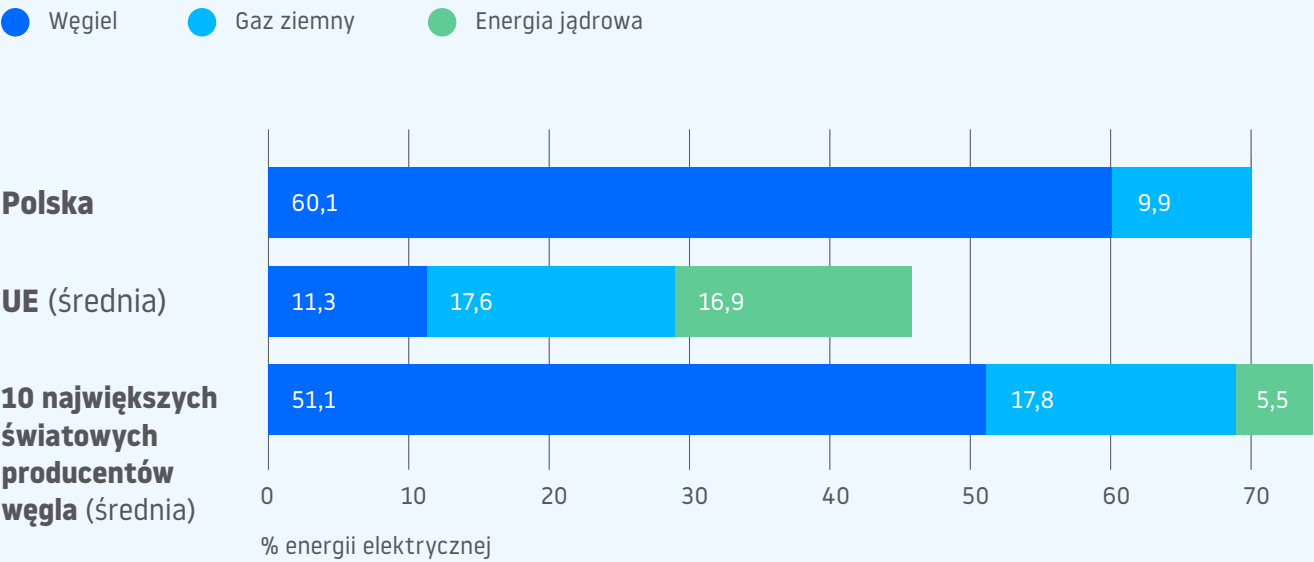
² Tamże



Co istotne, także na tle największych światowych producentów węgla – takich jak Chiny, Indie, Stany Zjednoczone czy Indonezja – Polska wyróżnia się jego wysokim udziałem w produkcji elektrycznej. W 2023 r. średni udział węgla w produkcji energii elektrycznej dziesięciu największych światowych producentów wynosił nieco ponad 51%. W Polsce w tym samym roku stanowił 60,1%, czyli prawie tyle, ile w przypadku największego światowego producenta – Chin (61,3% w 2023 r.). Tyle, że w przypadku Chin następuje bardzo szybka transformacja w kierunku odnawialnych źródeł energii. Chiny jako największy producent przemysłowy na świecie i w coraz większym stopniu lider w istotnych technologiach przemysłowych przodują pod względem instalacji nowych mocy odnawialnych źródeł energii. Polska powinna podążać podobną ścieżką, nie tylko pod względem tempa rozbudowy mocy wytwórczych, ale też zdolności przekucia popytu inwestycyjnego na rozwój krajowych technologii.

Rys. 2 | Polska polega na węglu bardziej niż najwięksi producenci węgla na świecie

Udział źródeł stabilnych w produkcji energii elektrycznej



Źródło: Spotdata na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energii

Dlaczego odchodzimy od węgla

W związku z unijną polityką klimatyczną Polska zobowiązała się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w sektorze elektroenergetycznym o 46% w porównaniu z ich poziomem z 2005 r. (udział węgla w emisjach CO₂ pochodzących ze spalania paliw w 2022 r. wynosił 58%). W tym celu udział węgla w polskiej energii elektrycznej musi się drastycznie zmniejszyć. Ale konieczność szybkiego odchodzenia od węgla wynika też z innych czynników, nie tylko zobowiązań dotyczących emisji.

1.

Od 2008 r. obowiązuje Europejski System Handlu Emisjami (EU ETS), w ramach którego uprawnienia do emisji dwutlenku węgla (EUA) podlegają stopniowo coraz wyższym cenom. Dla przykładu, cena uprawnień EUA wynosiła 24,52€ za tonę CO₂ w 2020 r., a w 2025 r. osiągnęła wysokość 71,20€ za tonę CO₂³. W efekcie, system ten znacząco podnosi koszty produkcji energii z węgla, która staje się coraz mniej konkurencyjna wobec źródeł odnawialnych oraz gazu, co bezpośrednio przekłada się na ceny energii dla gospodarki i odbiorców końcowych. Prognoza Fundacji InStrat wykazuje, że w scenariuszach, w których w przyszłości rozwój OZE będzie ograniczony lub utrzyma się duże znaczenie gazu, koszty emisji dwutlenku węgla będą wyraźnie wyższe (wykres 2), co będzie podnosiło ceny energii dla odbiorców końcowych. Jednocześnie szanse na wynegocjowanie przez Polskę ulg w zakresie podlegania systemowi ETS są nikłe z powodu powszechnego w Unii Europejskiej poparcia dla tego systemu.

2.

Mimo że Polska jest jednym z największych producentów węgla w Europie, pozostaje importem netto tego surowca. W 2024 r. Polska sprowadziła 6,2 milionów ton węgla kamiennego między innymi z Kazachstanu, Kolumbii oraz Republiki Południowej Afryki. Polski eksport tego samego roku wyniósł zaledwie 1,9 milionów ton⁴. Krajowe wydobycie jest droższe i coraz mniej konkurencyjne wobec tańszego węgla dostępnego na rynkach światowych. W latach 2014-2024 nasza zależność od importu węgla kamiennego wzrosła o 13 punktów procentowych⁵, co zwiększa podatność polskiej gospodarki na wahania cen surowca i na ryzyka geopolityczne związane z łańcuchami dostaw. Tym samym zależność od węgla staje się nie tylko wyzwaniem cenowym, ale też wyzwaniem geopolitycznym.

3.

Większość bloków węglowych jest bardzo stara i ich odnawianie jest finansowo nieopłacalne w obecnych warunkach rynkowych. Polskie Sieci Elektroenergetyczne wskazują, że około 60% narodowych węglowych jednostek wytwórczych jest w wieku ponad 40 lat. Zatem ponad połowa bloków węglowych jest już technologicznie przestarzała, a przedłużanie ich długości życia będzie wymagało kosztownych modernizacji obciążających budżet państwa. W praktyce oznacza to, że dalsze poleganie na węglu w elektroenergetyce wymaga coraz większych dopłat. Potencjalny wzrost cen na rynkach światowych kosztów uprawnień emisji dwutlenku węgla i modernizacji bloków oraz relatywny spadek konkurencyjności wobec OZE zmniejszają opłacalność węglowych jednostek wytwórczych.

Z tych powodów inwestycje w nowe moce wytwórcze bazujące na węglu nie są rozważane, a ostatnia próba tego typu – budowa nowego bloku węglowego w Elektrowni Ostrołęka – zakończyła się fiaskiem i stratami przekraczającymi miliard złotych.

³ Fundacja InStrat, 2025

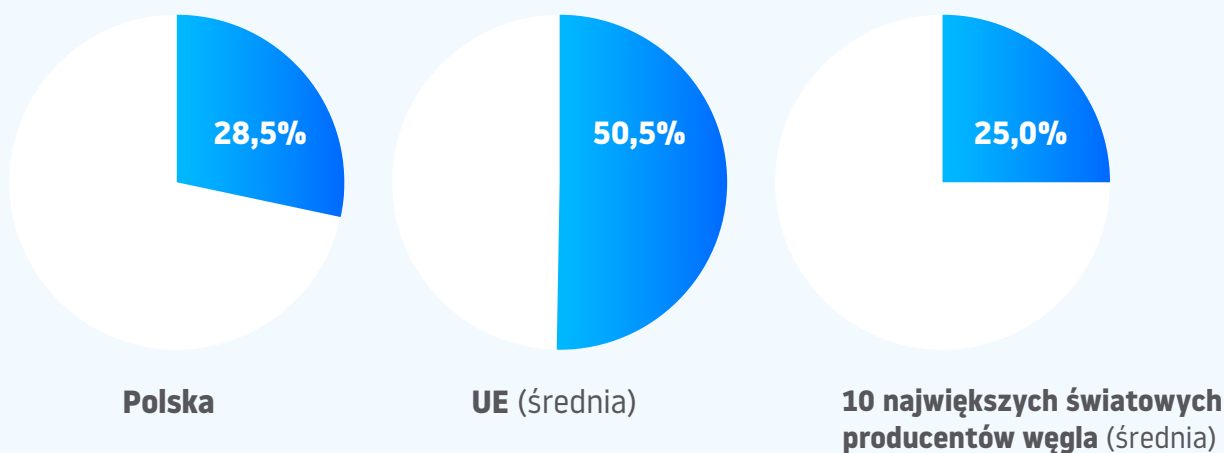
⁴ Forum Energii, 2025

⁵ Tamże

Rys. 3

Polska potrzebuje więcej OZE

Udział OZE w produkcji energii elektrycznej (% energii elektrycznej)



Źródło: Spotdata na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energii

Jak wypełnić lukę w systemie

Dziś zapotrzebowanie na moc szczytową – osiąganą w momentach najwyższego poboru – w Polsce sięga około 27 GW, a do 2035 r. wzrośnie, według prognoz Polskich Sieci Elektroenergetycznych, do 34 GW, czyli o 26 proc. Wpłynie na to rozwój gospodarczy kraju, a przede wszystkim elektryfikacja transportu, ciepłownictwa i procesów przemysłowych oraz rozwój centrów danych i technologii cyfrowych.

