



**Bałtycka MEW-a.
Zmiany modeli własności
w morskiej energetyce wiatrowej**

Cytowanie: Sobkiewicz, M. (2025), *Bałtycka MEW-a. Zmiany modeli własności w morskiej energetyce wiatrowej*, Working Paper, nr 6, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Warszawa, grudzień 2025 r.

Autorka: Marianna Sobkiewicz

Współpraca: Michał Smoleń

Redakcja merytoryczna: Paweł Śliwowski

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Skład i łamanie: Sławomir Jarząbek

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

Spis treści

Kluczowe liczby	4
Kluczowe wnioski	5
Wprowadzenie	7
Morska energetyka wiatrowa w Europie	9
Pionierzy sektora	9
Zmiany w strukturze finansowania	9
Rozwój sektora na Morzu Bałtyckim	11
Typologia modeli własności	14
Model spółdzielczy	14
Model narodowego czempiona	14
Model konsorcjalny	15
Model spółek celowych	15
Model <i>farm-down</i>	17
Rozwój sektora w Polsce	18
I faza wsparcia	18
II faza wsparcia	20
Wnioski	21
Bibliografia	23
Spis tabel, ramek i wykresów	25

Kluczowe liczby

18-21 proc.

może wynieść udział morskiej energetyki wiatrowej w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2040 r.

86 proc.

projektów *offshore* w I fazie wsparcia w Polsce realizowane jest w modelu konsorcjalnym

do 14,2 GW, czyli 4-krotnie

może wzrosnąć moc zainstalowana na Morzu Bałtyckim w latach 2025-2030

76 proc.

wyniósł udział transgranicznych przepływów kapitałowych w inwestycjach w *offshore* w latach 2004-2022

Kluczowe wnioski

- Pionierskie projekty *offshore* były rozwijane na podstawie **spółdzielczych form własności**, które charakteryzują się wysoką partycypacją obywatelską, albo przez **narodowych czempionów**, którzy utrzymywali pełną kontrolę nad własnością od etapu planowania do eksploatacji, a nawet przez cały cykl życia projektu.
- Projekty morskich farm wiatrowych w akwenie Morza Bałtyckiego w zdecydowanej większości są realizowane w ramach **modelu konsorcjalnego**, który charakteryzuje się zaangażowaniem dwóch lub więcej państwowych przedsiębiorstw energetycznych w formule *joint venture*.
- **Przedsiębiorstwa energetyczne coraz częściej stosują model *farm-down***, w ramach którego ponoszą początkowe ryzyka związane z planowaniem i budową inwestycji, a następnie sprzedają część udziałów inwestorom spoza sektora energetycznego w celu refinansowania inwestycji.
- **Morska energetyka wiatrowa jest najbardziej umiędzynarodowiona spośród wszystkich sektorów OZE**, co może wynikać ze złożoności projektów, ich długiego czasu trwania i kapitałochłonności. Udział transgranicznych przepływów kapitałowych w latach 2004–2022 wyniósł 76 proc. (w porównaniu ze średnią dla wszystkich OZE na poziomie 46 proc.), z czego większość stanowiły bezpośrednie inwestycje zagraniczne.
- **W I fazie wsparcia dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce dominował model konsorcjalny** (dotyczył 6 z 7 projektów), w ramach którego polskie przedsiębiorstwa energetyczne realizowały *joint venture* z zagranicznymi liderami sektora (np. Ørsted, Equinor). W II fazie wsparcia polskie przedsiębiorstwa mają szansę na zwiększenie swojego udziału w poszczególnych inwestycjach dzięki zdobytemu doświadczeniu, lecz z dużym prawdopodobieństwem nie będą w stanie samodzielnie zrealizować 12 GW mocy, dla których przewidziano wsparcie.
- **W 2040 r. morska energetyka wiatrowa może osiągnąć 11,8–16,1 GW mocy zainstalowanej i stanowić 9–10 proc. łącznej mocy wytwórczej w Polsce. Mając perspektywę tak znacznego rozwoju sektora, Polska ma szansę stać się głównym hubem portowym, montażowym i serwisowym dla**

południowej części Baltyku. Doświadczenie w sektorze może pozwolić na eksport usług na inne rynki bałtyckie i tym samym zwiększenie kontroli nad regionalnymi łańcuchami wartości.

