



DZIEŃ MECHANIKA 2026



Konkurs na Najlepszą Pracę Dyplomową na Wydziale Mechanicznym UMG

Streszczenia prac konkursowych

Analiza ekonomiczna projektów morskich farm wiatrowych

Postępujące zmiany klimatyczne oraz dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wymusiły na gospodarce światowej transformację energetyczną, która opiera się o dekarbonizację oraz zrównoważony rozwój. Unia Europejska dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, dlatego nałożyła na państwa członkowskie ambitne cele w zakresie redukcji emisji CO₂ oraz zwiększenia udziału Odnawialnych Źródeł Energii w miksie energetycznym. Proces dekarbonizacji dla Polski, której miks energetyczny głównie składa się z paliw kopalnych, stanowi wyzwanie technologiczne oraz ekonomiczne. W Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku, zwanej PEP2040, morska energetyka wiatrowa została określona jako jeden z głównych filarów rozwoju odnawialnych źródeł energii w polskim miksie energetycznym. Morze Bałtyckie charakteryzuje się niewielkimi głębokościami, niskim zasoleniem oraz korzystnym profilem wietrzności. Powoduje to, że Polska Wyłączna Strefa Ekonomiczna ma duży potencjał dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz zmniejszenie udziału paliw kopalnianych w miksie energetycznym.

Projekty takiej skali wiążą się jednak z dużymi nakładami inwestycyjnymi, wysokim stopniem skomplikowania inżynierskiego oraz logistycznego. Dodatkowo, lokalizacja projektu w trudnym środowisku morskim oraz brak doświadczenia polskich deweloperów na tym rynku powoduje, że są to projekty obarczone ryzykiem finansowym. Geneza tematu niniejszej pracy wynika z potrzeby weryfikacji efektywności ekonomicznych danych projektów w aktualnych realiach rynkowych. Dodatkowo istotna jest identyfikacja czynników determinujących rentowność tych inwestycji.

Celem niniejszej pracy jest **przeprowadzenie analizy ekonomicznej projektów morskich farm wiatrowych oraz wpływu wybranych czynników eksploatacyjnych na ich opłacalność inwestycyjną.**

W pracy przedstawiono rozwój oraz potencjał morskiej energetyki wiatrowej MEW, fazy cyklu życia morskiej farmy wiatrowej oraz związane z nimi grupy kosztów, analizę ekonomiczną oraz analizę wrażliwości wybranych projektów MEW rozwijanych w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej.

Rozdział pierwszy wprowadza do tematyki, prezentując historie i stan rozwoju technologii globalnie oraz w Polsce. Morska energetyka wiatrowa rozwija się od 1991 roku, rozpoczynając od małych projektów demonstracyjnych, które z czasem udowodniły techniczną

wykonalność. W połączeniu z postępującymi zmianami klimatu technologia ta zaczęła się rozwijać w coraz większym tempie. Moce znamionowe turbin wiatrowych zwiększyły się od początkowych 0,45 MW do 26 MW, moce współczesnych projektów przekraczają coraz częściej 1GW. Od 2007 roku do 2024 roku udział morskiej energetyki wiatrowej w globalnym rynku energetycznym wzrósł z 1,1 GW do 83 GW. Chiny posiadając 49,8% całkowitej globalnej zainstalowanej mocy w 2024 roku pozostają liderem tego sektora.

Przeanalizowano potencjał mocy zainstalowanej oraz rocznej produktywności na podstawie informacji o planowanych polskich projektach oraz raportu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, które wyznaczyło możliwe lokalizacje dla przyszłych inwestycji. Morze Bałtyckie, w tym Polska Wyłączna Strefa Ekonomiczna, dzięki małym średnim głębokościom, bardzo dobrym warunkom wiatrowym oraz niskiemu zasoleniu, ma bardzo duży potencjał w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Potencjał mocy zainstalowanej dla fazy I oraz II polskiego systemu wsparcia został wyznaczony na 17,3 GW, co przekłada się na roczną produktywność 68,8 TWh/rok. Dodatkowo wyznaczone przyszłe możliwe obszary dla fazy III o potencjalnej mocy zainstalowanej 17,7 GW, w połączeniu z fazą I oraz II, mogą osiągnąć roczną produktywność 138,4 TWh/rok, co odpowiada około 81,9% zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2024 roku.