Biorąc pod uwagę najnowsze trendy technologiczne, nawet ta prognoza może okazać się konserwatywna. Gwałtowny rozwój technologii sztucznej inteligencji, które generują ogromne zapotrzebowanie na energię, może podnieść zapotrzebowanie na moc szczytową.

W tym samym czasie z pracy zostanie wyłączonych 8–18 GW bloków węglowych, które kończą swój cykl życia technicznego lub stają się nieopłacalne. Ograniczenie wycofań do dolnej granicy wymagałoby kosztownych modernizacji, trudnych do uzasadnienia przy obecnych cenach uprawnień do emisji CO₂ (powyżej 60 EUR/t) i rosnących kosztach utrzymania starzejącej się infrastruktury.

Oznacza to, że system potrzebuje łącznie 15–25 GW dodatkowej mocy dyspozycyjnej, aby w 2035 r. zapewnić bezpieczeństwo dostaw. Wyzwanie polega jednak na tym, że różne technologie oferują różną wartość w bilansie mocy systemu. Elektrownia gazowa może zapewnić niemal pełną wartość swojej mocy zainstalowanej jako moc dyspozycyjna. Natomiast źródła odnawialne mają znacznie niższe współczynniki pewnej mocy – dla wiatru

lądowego wynosi on średnio 0,05-0,25 w zależności od pory roku i lokalizacji, dla fotowoltaiki praktycznie zero w szczycie zimowym, natomiast dla wiatru na morzu nawet do 0,4 w szczycie zimowym.

Prawdopodobny scenariusz to zrównoważony miks energetyczny obejmujący:

- **Nowe źródła gazowe** – jako źródła szczytowo-rezerwowe i stabilizujące system
- **Masowy rozwój OZE** – jako podstawowe źródła energii w średnim terminie
- **Magazyny energii** – do bilansowania zmienności OZE
- **Energetyka jądrowa** – jako stabilne źródło mocy dyspozycyjnej po 2035 r.
- **Elastyczny import/eksport** – wykorzystanie połączeń międzysystemowych
- **Zarządzanie popytem** – technologie smart grid i elastyczność po stronie odbiorców

Scenariusze rozwoju energetyki muszą rozstrzygnąć dwa dylematy:

- 1) Jaka będzie równowaga między rozwojem OZE, a budową nowych bloków gazowych?
- 2) W ramach rozwoju OZE, jak rozłożyć strukturę instalowanych mocy między energetyką wiatrową na lądzie, na morzu oraz fotowoltaiką?

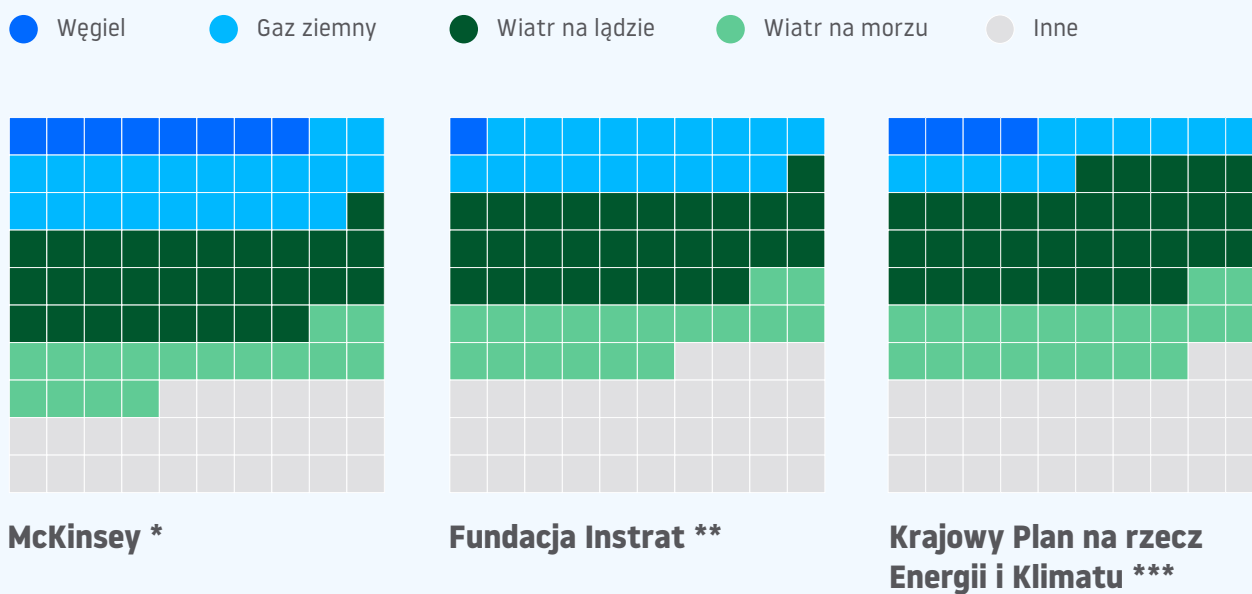
Pierwszy dylemat sprowadza się do porównania kosztów nakładów kapitałowych, które są wyższe przy bardzo szybkim rozwoju OZE aniżeli inwestycjach w moce bazujące na gazie, a kosztów eksploatacyjnych, które są niższe w przypadku OZE. Ten bilans będzie zależał od bardzo wielu czynników, w tym od cen uprawnień do emisji oraz popytu na energię elektryczną w kraju. Większość dostępnych symulacji rynkowych wskazuje jednak jednoznacznie, że w perspektywie powyżej dziesięciu lat szybki rozwój OZE doprowadzi do głębszego spadku cen energii. I tak na przykład fundacja InStrat szacuje, że szybki rozwój OZE oznacza niższe ceny energii już w krótkim okresie do 2030 r. McKinsey pisze: „We wszystkich scenariuszach długoterminowy spadek cen hurtowych wynikać będzie z ograniczenia liczby godzin pracy droższych, emisyjnych źródeł (węgiel, gaz), wykorzystywanych jedynie do bilansowania systemu opartego głównie na OZE i energetyce jądrowej”.

Jeżeli natomiast chodzi o strukturę rozwoju OZE, dylemat polega na tym, że z jednej strony są źródła wymagające niższych nakładów kapitałowych, ale posiadające też niższą efektywność w polskich warunkach pogodowych (np. fotowoltaika), a z drugiej strony źródła intensywne kapitałowo, ale zapewniające dostawy energii odnawialnej przez cały rok – a szczególnie w warunkach zimowych. Ostatecznie najlepszym wyjściem z takiego dylematu jest szeroka dywersyfikacja i elastyczność reagowania. Jasne jest natomiast, że bez realizacji planowanych farm wiatrowych na morzu, Polsce nie uda się osiągnąć szybkiej transformacji energetycznej. Farmy fotowoltaiczne do tego nie wystarczą, a dla masowej budowy farm wiatrowych na lądzie nie ma zgody społecznej.

Rys. 4

Projekcje dotyczące struktury mixu energetycznego są różne, ale wszystkie zakładają zróżnicowane źródła pozyskiwania energii – oparte głównie o OZE, ale też gaz

Prognozowana struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2035 r., według źródła (%)



Źródło: Spotdata na podstawie danych McKinsey, Fundacja Inostrat i Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej

Foto: unsplash.com



Rola morskich farm wiatrowych

Światowe inwestycje w energię wiatrową z morza

W ciągu ostatniej dekady morska energetyka wiatrowa stała się jedną z najszybciej rosnących technologii energetycznych. W 2015 r. globalna moc zainstalowana wynosiła ok. 11–12 GW, natomiast do 2024 r. wzrosła siedmiokrotnie osiągając ok. 83 GW. Rekordowym rokiem był 2021, kiedy przyłączono 20 GW nowych mocy.

W kolejnych latach ten wolumen nowych przyłączeń nieco się obniżył ze względu na fakt, że inwestycje w farmy wiatrowe na morzu są kapitałochłonne, a na świecie znacząco wzrosły stopy procentowe i ograniczona została dostępność komponentów. W latach 2023–2025 moc zainstalowanych farm rośnie o ok. 10GW rocznie. Jednak wraz ze spadkiem stóp procentowych i stabilizacją łańcuchów dostaw, oraz spadkiem cen kosztów wytwarzania, tempo inwestycji powinno się zwiększyć.