- Wzmacnianie pozycji polskich przedsiębiorstw, nie tylko jako współwłaścicieli morskich farm wiatrowych, lecz także jako operatorów i dostawców usług – zwłaszcza w obszarze projektowania, eksploatacji i serwisu – będzie kluczowe dla **rozwoju kompetencji technologicznych polskiego sektora offshore.**

Wprowadzenie

Dalszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej (MEW) w Unii Europejskiej (UE) odegra ważną rolę w osiągnięciu celu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie 42,5 proc. do 2030 r. (Komisja Europejska, 2020). Według przedstawionych przez państwa UE w 2024 r. celów, **łącznie moc instalacji offshore w UE do 2030 r. mogłaby osiągnąć 88 GW** (www1). Morska energetyka wiatrowa stanowi jeden z kluczowych obszarów współpracy mającej na celu integrację energetyczną regionu Morza Bałtyckiego (Komisja Europejska i in., 2020).

Warto bliżej przyjrzeć się państwom nadbałtyckim z dwóch powodów. Po pierwsze, **Bałtyk staje się jednym z kluczowych obszarów wdrażania unijnej strategii dla morskiej energetyki wiatrowej**. Morze Bałtyckie charakteryzuje się korzystnymi dla *offshore* warunkami, takimi jak wysoka i stabilna wietrzność oraz płytkie i równomierne dno morza. Potencjał 93 GW oznacza, że projekty bałtyckie mogłyby zapewnić nawet ok. 1/3 mocy *offshore*, jaką UE zamierza osiągnąć do 2030 r. w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. *Baltic Energy Market Interconnection Plan* (BEMIP), którego jednym z priorytetów jest rozwój morskich OZE oraz powiązanych sieci transgranicznych, traktuje **Bałtyk jako obszar testowania nowych form współpracy infrastrukturalnej i integracji rynku energii**.

Po drugie, **Bałtyk ma wymiar strategiczny**. Państwa regionu w ostatnich latach w przyspieszonym tempie odchodzą od importu rosyjskich paliw kopalnych; w kolejnych deklaracjach politycznych (Deklaracja marienborska, porozumienia BEMIP) wprost wskazują **morską energetykę wiatrową jako narzędzie wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego**. Dla Estonii, Litwy i Łotwy istotnym czynnikiem jest odłączenie systemów elektroenergetycznych tych państw od Jednolitego Systemu Energetycznego Rosji w lutym 2025 r. i połączenie z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej (CESA) (www2). Rozbudowa mocy wytwórczych i infrastruktury przesyłowej na Bałtyku może wzmocnić integrację energetyczną Estonii, Litwy i Łotwy z państwami UE.

Morze Bałtyckie jest obszarem Europy, w którym kształtuje się nowy układ aktorów i modeli własności w offshore. Modele własności stosowane przez państwa nadbałtyckie w morskiej energetyce wiatrowej są wyrazem ich

strategicznych działań i mogą nieść za sobą istotne konsekwencje polityczno-gospodarcze. Po pierwsze, decydują o tym, **kto kontroluje strategiczną infrastrukturę energetyczną** – czy są to krajowe przedsiębiorstwa energetyczne, czy raczej transnarodowe koncerny i inwestorzy instytucjonalni spoza sektora energetycznego. Po drugie, **rozkład własności wpływa na dystrybucję korzyści ekonomicznych** – od tego, kto jest udziałowcem projektów, zależy, gdzie trafiają zyski z eksploatacji, gdzie lokowane są inwestycje w porty, serwis i przemysł komponentów, a także jak kształtują się możliwości rozwoju lokalnych łańcuchów dostaw.