W rozdziale drugim zdefiniowano cykl życia morskiej farmy wiatrowej, który dzieli się na cztery główne fazy, definiujące strukturę kosztową projektu:

- faza rozwoju – grupa kosztów *DEVEX*,
- faza budowy – grupa kosztów *CAPEX*,
- faza eksploatacji – grupa kosztów *OPEX*,
- faza demontażu – grupa kosztów *DECEX*.

Na podstawie danych BVG Associates przedstawiono strukturę kosztów związanych z danymi etapami cyklu życia projektu. Dodatkowo zdefiniowano kluczowe wskaźniki efektywności ekonomicznej projektu takie jak:

- *LCOE*, podstawowy wskaźnik określający uśrednione koszty wytwarzania energii;
- współczynnik wykorzystania mocy *CF*, pozwalający określić prognozowaną energię wyprodukowaną przez farmę wiatrową;
- *WACC*, średni ważony koszt kapitału;
- klasyczne wskaźniki służące do oceny ekonomicznej projektów inwestycyjnych:
 - wartość bieżąca netto *NPV*,
 - zdyskontowany wskaźnik wartości bieżącej netto *NPVR*,

- wewnętrzna stopa zwrotu *IRR*,
- wskaźnik rentowności *PI*,
- zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *DPBP*.

Rozdział trzeci przedstawia analizę ekonomiczną planowanych polskich projektów na podstawie wskaźnika *LCOE* oraz wskaźników zdyskontowanych: *NPV*, *NPVR*, *IRR*, *PI* oraz *DPBP*. Obliczenia zostały wykonane przy wykorzystaniu arkusza kalkulacyjnego MS Excel w którym stworzono model finansowy oparty na metodzie zdyskontowanych przepływów pieniężnych. W modelu wykorzystano dane kosztowe wyznaczone przez BVG Associates oraz udostępnione przez Europejski Bank Inwestycyjny.

Przeprowadzona analiza wykazała fundamentalne znaczenie efektu skali dla rentowności projektu morskich farm wiatrowych. Najniższe wartości *LCOE* osiągnęły farmy o mocy zainstalowanej przekraczającej 1 GW: Baltic Power (537,96 PLN/MWh), Baltica 3 (539,12 PLN/MWh) oraz Baltica 2 (539,14 PLN/MWh). Farmy o mniejszej mocy zainstalowanej osiągnęły wartości *LCOE* na dużo wyższym poziomie: MFW Bałtyk II oraz III (603,53 PLN/MWh) i BC Wind (668,73 PLN/MWh). Dodatkowo, projekt BC Wind osiągnął wyższą wartość *LCOE* niż średnia zwaloryzowana cena kontraktowa dla 25-letniej fazy eksploatacji, co wskazuje na duże ryzyko inwestycyjne dla tego projektu. Analiza wskaźników dyskontowanych *NPV*, *NPVR*, *IRR*, *PI* oraz *DPBP* wykazała podobne wyniki. Projekty które osiągnęły dodatnią wartość *NPV* to projekty o mocy zainstalowanej przekraczającej 1 GW: Baltica 3 (2 322 mln PLN), Baltica 2 (836 mln PLN) oraz Baltic Power (90 mln PLN). Poza efektem skali na wyniki ma też wpływ rok COD, ponieważ od tego zależy wysokość ceny jednostkowej wynikającej z kontraktu CfD. Projekty BC Wind oraz Bałtyk II i III osiągnęły ujemne wartości *NPV*, co może być spowodowane niekorzystnym wpływem efektu skali, lokalizacją, wysokim kosztem kapitału oraz konserwatywną długością fazy eksploatacji.