IRENA prognozuje wzrost globalnej mocy do ok. 228 GW w 2030 r. i blisko 1 000 GW w 2050 r. (scenariusz zgodny z celem klimatycznym ograniczenia przyrostu średniej światowej temperatury do 1,5 stopnia Celsjusza). GWEC oczekuje podobnej dynamiki, przewidując instalację ok. 380 GW nowych mocy w latach 2020–2030, co pozwoliłoby osiągnąć łącznie 450 GW do 2032 r. Ambitne cele wyznacza również UE – 300 GW do 2050 r. – co wymaga utrzymania wysokiego tempa budowy farm. Te scenariusze zakładają, że na świecie przyłączanych będzie ok. 25–30GW nowej mocy rocznie. Nawet jeżeli cele klimatyczne zostaną niezrealizowane z powodu zmian politycznych i regulacyjnych, to w konserwatywnym scenariuszu ten przyrost będzie sięgał 10–20GW.

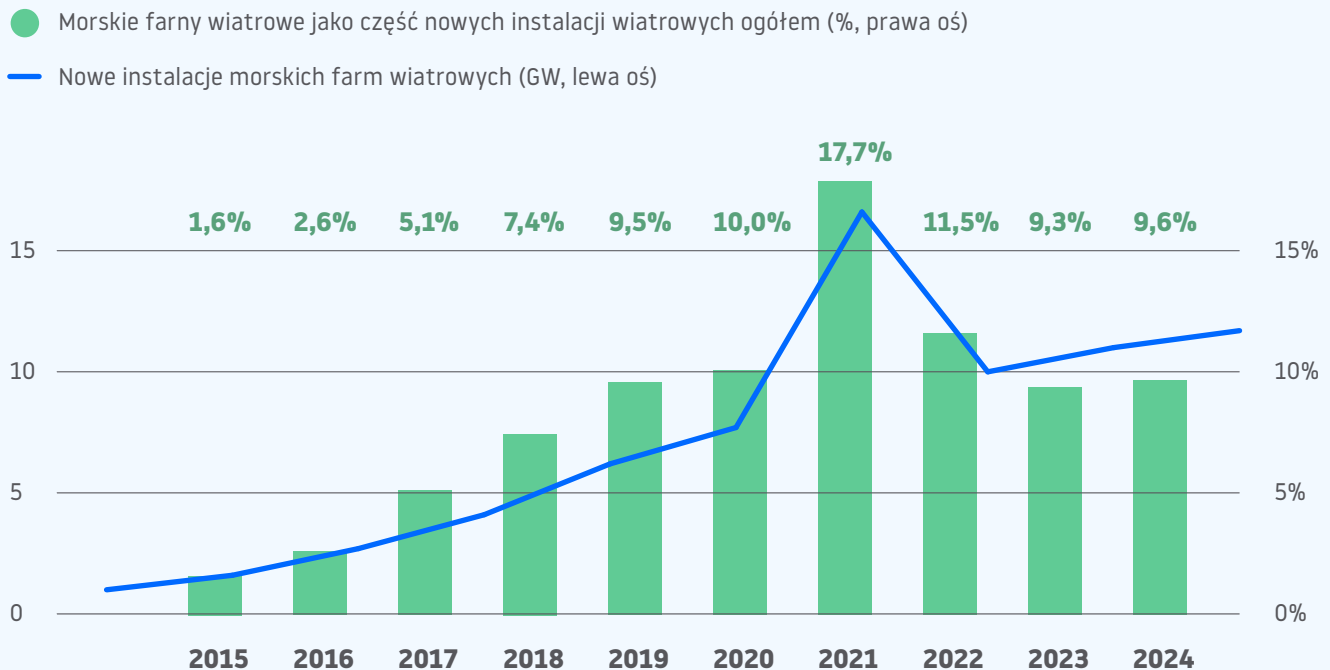
Dzięki rosnącym inwestycjom, efektom skali i postępowi technologicznemu koszt produkcji energii z morskich farm wiatrowych bardzo szybko spada. Koszty jednostkowe spadły o blisko dwie trzecie w ciągu dekady – z poziomu 150–200 USD/MWh do 50–80 USD/MWh w najnowszych aukcjach europejskich – co uczyniło offshore technologią konkurencyjną względem wytwarzania konwencjonalnego. Obecnie spadek cen został zatrzymany z powodu zakłóceń w dostawach komponentów, wysokich kosztów kapitałowych oraz problemów finansowych wielu firm, które zostały dotknięte skokiem kosztów w okresie wysokiej inflacji. Jednak podstawowy mechanizm, w którym rosnące efekty skali prowadzą do zmian technologicznych i spadku cen, powinien zostać w dłuższym okresie utrzymany.

Do realizacji tych prognoz kluczowe będą działania poszczególnych krajów. Wielka Brytania, będąca europejskim liderem w rozwoju morskich farm wiatrowych, znacząco przyczyni się do globalnego wzrostu mocy offshore. Zjednoczone Królestwo zamierza osiągnąć 50 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej do 2030 r., w tym 5 GW z pływających farm wiatrowych (floating offshore – turbin montowanych na pływających konstrukcjach, które umożliwiają wytwarzanie energii na głębokościach niedostępnych dla tradycyjnych fundamentów).

Rys. 5

Morska energetyka wiatrowa na świecie rozwija się coraz szybciej

Roczne instalacje nowych mocy energii wiatrowej na świecie



Źródło: Spotdata na podstawie danych McKinsey, Instrat i Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej

Nowy rząd potwierdził te ambitne cele, wprowadzając Plan Rozwoju Przemysłowego (Industrial Growth Plan). Zakłada on inwestycje na poziomie 0,8-1,7 mld funtów w kluczowe technologie, co ma wygenerować dodatkowo do 20 mld funtów wartości dodanej brutto dla brytyjskiej gospodarki w ciągu dekady.

Niemcy w połowie 2025 r. posiadały około 9,2 GW mocy operacyjnej z farm wiatrowych na morzu, a kolejne 1,9 GW jest w trakcie budowy. Projekty z zapewnionym finansowaniem to następne 3,6 GW. Niemcy stawiają sobie bardzo ambitne cele długoterminowe – 70 GW do 2045 r. Jednak ich system aukcyjny, oparty na tzw. „licytacjach negatywnych” (gdzie deweloperzy płacą za prawo do budowy farmy), spotyka się z krytyką branży i doprowadził do niepowodzenia jednej z ostatnich aukcji.

Dania przewiduje wzrost mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych z obecnych 3 GW do 7,7 GW do 2030 r. oraz 35 GW do 2050 roku. Po zeszłorocznej nieudanej aukcji, w której nie złożono ani jednej oferty, Dania zmieniła model finansowania – z systemu ofert ujemnych (uncapped negative bidding) na kontrakty różnicowe. Nowy przetarg oparty na zmienionych warunkach ma się odbyć jeszcze w 2025 r. i przyznać 3 GW mocy dla trzech nowych farm wiatrowych. Pierwsze dwie mają zostać ukończone do 2032 r., a ostatni projekt jest zaplanowany na 2033 r.

Francja, choć historycznie wolniej rozwijała swój potencjał w energetyce, w ostatnich latach znacząco przyspieszyła. Rząd podniósł cele do 18 GW do 2035 r. i 40 GW do 2050 r. Dziesiąta fala przetargów offshore odbędzie się w 2026 r. i będzie miała na celu zakontraktowanie dodatkowych 10 GW. Francja stawia również na inwestycje w rozwój pływających farm wiatrowych, co jest kluczowe ze względu na większą głębokość swoich wód, zwłaszcza na Morzu Śródziemnym.

Wbrew powszechnym w mediach głosom, że w Unii Europejskiej kładzie się największy nacisk na rozbudowę mocy OZE, to liderem rozwoju w dziedzinie morskich farm wiatrowych są obecnie Chiny. Dziś odpowiadają za ok. 49 proc. globalnej mocy offshore, wyprzedzając Wielką Brytanię (22 proc.) i Niemcy (13 proc.). Skala chińskiej rozbudowy sektora morskiej energetyki wiatrowej jest bezprecedensowa. Do marca 2025 r. Chiny osiągnęły moc zainstalowaną na poziomie 42,7 GW – w 2018 r., ta wartość nie przekraczała 5 GW. Co więcej, na początku 2025 r. ogłoszono projekty morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 67 GW, z czego aż 41% (ok. 28 GW) jest już w fazie budowy. Plany długoterminowe Państwa Środka są równie imponujące – łączna moc w nadmorskich prowincjach ma się zwiększyć do 63,8 GW w ciągu najbliższych kilku lat. Rozwój ten jest skoncentrowany wzdłuż liczącego 18 000 km wybrzeża, głównie w prowincjach o dużym zapotrzebowaniu na energię i korzystnych warunkach wietrznych. Kluczowe regiony to Guangdong, Jiangsu i Fujian, które odpowiadają za większość przyszłego rozwoju offshore w Chinach. Przykładowo, sama prowincja Guangdong do 2030 roku zamierza mieć podłączone do sieci ponad 30 GW mocy z morskich farm wiatrowych.

Dynamicznie rozwijają się również rynki Azji Wschodniej – Tajwan, Wietnam, Japonia i Korea Południowa – a w Stanach Zjednoczonych rozpoczyna się faza komercjalizacji. Zmiany polityczne w USA mogą ograniczyć rozwój energii wiatrowej, jednak w innych regionach świata jej rozwój jest w coraz większym stopniu wiedziony czynnikami ekonomicznymi, a nie tylko zobowiązaniami klimatycznymi.