W poniższej publikacji staramy się odpowiedzieć na następujące pytania:

1. **Jak zmieniały się modele własności w projektach morskich farm wiatrowych w Europie?**
2. **Jakie implikacje mają dominujące modele własności dla rozwoju sektora *offshore* w Polsce?**

Morska energetyka wiatrowa w Europie

Pionierzy sektora

Morze Bałtyckie jest kolebką morskiej energetyki wiatrowej. Pionierskie projekty *offshore* powstawały w Danii, w latach 90. i na początku XXI w. Dominowały w nich spółdzielcze formy własności – **na początku XXI w. w Danii ok. 80 proc. wszystkich morskich turbin wiatrowych było indywidualną własnością prywatną lub spółdzielczą**. Zaawansowany udział społeczności lokalnych w początkowym rozwoju morskich farm wiatrowych był kontynuacją modelu, który zastosowano w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Danii w latach 70. Również w Niemczech lądową energetykę wiatrową rozwijano na podstawie inicjatyw lokalnych społeczności – najczęściej poprzez spółki komandytowe (*Kommanditgesellschaften*), które gromadziły kapitał od indywidualnych inwestorów. Jednak w przeciwieństwie do Danii, w Niemczech żadna morska farma wiatrowa nie powstała w formule lokalnej spółdzielni (Markard, Petersen, 2009). **Pierwsze morskie farmy wiatrowe powstawały w Danii i Wielkiej Brytanii w latach 1991–2002 i miały moc 5–40 MW** (moc pojedynczej turbiny wynosiła wtedy do 2,5 MW).

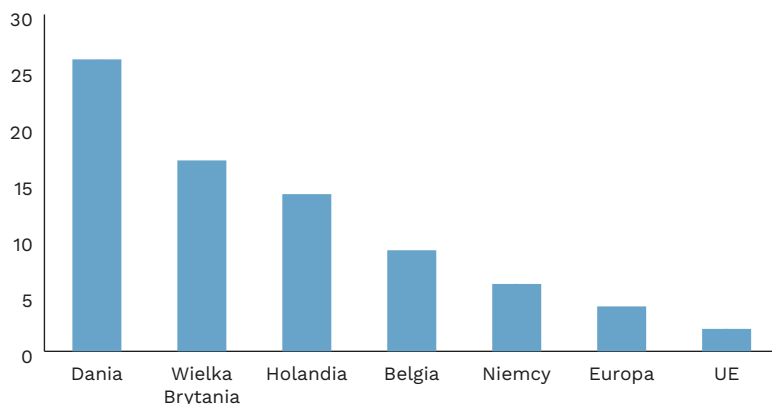
Już w początkowej, małoskalowej fazie rozwoju, planowanie i budowa morskich farm wiatrowych wymagały bardziej zaawansowanej infrastruktury technicznej i procedur planistycznych niż wiatraki lądowe. **Kapitałochłonność i złożoność inwestycji w *offshore* spowodowały, że na początku XXI w. w sektorze energetyki wiatrowej nastąpiły nie tylko zmiany technologiczne, ale również instytucjonalne**. W obliczu rosnących nakładów kapitałowych, dotychczasowi spółdzielczy aktorzy sektora zaczęli być zastępowani przez państwowe przedsiębiorstwa energetyczne, takie jak duńskie DONG Energy (dziś Ørsted) (Markard, Petersen, 2009). W kolejnych latach XXI w. morskie farmy zaczęto uruchamiać w Niemczech, Holandii i Belgii.

Zmiany w strukturze finansowania

Postęp technologiczny w obszarze morskiej energetyki wiatrowej umożliwił dynamiczny wzrost skali projektów. Jednym z najważniejszych osiągnięć w tym zakresie jest ponad **3-krotny wzrost średniej mocy nowej turbiny**

– z **2,9 MW w 2008 r. do 10,1 MW w 2024 r.** W tym samym okresie średnia wielkość nowo zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej wzrosła ponad 7-krotnie, z 44 MW do 336 MW. **W pięciu państwach Europy udział morskiej energetyki wiatrowej w miksie elektroenergetycznym wynosi powyżej 1 proc.**, są to: Dania, Wielka Brytania, Holandia, Belgia i Niemcy. Udział technologii *offshore* w miksie jest najwyższy w Danii, gdzie wynosi 26 proc.