W rozdziale czwartym wykonano analizę wrażliwości dla dwóch projektów osiągających najlepszą (Baltica 3) i najgorszą (BC Wind) efektywność ekonomiczną. Zdefiniowano czynniki techniczno-ekonomiczne wpływające na bilans kosztowy projektów MEW wpływające na składowe wskaźnika *LCOE*: współczynnik wykorzystania mocy *CF*, średni ważony koszt kapitału *WACC*, długość fazy eksploatacji projektu, koszty poniesione w fazie budowy *CAPEX* oraz koszty poniesione w fazie eksploatacji *OPEX*.

Współczynnik wykorzystania mocy wprost wpływa na przychody projektu. Wpływ współczynnika *CF* na wartość *NPV* jest proporcjonalna. Analiza jego wpływu na wskaźnik *LCOE* pokazuje, że obniżenie wartości *CF* ma większy wpływ na wartość *LCOE* niż jego

wzrost, dlatego precyzyjne wyznaczenie jego wartości w fazie rozwoju projektu jest bardzo ważne. Zbyt optymistyczne założenia mogą mieć gorszy wpływ niż jego niedoszacowanie.

Średni ważony koszt kapitału ma bardzo duży wpływ na wartości *LCOE* oraz *NPV*. Wzrost stóp procentowych oraz wysokie ryzyko ekonomiczne dla instytucji inwestycyjnych negatywnie wpływa na projekty morskich farm wiatrowych.

Analiza wrażliwości długości fazy eksploatacji wykazała, że dla projektów MEW największy wpływ ma wydłużenie cyklu życia do 30 lub 35 lat. Dalsze jego wydłużanie ma coraz mniejszy wpływ, dla niektórych projektów inwestowanie w 40 lat okresu eksploatacji może okazać się mniej opłacalne niż inwestycja w zwiększenie współczynnika wykorzystania mocy.

Koszty poniesione w fazie budowy *CAPEX* mają dużo większy wpływ niż koszty poniesione w fazie operacji *OPEX*. Projekt Baltica 3 osiąga ujemną wartość *NPV* przy wzroście kosztów *CAPEX* o 15% a kosztów *OPEX* o 44%. Projekt BC Wind osiąga dodatnią wartość *NPV* przy spadku kosztów *CAPEX* o 21% a kosztów *OPEX* o 80%.

Podsumowanie

Wyniki przeprowadzonych analiz dowodzą, że morska energetyka wiatrowa ma potencjał zostać jednym z filarów transformacji energetycznej Polski. Wskazują one na potrzebę optymalizacji kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych, co jest możliwe dzięki rozwojowi lokalnego łańcucha dostaw i udziałowi polskich firm w projektach MEW. Stabilne regulacje prawne, odpowiednie wsparcie rządowe w formie kontraktów CfD oraz odpowiednio przeprowadzone aukcje są istotne dla rozwoju tych projektów. Utrzymanie odpowiedniej wartości współczynnika wykorzystania mocy oraz odpowiednia strategia operacyjna pozytywnie wpływa na bilans ekonomiczny projektów MEW.

Głównym ograniczeniem niniejszej pracy jest brak rzeczywistych danych dotyczących kosztów, które mogą się różnić od wartości przyjętych od BVG Associates pochodzących z rozwiniętego rynku Wielkiej Brytanii. Dalsze badania powinny skoncentrować się na analizie opłacalności projektów MEW rozwijanych w ramach II fazy programu wsparcia. Globalny wzrost wartości *LCOE* w 2024 roku w porównaniu do 2023 roku oraz zmiany kosztów w najbliższych latach może mieć wpływ na efektywność ekonomiczną tych projektów. Dodatkowo rozwój polskiego przemysłu, powstanie nowych miejsc pracy przy rozwoju projektów fazy I może wpłynąć pozytywnie na projekty fazy II.