Dzięki rosnącym inwestycjom, efektom skali i postępowi technologicznemu koszt produkcji energii z morskich farm wiatrowych bardzo szybko spada. Koszty jednostkowe spadły o blisko dwie trzecie w ciągu dekady – z poziomu 150–200 USD/MWh do 50–80 USD/MWh w najnowszych aukcjach europejskich – co uczyniło offshore technologią konkurencyjną względem wytwarzania konwencjonalnego. Obecnie spadek cen został zatrzymany z powodu zakłóceń w dostawach komponentów, wysokich kosztów kapitałowych oraz problemów finansowych wielu firm, które zostały dotknięte skokiem kosztów w okresie wysokiej inflacji. Jednak podstawowy mechanizm, w którym rosnące efekty skali prowadzą do zmian technologicznych i spadku cen, powinien zostać w dłuższym okresie utrzymany.



Dlaczego Polska ma wyjątkowo korzystne warunki do rozwoju morskich farm wiatrowych

Polska dopiero zaczyna rozwijać swoją wiatrową energetykę morską, podczas gdy w wielu krajach europejskich energetyka offshore rozwija się od ponad dwóch dekad.

Polska posiada jednak szereg cech, które czynią ją predysponowaną do rozwoju morskich farm wiatrowych w większej skali niż średnia dla krajów na świecie. O ile średnio na świecie farmy morskie stanowią ok. 10 proc., a w przyszłości mogą sięgnąć 15 proc. w relacji do ogólnie instalowanych mocy energii z wiatru, to w Polsce ten udział może spokojnie sięgnąć 20-30 proc.

Oczywistą cechą jest dostęp do morza i rozkład warunków pogodowych między lądem a morzem. Morskie warunki wietrzne są bardziej regularne niż na lądzie, a także bardziej ciągłe niż dostępność energii słonecznej, co sprawia, że MFW mogą generować energię w sposób bardziej równomierny i niezawodny. Kolejną zaletą jest skalowalność projektów – morze oferuje szerokie obszary budowy takich farm, co ułatwia planowanie infrastruktury przesyłowej i mnożenie projektów oraz wspiera tworzenie nowych miejsc pracy. Ponadto MFW są społecznie bardziej akceptowalne – lokalizowane kilkadziesiąt kilometrów od brzegu, pozostają niewidoczne lub prawie niewidoczne z lądu i nie generują uciążliwego hałasu, który często towarzyszy inwestycjom lądowym.

Rys. 6

Bałtyk to energetyczne złoto



Źródło: Spotdata

Bałtyk zaś jest jednym z najbardziej atrakcyjnych akwenów dla farm offshore. Charakteryzuje się dogodną lokalizacją, stabilnymi i silnymi wiatrami oraz stosunkowo niewielką głębokością, co tworzy korzystne warunki do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Średnia prędkość wiatru wynosi około 8-10 m/s na 100 metrach wysokości⁶. Ponadto, duża część Bałtyku jest stosunkowo płytka (<50 m) i nie zamarza, co ułatwia budowę fundamentów stacjonarnych i obniża koszty w porównaniu z głębokimi akwenami. Komisja Europejska szacuje, że do 2050 r. potencjał morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim może osiągnąć 93 GW. Z kolei Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) wskazuje, że szeroka powierzchnia Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej (około 22,5 tys. km²) czyni z niej największy potencjał w regionie w porównaniu z innymi państwami basenu Bałtyku i pozwalałoby jej zagospodarować nawet 28 GW do 2050 r.

Inną istotną cechą Polski są korzyści z opóźnionego startu (ang. late mover advantage). W ciągu ostatnich kilkunastu lat koszt energii z wiatraków morskich znacząco się obniżył, głównie dzięki efektowi skali oraz postępowi technologicznemu. Globalny koszt inwestycyjny na jednostkę mocy zainstalowanej również spadł z 5 884 USD/kW w 2014 r. do 2852 USD/kW w 2024 r.⁷. W Polsce jeszcze nie działa żadna farma morska, więc koszty inwestycyjne pozostają stosunkowo wysokie, jednak doświadczenia krajów takich jak Wielka Brytania, Dania, Belgia czy Chiny pokazują, że wraz z rozwojem projektów offshore następuje znaczący spadek kosztów. Polska startując później może korzystać z doświadczeń innych rynków i postępu technologicznego. Po pierwsze, ma dostęp do najnowszych technologii

⁶ Global Wind Atlas

⁷ International Renewable Energy Agency (IRENA), 2025

Rys. 7

Podstawowa zaleta elektrowni morskich: działają częściej niż inne OZE

Możliwy czas pracy elektrowni z maksymalną mocą * (tys. godzin / rok)



turbin – podczas gdy pierwsze morskie farmy w latach 2000. używały turbin o mocy 2-3 MW, dzisiejsze jednostki osiągają 15-20 MW, a w planach są turbiny o mocy ponad 25 MW. Większe turbiny oznaczają niższe koszty jednostkowe instalacji i eksploatacji przypadające na jeden MW mocy. Po drugie, Polska może skorzystać z wypracowanych standardów i procedur. Kraje pionierskie musiały rozwijać całe łańcuchy dostaw, procedury bezpieczeństwa, protokoły instalacyjne i eksploatacyjne metodą prób i błędów. Polska może adoptować najlepsze praktyki wypracowane przez liderów rynku, unikając kosztownych eksperymentów i skracając czas realizacji projektów. Po trzecie, dostępne są już sprawdzone rozwiązania techniczne dla warunków podobnych do Bałtyku. Duńskie i niemieckie doświadczenia z projektami na Morzu Północnym i Bałtyku dostarczają gotowych rozwiązań dla fundamentów stacjonarnych na głębokościach 20-50 metrów, systemów przesyłu energii do lądu czy strategii minimalizowania wpływu na środowisko morskie.

W ostatnich latach Polska przyjęła ambitny plan rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, traktując ją jako jeden z filarów transformacji energetycznej kraju i dążenia do neutralności klimatycznej. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2040 r.”, moc zainstalowana w morskich farmach wiatrowych ma osiągnąć 5,9 GW do 2030 r., a następnie wzrosnąć do 11 GW do 2040 r. Prognozy McKinseya są bardziej konserwatywne z uwagi na potencjalne ograniczenia w finansowaniu, dostępności komponentów oraz tempie rozbudowy infrastruktury przesyłowej, ale również zakładają rozbudowę mocy. Realizacja tych celów pozwoli Polsce stać się jednym z liderów rozwoju offshore wind w regionie Morza Bałtyckiego i istotnie zwiększy udział źródeł odnawialnych w krajowym miksie energetycznym.

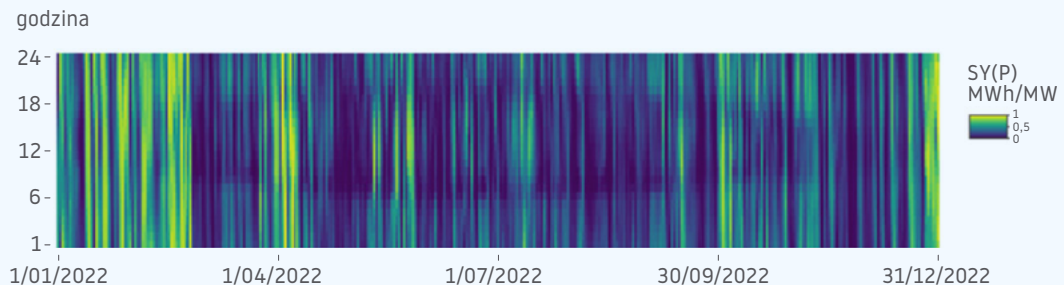
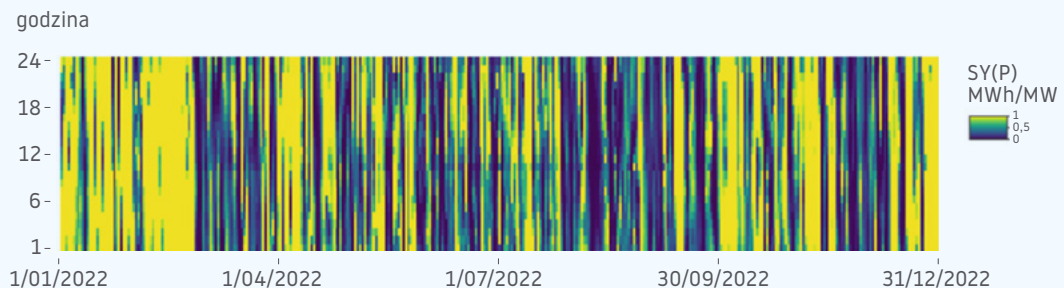
Dlaczego morskie farmy wiatrowe są niezbędnym elementem miksu energetycznego

Stabilność



Morskie farmy wiatrowe wyróżniają się na tle innych odnawialnych źródeł energii przede wszystkim wyższą stabilnością produkcji. W przeciwieństwie do fotowoltaiki czy wiatru lądowego, energetyka wiatrowa offshore charakteryzuje się najbardziej równomiernym profilem wytwarzania energii – wiatry na morzu są silniejsze, bardziej przewidywalne i cechują się mniejszą zmiennością dobową oraz sezonową (morskie farmy wiatrowe mogą pracować średnio przez prawie 4 tys. godzin rocznie, lądowe przez ok. 3 tys. godzin rocznie, a fotowoltaiczne przez ok. 1 tys. godzin rocznie). Ta stabilność sprawia, że energia z morskich farm jest bardziej dopasowana do ciągłej potrzeby równoważenia podaży i popytu w systemie elektroenergetycznym. Na przykład, w okresie zimowym Polska nie może liczyć na istotną produkcję z farm fotowoltaicznych. W wielu okresach roku nie może też liczyć na dużą produkcję energii z wiatru na lądzie. Oznacza to, że energia z wiatru na morzu musi być elementem miksu, jeżeli system ma być bezpieczny i konkurencyjny.