Wykres 1. Udział morskiej energetyki wiatrowej w miksie elektroenergetycznym w krajach Europy w 2024 r. (w proc.)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Wind Europe.

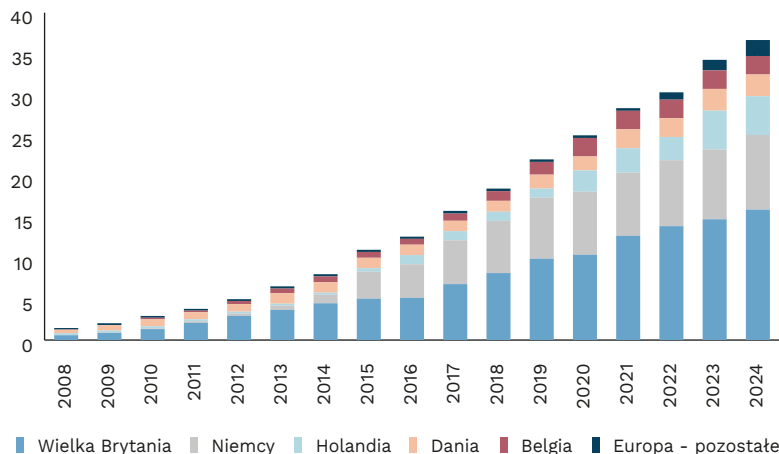
Możliwość zwiększenia mocy projektów oznaczała konieczność znacznie większego nakładu kapitałowego. **W latach 1990–2005, czyli w początkowej fazie rozwoju technologii *offshore*, aż 86 proc. projektów było finansowane z udziałem podmiotów publicznych (państwa, spółek skarbu państwa lub krajowych banków rozwoju). W latach 2006–2020 udział ten obniżył się do 40 proc.** (Rentier, Lelieveldt, Kramer, 2023).

Morska energetyka wiatrowa stała się wysoce umiędzynarodowionym sektorem. Choć wszystkie technologie OZE odnotowały wzrost udziału projektów międzynarodowych w ostatnich dwóch dekadach, to liderem zestawienia jest **morska energetyka wiatrowa, w której udział transgranicznych przepływów kapitałowych¹ w latach 2004–2022 wyniósł 76 proc.** (w porównaniu ze średnią dla wszystkich OZE na poziomie 46 proc.). Umiędzynarodowienie sektora *offshore* może wynikać ze złożoności projektów, ich długiego czasu trwania i kapitałochłonności. Wśród inwestorów zagranicznych w morskiej energetyce wiatrowej dominują duże przedsiębiorstwa energetyczne i krajowe banki

¹ Transgraniczne przepływy kapitałowe obejmują bezpośrednie inwestycje zagraniczne, inwestycje portfelowe i pożyczki.

inwestycyjne (Eberhart i in., 2025). **W latach 2008-2024 łączna moc zainstalowana w sektorze offshore wzrosła 25-krotnie – z 1,5 GW do 37 GW.**

Wykres 2. Moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej w Europie w latach 2008-2024 (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych European Wind Energy Association i Wind Europe.