Rys. 8

Intensywność wiatru na lądzie (onshore) i morzu (offshore) w ciągu roku i doby**Wiatr
na lądzie****Wiatr
na morzu**

Źródło: Olczak, P.; Surma, T. Energy Productivity Potential of Offshore Wind in Poland and Cooperation with Onshore Wind Farm. Appl. Sci. 2023, 13, 4258. <https://doi.org/10.3390/app13074258>

Cena

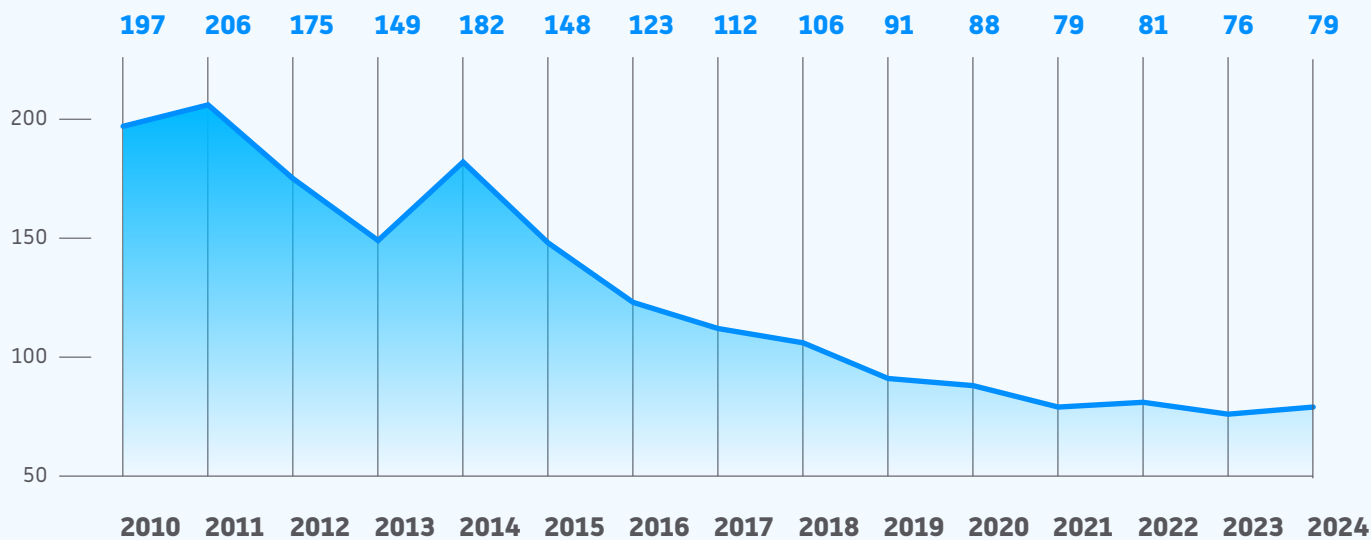
Analizy wskaźnika kosztu energii wyrównanego o wartość (VALCOE) prowadzone przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) pokazują, że zarówno w Stanach Zjednoczonych, jak i w UE, energia wiatrowa – lądowa i morska – jest bardziej konkurencyjna od fotowoltaiki, przy czym wiatr morski wykazuje konkurencyjność porównywalną z wiatrem lądowym. Natomiast w Chinach, gdzie sektor offshore jest najlepiej rozwinięty, jego konkurencyjność przewyższa już energetykę wiatrową onshore. Wskaźnik VALCOE uznaje się za bardziej kompleksowy niż tradycyjny LCOE, ponieważ uwzględnia on nie tylko koszty produkcji energii, lecz także wartość wynikającą z zapewnienia stabilności dostaw w ujęciu całorocznym. Choć morskie instalacje wiatrowe wciąż wymagają wyższych nakładów inwestycyjnych (CAPEX), zapewniają jednocześnie większą stabilność produkcji, co przekłada się na wyższą wartość systemową i pozwala zrekomensować znaczne koszty infrastrukturalne.

W porównaniu z energetyką jądrową, która również oferuje stabilną produkcję energii, offshore okazuje się technologią znacznie tańszą. Według raportu Lazard „LCOE+” z czerwca 2025 r., uśredniony koszt energii (LCOE) dla morskich farm wiatrowych w Stanach Zjednoczonych wynosi 70–157 USD/MWh, podczas gdy dla energetyki jądrowej 141–220 USD/MWh.



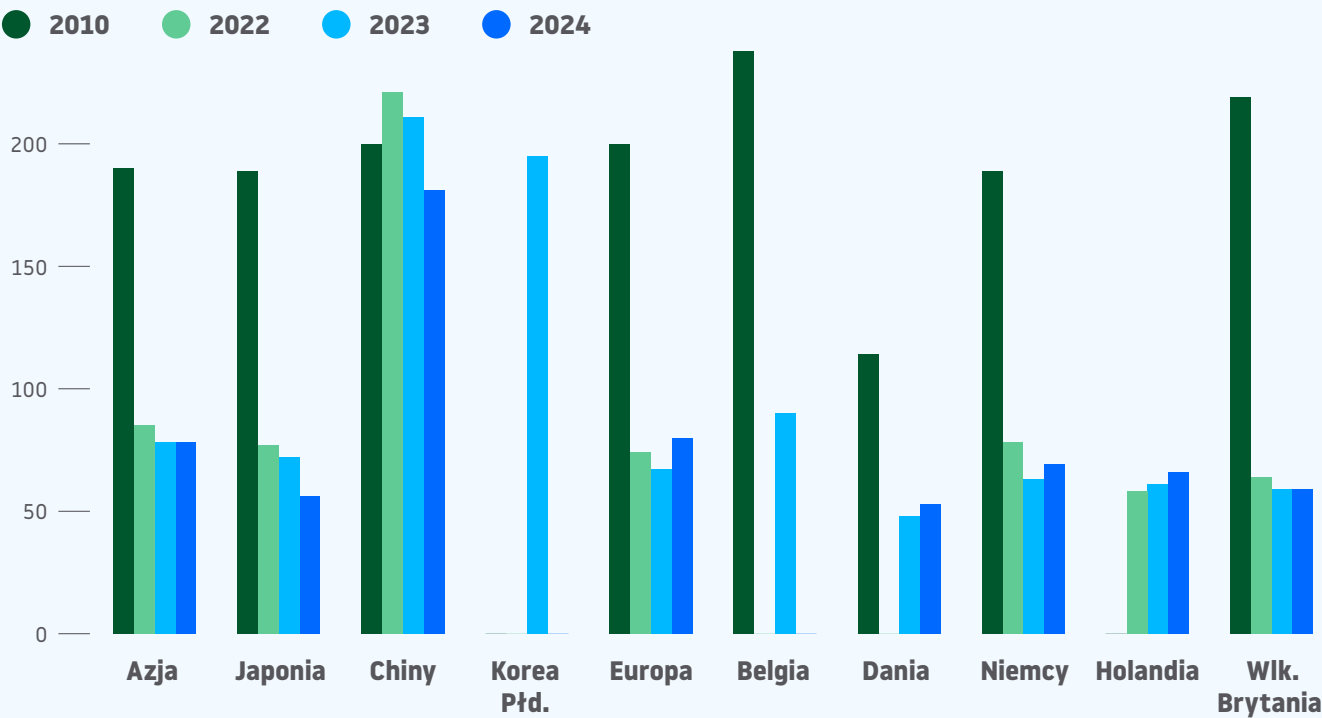
Rys. 9 | **Efekty skali prowadzą do systematycznego spadku cen – u liderów spadają one najbardziej**

Globalny ważony koszt wytworzenia energii elektrycznej z MFW (w dolarach za MWh, 2022)



Źródło: Spotdata na podstawie danych McKinsey, Instrat i Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej

Średni ważony koszt wytworzenia energii elektrycznej z MFW (w dolarach za MWh)



Źródło: Spotdata na podstawie IRENA

Kontrakty różnicowe drogą do atrakcyjnych cen

System wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej został zaprojektowany w formule dwufazowej. Pierwsza faza obejmuje najbardziej zaawansowane projekty, które uzyskały prawo do kontraktów różnicowych na podstawie decyzji administracyjnej Prezesa URE. Budowa farm przewidziana jest na lata 2026–2027, a ich uruchomienie powinno nastąpić przed 2030 r. Do kluczowych projektów Fazy I należą:

- **Baltica 3 oraz Baltica 2** – wspólne przedsięwzięcia PGE i duńskiego Ørsted
- **Baltic Power** – projekt realizowany przez Orlen i Northland Power
- **BC-Wind** – inwestycja Ocean Winds
- **FEW Baltic II** – projekt RWE Renewables zlokalizowany ok. 50 km od brzegu
- **MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III** – wspólne przedsięwzięcia Polenergii i Equinora

Druga faza rozwoju, obejmująca lata 2030–2040, bazuje na systemie aukcyjnym, w którym wsparcie przyznawane jest w trybie konkurencyjnym. Pierwsza aukcja zaplanowana jest na 2025 r. (z możliwością przesunięcia na pierwszą połowę 2026 r. w przypadku niewystarczającej liczby zaświadczeń o dopuszczeniu). Kolejne rundy aukcyjne planowane są na lata 2027, 2029 i 2031. Maksymalna cena aukcyjna różni się w zależności od obszaru i wynosi:

- **485,71 zł/MWh** dla obszarów położonych na bliższej Ławicy Odrzanej oraz wschodniej części Ławicy Słupskiej
- **499,33 zł/MWh** dla obszarów położonych na zachodniej części Ławicy Słupskiej
- **512,32 zł/MWh** dla obszarów położonych na dalszej Ławicy Środkowej⁸

Obecna cena aukcyjna jest wyższa niż w niektórych krajach europejskich, takich jak Wielka Brytania, gdzie ceny w aukcjach w kontraktach różnicowych wynoszą 50–80 USD/MWh, ale trzeba podkreślić, że w przeciwieństwie do wielu innych krajów, w których infrastruktura przyłączeniowa jest własnością operatorów sieci, w Polsce inwestor odpowiada zarówno za budowę farmy wiatrowej, jak i za linię wyprowadzenia mocy na ląd, co zwiększa całkowite nakłady inwestycyjne projektu.

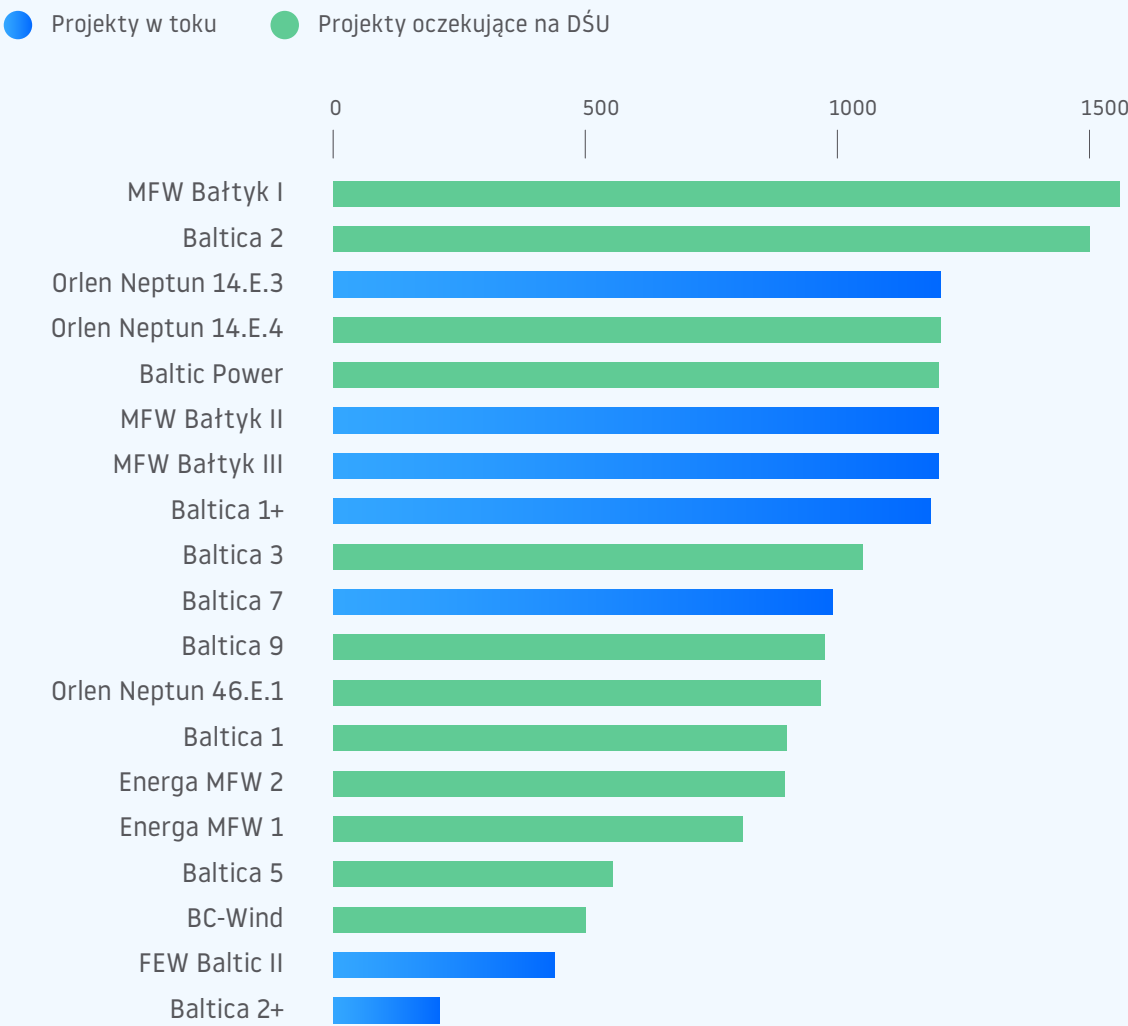
Mechanizm wsparcia w fazie aukcyjnej opiera się na kontraktach różnicowych (CfD), które zapewniają inwestorom pokrycie różnicy między ceną rynkową a ceną uzyskaną w aukcji. Taka konstrukcja pozwala ograniczyć ryzyko inwestycyjne, jednocześnie gwarantując odbiorcom końcowym możliwie niską cenę energii.

Przykład Wielkiej Brytanii pokazuje, że system kontraktów różnicowych odegrał kluczową rolę w obniżeniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych. Po wprowadzeniu tego mechanizmu w 2014 r. analiza Carbon Brief wykazała, że w latach 2017–2023 koszty spadły aż o 74%, co sprawiło, że budowa i eksploatacja nowych MFW stała się tańsza niż dalsze funkcjonowanie istniejących elektrowni gazowych.

⁸ Senat, Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, załączniki 1 i 2

Rys. 10 | **Bałtyk stopniowo rośnie w moc energetyczną**

Projekty morskich farm wiatrowych w Polsce, według mocy (MW)



Źródło: Spotdata

Mimo znaczącego spadku kosztów w ostatnich kilkunastu latach, morskie farmy wiatrowe wciąż wymagają bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych (CAPEX), generują znaczne koszty operacyjne (OPEX) i charakteryzują się długim cyklem realizacji. Program offshore w Polsce do 2040 r. szacowany jest na około 300 mld zł ⁹. Koszty początkowe związane z konstrukcją fundamentów, instalacją morskich turbin i kabli podmorskich są droższe niż lądowe odpowiedniki. Zwrot takich projektów rozłożony jest na dekady (państwowy program pokrycia ujemnych sald cen energii wspiera proponowanie projektów).

⁹ Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW), 2024

Dodatkowo charakteryzują się długim cyklem inwestycyjnym – od przygotowania projektu, badań środowiskowych, uzyskania pozwoleń, przez budowę infrastruktury przyłączeniowej, aż po instalację turbin często mija od ośmiu do dziesięciu lat. Finalnie wiąże się to również z wysokimi kosztami energii na etapie przejściowym – choć docelowo energia z wiatraków morskich ma być tania, to w pierwszych etapach są wymagane mechanizmy wsparcia finansowego. Dodatkowe ryzyka wynikają z ograniczonej dostępności komponentów łańcucha dostaw w Polsce. Brak dostępności elementów może skutkować wzrostem kosztów materiałów oraz finansowania i może opóźnić rozwijanie się projektów.

Z tych powodów istotne jest, by strategia rozwoju farm wiatrowych na morzu miała silne oparcie w strategiach politycznych.

Według Tony Blair Institute, stabilne wsparcie polityczne, inwestycje w rozwój lokalnych łańcuchów dostaw oraz rozbudowa sprawnej sieci przesyłowej to kluczowe czynniki sukcesu brytyjskich MFW. Doświadczenie brytyjskie pokazuje również, że długofalowe podejście do planowania infrastruktury przyłączeniowej jest niezbędne. W Wielkiej Brytanii obecnie każda nowa farma wiatrowa posiada oddzielne przyłącze przesyłowe na lądzie, co jest kosztowne i powoduje problemy środowiskowe oraz sprzeciw wielu społeczności lokalnych. W związku z przewidywanym wzrostem mocy zainstalowanej na Morzu Północnym w perspektywie najbliższych 20 lat, rząd brytyjski rozważa wdrożenie zintegrowanej morskiej sieci przesyłowej. Takie rozwiązanie zmniejszy liczbę punktów przyłączeniowych na lądzie i zwiększy elastyczność połączeń między siecią brytyjską a Europą kontynentalną.