Rozwój sektora na Morzu Bałtyckim

Ramy nadbałtyckiej współpracy w zakresie morskiej energetyki wiatrowej określa *Baltic Energy Market Interconnection Plan* (BEMIP) – unijna inicjatywa zapoczątkowana już w 2008 r. W 2022 r. państwa regionu – Dania, Estonia, Finlandia, Litwa, Łotwa, Niemcy, Polska i Szwecja – podpisały Deklarację marienburgską, w ramach której zadeklarowały intensywny rozwój morskiej energetyki wiatrowej, celem osiągnięcia w 2030 r. 19,6 GW łącznej mocy zainstalowanej w akwenie Morza Bałtyckiego (www3). Realizacja tych założeń oznaczałaby 5-krotny wzrost względem obecnej mocy zainstalowanej na Bałtyku, która w 2025 r. wynosi 3,5 GW. Znacznie wyżej ocenia się techniczny potencjał dla morskiej energetyki wiatrowej w akwenie Morza Bałtyckiego, który wynosi 93 GW (www4).

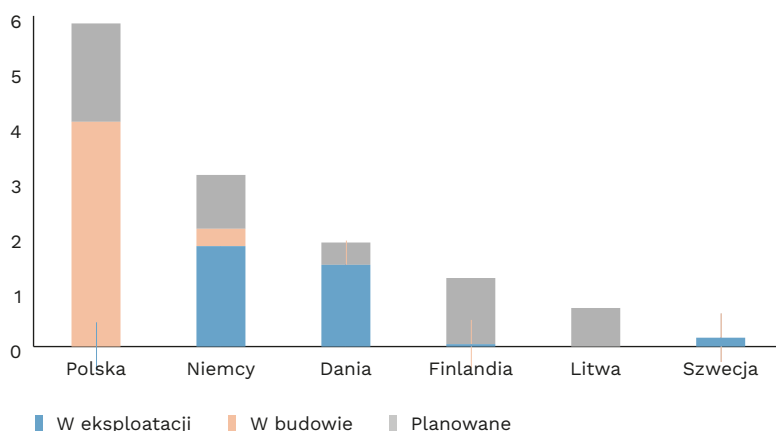
Dania, Niemcy, Szwecja i Finlandia stanowią w 2025 r. jedyne państwa nadbałtyckie, które posiadają czynne morskie farmy wiatrowe na Bałtyku.

Niebawem dołączy do nich Polska – na 2026 r. planowane jest uruchomienie Baltic Power. Szwecja posiada jedynie 158 MW mocy zainstalowanej *offshore* i planuje rozwój sektora. Pomimo znacznego potencjału technicznego (nawet 41 GW; www5) w 2024 r. odrzuciła lub wstrzymała 13 projektów *offshore* na

południowym i środkowym Bałtyku – w tym należący do OX2 i Ingka Investments giga-projekt Aurora (ok. 5,5 GW) – uzasadniając decyzję koniecznością ochrony „kluczowych interesów obronnych państwa”. Szwedzkie siły zbrojne wskazały, że rozległe farmy wiatrowe mogłyby utrudniać prowadzenie ćwiczeń wojskowych, ograniczać swobodę operacyjną Marynarki Wojennej oraz kolidować z infrastrukturą wykrywania i monitoringu na Bałtyku (www6).

W latach 2025-2030 moc zainstalowana na Morzu Bałtyckim może wzrosnąć 4-krotnie i osiągnąć poziom 14,2 GW. W państwach Morza Bałtyckiego zainicjowano kilkadziesiąt projektów morskiej energetyki wiatrowej, z czego 14 projektów ma szansę na rozpoczęcie eksploatacji do 2030 r. 50 proc. z nich to polskie projekty I fazy wsparcia o łącznej planowanej mocy zainstalowanej do 5,9 GW.

Wykres 3. Potencjalna moc zainstalowana *offshore* w akwenie Morza Bałtyckiego w 2030 r. (w GW)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych deweloperów i komunikatów prasowych.

Dania i Niemcy pozostają liderami sektora nie tylko w regionie, ale również na świecie (zwłaszcza jako czołowi producenci turbin wiatrowych) i stanowią globalne centrum kompetencji *offshore* jako pionierzy technologii.

Modele własności w Danii w większości opierają się na dominacji państwowego Ørsted, który jako deweloper-operator współpracuje z innymi inwestorami (również międzynarodowymi), natomiast państwo zachowuje strategiczną (większościową) kontrolę nad rozwojem infrastruktury. W Estonii, Litwie i Łotwie większość projektów jest we wczesnej fazie rozwoju, dopiero na etapie planowania. Inwestycje w dużej mierze oparte są na modelach, w których państwo pełni aktywną rolę (licencje, przestrzeń morską, nadzór

infrastrukturalny), ale właściwe inwestycje są realizowane przez podmioty prywatne. Szczególnie rzadkim przykładem jest projekt ELWIND (Estonia i Łotwa), nieczęsto spotykany w energetyce *offshore* w Europie model dwupaństwowy.

Typologia modeli własności

Model spółdzielczy

Podmioty zaangażowane: indywidualni inwestorzy, spółdzielnie (*cooperatives*), miejskie przedsiębiorstwa komunalne, jednostki samorządu terytorialnego.

Cechy modelu: inwestycje były finansowane przede wszystkim poprzez kapitał społeczności lokalnych, co sprzyjało wysokiej partycypacji obywatelskiej. Relatywnie niskie wymagania administracyjno-środowiskowe ograniczały koszty transakcyjne. W ramach wsparcia państwowego w Danii stosowano taryfy gwarantowane (*feed-in tariffs*).

Wielkość projektów: projekty charakteryzowała niska moc zainstalowana (5-40 MW), co przekładało się na niski CAPEX.

Model spółdzielczy opierał się na rozproszonej własności, w ramach której lokalne społeczności pełniły jednocześnie rolę inwestorów, odbiorców energii i uczestników procesu decyzyjnego. Modele te służyły nie tylko finansowaniu projektów, lecz także konsolidacji społecznej akceptacji i nadawaniu lokalnej legitymizacji inwestycjom energetycznym (*social license to operate*). W pionierskich projektach *offshore* o skali 5-40 MW realizowanych w Danii w latach 90. i na początku XXI w., takich jak Middelgrunden czy Samsø, stosowano spółdzielczy model własności (indywidualni inwestorzy lokalni tworzący spółdzielnię), lecz w uzupełnieniu o wsparcie miejskiego przedsiębiorstwa komunalnego (Middelgrunden) lub gminy (Samsø).

Model narodowego czempiona

Podmioty zaangażowane: najczęściej państwowe przedsiębiorstwa energetyczne, takie jak Ørsted (wcześniej DONG/DONG Energy), Vattenfall, RWE, EnBW, E.ON.

Cechy modelu: własność była scentralizowana, a w projektach stosowano finansowanie bilansowe, co oznaczało, że przedsiębiorstwa finansowały

inwestycję z własnego kapitału, zdolności kredytowej i zadłużenia korporacyjnego. W ramach wsparcia państwo stosowało taryfy gwarantowane lub systemy zielonych certyfikatów.

Wielkość projektów: morskie farmy wiatrowe miały moc zainstalowaną od kilkudziesięciu MW do kilkuset MW.

Faza adaptacji rynkowej, która przypadła na pierwsze lata XXI w., charakteryzowała się **wysoką koncentracją własności – duńscy deweloperzy DONG i Elsam odpowiadali za 54 proc. europejskich projektów offshore w latach 2002-2008**. Przedsiębiorstwa energetyczne pełniły jednocześnie rolę dewelopera, właściciela i operatora.

Model konsorcjalny

Podmioty zaangażowane: konsorcja przedsiębiorstw energetycznych, np. Ørsted i E.ON; E.ON i Masdar; RWE i SSE; Vattenfall i Stadtwerke.

Cechy modelu: model spopularyzował się w miarę dojrzewania rynku i był odpowiedzią na rosnącą wraz z postępem technologicznym skalę projektów. Stworzenie konsorcjum pozwalało przedsiębiorstwom na współdzielenie nakładów kapitałowych i ryzyka.

Wielkość projektów: projekty osiągały moc zainstalowaną powyżej 100 MW.