Foto: pexels.com



Energetyka wiatrowa jako bodziec dla gospodarki

Od inwestycji do innowacyjnych firm

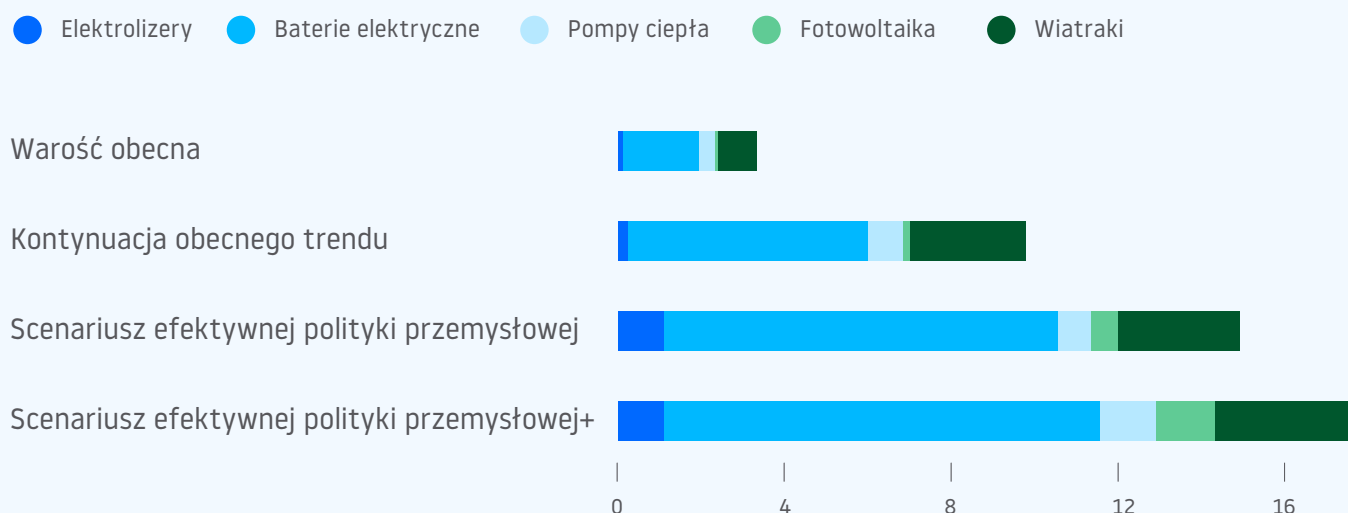
Popyt generowany przez duże inwestycje publiczne i prywatne stanowi najważniejszą siłę napędzającą rynek dla innowacyjnych produktów przemysłowych. Historia polskiej gospodarki rynkowej ostatnich 35 lat jest pełna przykładów rozwoju innowacyjnych firm, które urosły na dużym zapotrzebowaniu na nakłady kapitałowe. Można wymienić m.in. firmy produkujące sprzęt transportowy (Solaris), tabor kolejowy (Newag, Pesa), producentów oprogramowania, którzy wyrosli na zamówieniach sektora publicznego (Asseco, Comarch). Wielkie inwestycje energetyczne też mają ogromny potencjał, by wpływając na szereg sektorów polskiej gospodarki.

Jak już wspomniano, szacowana wartość programu rozwoju MFW w Polsce do 2040 r. wynosi około 300 mld zł. Uznając, według założenia KPEiK, że łączna moc zainstalowana morskich farm wiatrowych osiągnie 18 GW do 2040 r., budowa jednej farmy o mocy 1 GW to inwestycja rzędu około 15-20 mld zł. Taka skala inwestycji generuje popyt na szerokie spektrum produktów i usług: od fundamentów i wież, przez turbiny, kable i systemy elektryczne, po logistykę i serwis. W tym kontekście kluczowym zagadnieniem staje się udział polskich firm w łańcuchu dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej.

Rys. 11

Potencjał rozwoju polskiego eksportu zielonych technologii

Potencjał polskiego eksportu w łańcuchach dostaw zielonych technologii (w mld USD, ceny 2022 r.)



Źródło: Spotdata na podstawie danych Banku Światowego

Ze szczegółowych analiz Banku Światowego wynika, że Polska ma obecnie małą skalę, ale jednocześnie duży potencjał w zakresie produkcji komponentów dla farm wiatrowych. W polskim przemyśle wytwarzanych jest ok. 100 typów komponentów, które są lub mogą być elementem łańcucha dostaw. Ich eksport wynosi ok. 1 mld dolarów rocznie. W ciągu pięciu lat ta wartość mogłaby wzrosnąć realnie do 4 mld dolarów, jeżeli duże inwestycje zostaną wykorzystane jako element inteligentnej polityki przemysłowej w ramach możliwości dawanych przez Net Zero Industrial Act – rozporządzenie Unii Europejskiej, które zmierza do tego, by produkowane w UE komponenty stanowiły znacznie większą niż dotychczas część inwestycji w transformację energetyczną (co najmniej 40 proc.).

Już teraz szacuje się, że między 100 a 300 firm działających w Polsce mogłoby znaleźć swoje miejsce w procesie tworzenia polskiego offshore – Bank Gospodarstwa Krajowego wskazał w 2023 r., że ponad 200 przedsiębiorstw deklaruje gotowość udziału, choć tylko ok. 20 z nich faktycznie już aktywnie uczestniczy w realizacji projektów offshore. To pokazuje, jak duże rezerwy tkwią w krajowym przemyśle i jak wiele firm może skorzystać na rozwoju tego sektora.

Rozwój morskiej infrastruktury wiatrowej stwarza szanse dla wielu polskich branż, w tym dla:

- **Przemysłu stocznioowego i metalowego** – produkcja fundamentów, konstrukcji stalowych oraz elementów turbin (np. sekcje wież). Już teraz w polskich zakładach powstają części fundamentów turbin (fabryki Smulders w Żarach, Łęknicy i Niemodlinie) oraz konstrukcje stalowe stacji elektroenergetycznych budowane w stoczniach Gdyni i Gdańska.
- **Przemysłu kablowego i elektrotechnicznego** – produkcja kabli podmorskich, systemów przyłączeniowych, transformatorów. Przykładowo, kable dla pierwszych farm produkują zakłady Tele-Fonika Kable & JDR w Bydgoszczy.
- **Branży transportowej i logistycznej** – rozwój portów, firm żeglugowych i operatorów transportu ciężkiego do obsługi transportu wielkogabarytowych elementów.
- **Usług inżynierskich i budowlanych** – projektowanie, badania geotechniczne i techniczne, budowa oraz montaż farm. Polskie firmy (np. P&Q czy Gazoprojekt) już świadczą usługi projektowe i badawcze dla pierwszych projektów offshore.
- **Branży ICT i automatyki** – systemy sterowania, monitoringu i zarządzania farmami, a także cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej.

To, w jakim stopniu rozwój polskiego offshore przełoży się na realne korzyści dla lokalnej gospodarki, zależy w dużej mierze od udziału krajowych firm w łańcuchu dostaw (tzw. local content). Według Międzynarodowej Organizacji Pracy, zdolność do zbudowania silnego lokalnego ekosystemu – od produkcji komponentów, rozwoju sieci energetycznych, infrastruktury portowej oraz floty specjalistycznych statków – bezpośrednio przekłada się na zdolność tworzenia miejsc pracy. Szacuje się, że projekty offshore do 2030 r. mogą wygenerować w Polsce łącznie 39–63 tys. miejsc pracy (w tym 13–21 tys. bezpośrednio w sektorze MFW), zwłaszcza jeśli uda się rozwinąć krajowy łańcuch dostaw. Dla porównania, inne analizy wskazują, że powstanie ok. 11 GW mocy MFW do 2040 r. stworzyłoby ok. 70 tys. miejsc pracy w samym sektorze offshore – co oznacza, że pełne wykorzystanie potencjału 18 GW mogłoby przynieść jeszcze więcej etatów w kolejnych dekadach.

W stronę 60 proc. lokalnych zamówień

Aby uniknąć sytuacji, w której rozwój sektora offshore przynosiłby korzyści głównie dużym, zagranicznym przedsiębiorstwom, Polska powinna skoncentrować się na zwiększaniu udziału lokalnych podmiotów i zatrudnienia krajowego w projektach MFW. Przykładem może być Wielka Brytania, gdzie udział local content (np. liczba bezpośrednich umów z firmami zarejestrowanymi w Wielkiej Brytanii) w morskich farmach wiatrowych ma zwiększyć się z obecnego poziomu 50% do 60% w 2030 r.

PSEW szacuje, że w pierwszej fazie realizacji projektów lokalny content może stanowić około 20–25%, w drugiej fazie może wzrosnąć do 45–50%, a w perspektywie do 2050 r. przekroczyć 60%. Jednocześnie stowarzyszenie podkreśla, że przy obecnym stanie rozwoju polskiego przemysłu w branży offshore osiągnięcie pułapu 50% local content stanowi duże wyzwanie. Realizacja tego celu będzie możliwa dzięki przystosowaniu polskich portów do obsługi takich projektów oraz stworzeniu odpowiednich struktur instytucjonalnych i regulacyjnych, wspierających wejście nowych podmiotów na rynek.

W ciągu ostatniego roku w Polsce rozpoczęto dwa kluczowe projekty infrastrukturalne wspierające rozwój MFW. W 2024 r. ruszyła budowa terminala instalacyjnego w Gdańsku, który ma pełnić strategiczną rolę jako główne centrum montażu i logistyki dla farm wiatrowych na Bałtyku. Terminal posłuży do magazynowania, wstępnego montażu oraz transportu na morze elementów turbin, między innymi dla projektu Baltica 2. Porty instalacyjne stanowią jeden z fundamentów lokalnego łańcucha dostaw, ponieważ tworzą miejsca pracy i sprzyjają powstawaniu sieci firm kooperujących. Drugą taką inwestycją jest terminal serwisowy w Łebie, którego budowa rozpoczęła się w 2025 r. Obiekt będzie obejmował magazyn części zamiennych farm oraz warsztat odpowiadający za bieżące potrzeby eksploatacyjne. Kolejnym przykładem rozwijającego się zaplecza dla sektora offshore jest fabryka Baltic Towers w Gdańsku, która specjalizuje się w produkcji wież dla morskich turbin wiatrowych. Fabryka będzie produkowała rocznie do 150 wież dla turbin wiatrowych o mocy co najmniej 15 MW i zapewni 500 nowych miejsc pracy. Wszystkie trzy projekty są dofinansowywane ze środków publicznych, czy to z KPO czy z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w przypadku fabryki Baltic Towers (w tym wypadku jest to pożyczka). W następnych latach także inne projekty uzupełnią lądowy łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej. Takie projekty to m.in. terminal serwisowy w Ustce, czy rozbudowa portu w Świnoujściu.

Dyskusje o dalszych inwestycjach portowych wskazują, że region Pomorza może odegrać ważną rolę w branży offshore w Europie Środkowo-Wschodniej stymulując rozwój lokalnych przedsiębiorstw oraz przyciągając inwestycje zagraniczne. Tworzenie zaplecza technologicznego i infrastrukturalnego zwiększy konkurencyjność Polski na rynku europejskim, ale również zapewni impuls rozwojowy dla całego regionu.

Podsumowanie

Polska stoi przed pilnym wyzwaniem transformacji energetycznej, wynikającym z rosnącego zapotrzebowania na prąd, kurczących się mocy wytwórczych oraz konieczności odejścia od węgla. Przewiduje się, że do 2035 r. kraj będzie musiał zwiększyć zainstalowane moce wytwórcze z obecnych 72 GW do około 110-120 GW. Jednocześnie w najbliższej dekadzie konieczne będzie wyłączenie 15-21 GW przestarzałych bloków węglowych.

Ten drastyczny ubytek oraz wzrost zapotrzebowania, napędzany m.in. elektryfikacją transportu i rozwojem AI, wymaga uzupełnienia luki systemowej o 15-25 GW mocy dyspozycyjnej. W przeciwnym razie oczekiwane przerwy w dostawach prądu w latach 2026-2030 mogą sięgać od 10 do 50 godzin rocznie.

Morskie farmy wiatrowe są wskazywane jako niezbędny filar tego wysiłku. Oferują one znacznie większą stabilność produkcji niż fotowoltaika – ich roczna dostępność jest czterokrotnie większa. Przewyższają pod tym względem również wiatr lądowy, zwłaszcza w krytycznych okresach zimowych, gwarantując bezpieczne i konkurencyjne dostawy energii. Strategia rządowa zakłada osiągnięcie 5,9 GW mocy morskiej energetyki wiatrowej do 2030 r. i 17,9 GW do 2040 r., co ma pokryć około 20-30% nowych zainstalowanych mocy.

Polska posiada wyjątkowo korzystne warunki do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w dużej skali. Kraj jest predysponowany do osiągnięcia udziału 20-30% morskich farm wiatrowych w stosunku do ogólnie instalowanych mocy wiatrowych, co jest znacznie powyżej światowej średniej wynoszącej 10-15%.

Bałtyk jest uznawany za jeden z najbardziej atrakcyjnych akwenów. Charakteryzuje się stabilnymi i silnymi wiatrami o prędkości 8-10 m/s na wysokości 100 m oraz płytką wodą o głębokości 20-50 m, co obniża koszty fundamentów stacjonarnych. Szacowany potencjał Bałtyku do 2050 r. wynosi 93 GW, z czego Polska Wyłączna Strefa Ekonomiczna ma potencjał zagospodarowania nawet 28 GW.

Polska może również czerpać korzyści z tzw. efektu późnego wejścia na rynek. Choć globalny koszt inwestycyjny na jednostkę mocy zainstalowanej w offshore spadł drastycznie – z 5884 USD/kW w 2014 r. do 2852 USD/kW w 2024 r. – Polska, startując później, ma dostęp do najnowszych technologii turbin o mocy 15-20 MW, a nawet 25 MW. Może też adoptować sprawdzone procedury, unikając kosztownych błędów pionierów.

W skali globalnej morska energetyka wiatrowa to najszybciej rosnąca technologia. Moc zainstalowana osiągnęła 83 GW w 2024 r., co oznacza siedmiokrotny wzrost od 2015 r. Prognozy IRENA wskazują na 228 GW w 2030 r. i blisko 1000 GW w 2050 r. Liderem tego rozwoju są Chiny, odpowiadające za 49% globalnej mocy offshore, wyprzedzając Wielką Brytanię z 22% i Niemcy z 13%.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej, mimo wysokich nakładów inwestycyjnych, jest uzasadniony ekonomicznie ze względu na systemową wartość stabilności dostaw oraz konkurencyjność cenową. Koszt produkcji energii dla morskich farm wiatrowych w Stanach Zjednoczonych wynosi 70-157 USD/MWh i jest znacznie niższy niż dla energetyki jądrowej, która kosztuje 141-220 USD/MWh.

Globalne koszty jednostkowe produkcji energii z morskich farm wiatrowych spadły o blisko dwie trzecie w ciągu dekady. Z poziomu 150-200 USD/MWh obniżyły się do 50-80 USD/MWh w najnowszych aukcjach europejskich, co uczyniło tę technologię konkurencyjną wobec konwencjonalnego wytwarzania.

W Polsce program offshore do 2040 r. szacowany jest na około 300 mld zł. Budowa jednej farmy o mocy 1 GW to inwestycja rzędu 15-20 mld zł. Mechanizmem wsparcia w Polsce są kontrakty różnicowe, które mają zasadnicze znaczenie dla ograniczenia ryzyka inwestycyjnego i zagwarantowania niskiej ceny dla odbiorców końcowych.

System kontraktów różnicowych w Wielkiej Brytanii, po wprowadzeniu w 2014 r., doprowadził do spadku kosztów o 74% w latach 2017-2023. Sprawił, że budowa nowych morskich farm wiatrowych stała się tańsza niż dalsza eksploatacja istniejących elektrowni gazowych. Polska wdrożyła dwufazowy system wsparcia. Faza I obejmuje kontrakty przyznane administracyjnie dla projektów Baltica 2, Baltica 3, Baltic Power, BC-Wind, FEW Baltic II, MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. Faza II będzie oparta na aukcjach konkurencyjnych, z pierwszą rundą planowaną na 2025 r. lub 2026 r.

Skala inwestycji w offshore generuje ogromny popyt na szerokie spektrum produktów i usług. Obejmuje to konstrukcje stalowe, turbiny, kable, logistykę i serwis. Stwarza to szansę na rozwój innowacyjnych krajowych przedsiębiorstw, podobnie jak wcześniej firmy takie jak Solaris czy Newag urosły na dużych inwestycjach kapitałowych.

Polska już teraz eksportuje około 100 typów komponentów dla farm wiatrowych o wartości blisko 1 mld dolarów rocznie. Według Banku Światowego ta wartość mogłaby wzrosnąć czterokrotnie w ciągu pięciu lat, jeżeli inwestycje zostaną wykorzystane w ramach inteligentnej polityki przemysłowej. Unijny Net Zero Industrial Act zakłada udział komponentów produkowanych w UE na poziomie co najmniej 40%.

Rozwój morskich farm wiatrowych stwarza szanse dla przemysłu stocznioowego i metalowego przy produkcji fundamentów i konstrukcji stalowych, dla przemysłu kablowego przy produkcji kabli podmorskich, dla sektora logistycznego przez rozwój portów, a także dla usług inżynierskich i ICT. Istotne jest zwiększenie udziału lokalnych firm w łańcuchu dostaw. W pierwszej fazie projektów jest on szacowany na 20-25%, ale ma potencjał wzrostu do 45-50% w drugiej fazie, a docelowo może przekroczyć 60%. Obecnie ponad 200 polskich firm deklaruje gotowość do udziału w łańcuchu dostaw, ale aktywnie uczestniczy tylko około 20.

Inwestycje w infrastrukturę wspierającą są niezbędne dla wykorzystania tego potencjału. Dotyczy to terminalu instalacyjnego w Gdańsku, terminalu serwisowego w Łebie oraz fabryki wież Baltic Towers. Te działania mają potencjał stworzenia 39-63 tysięcy miejsc pracy do 2030 r.



Centrum Analiz SpotData
ul. Kijowska 1
03-738 Warszawa
kontakt@spotdata.pl