Dominującym modelem w latach 2009-2015 stały się konsorcja dwóch lub więcej podmiotów (Dedecca, Hakvoort, Ortt, 2016). W 2013 r. 72 proc. europejskiej mocy zainstalowanej w morskiej energetyce wiatrowej należało do przedsiębiorstw energetycznych (www7). Koncentracja własności nieznacznie wzrosła w okresie stabilizacji rynkowej (2009-2015), kiedy to 58 proc. udziału w rynku należało do przedsiębiorstw DONG i RWE.

Model spółek celowych

Podmioty zaangażowane: przedsiębiorstwa energetyczne jako deweloperzy, operatorzy lub właściciele; banki komercyjne, banki inwestycyjne lub państwo jako kredytodawcy.

Cechy modelu: morskie farmy wiatrowe mają moc zainstalowaną rzędu kilkuset megawatów lub większą. Inwestycje zazwyczaj zarządzane są przez specjalnie powołane spółki celowe (*special purpose vehicle*, SPV), które pozyskują kapitał poprzez finansowanie projektowe (*project finance*). Kluczowym elementem jest stosowanie standaryzowanych umów kontraktowych, które

ograniczają ryzyka techniczne i finansowe oraz zwiększają przejrzystość dla kredytodawców.

Wielkość projektów: morskie farmy wiatrowe mają moc zainstalowaną rzędu kilkuset megawatów lub większą (nawet powyżej 1 GW).

W fazie stabilizacji rynkowej i później projekty morskich farm wiatrowych coraz częściej były strukturyzowane w modelu *project finance*, w ramach którego:

- ▶ tworzy się specjalne spółki, które prawnie i finansowo funkcjonują jako podmioty odrębne od spółki matki;
- ▶ podstawowym kryterium decydującym o udzieleniu finansowania nie jest wiarygodność kredytowa podmiotu, lecz ocena opłacalności samego projektu i jego potencjalnych przychodów (Steffen, 2018).

Model finansowania projektowego jest powszechnie stosowany w realizacji kapitałochłonnych inwestycji infrastrukturalnych, w tym inwestycji w OZE, ponieważ pozwala na uniknięcie tzw. *contamination risk* poprzez odseparowanie wyników finansowych projektu od przedsiębiorstwa. Aktywa i przepływy pieniężne właściciela SPV nie służą jako gwarancja kredytowa projektu (Steffen, 2018).

Konsekwencją stabilizacji rynkowej w morskiej energetyce wiatrowej było zróżnicowanie pomiędzy typami inwestorów. Ioannou i in. (2017) wyróżniają trzy kategorie:

- ▶ **realizatorzy (*own-build-transfer investors*)** – przeprowadzają fazę planowania i budowy, a następnie zbywają część udziałów (najczęściej mniejszościową) na etapie eksploatacji. Najczęściej do takich inwestorów należą państwowe przedsiębiorstwa energetyczne, takie jak Ørsted, Vattenfall, RWE;
- ▶ **inicjatorzy (*pre-commissioning investors*)** – uczestniczą w projekcie na początku jego cyklu życia, zazwyczaj od etapu przetargu, lecz sprzedają swoje udziały na etapie budowy lub nawet jeszcze na etapie planowania, kiedy pozyskuje się decyzje środowiskowe i pozwolenie na budowę. Najczęściej należą do nich prywatne przedsiębiorstwa energetyczne;
- ▶ **późni inwestorzy (*late-entry investors*)** – zazwyczaj nabywają udziały w fazie eksploatacji, rzadziej na etapie budowy. Do tej grupy najczęściej należą podmioty niezwiązane bezpośrednio z sektorem energetycznym, np. fundusze infrastrukturalne, inwestorzy instytucjonalni czy inwestorzy korporacyjni.

Model *farm-down*

Podmioty zaangażowane: przedsiębiorstwa energetyczne (Ørsted, Vattenfall, RWE, Equinor) jako deweloperzy. Fundusze infrastrukturalne (CIP, Macquarie), fundusze emerytalne (PGGM, PensionDanmark) jako późniejsi inwestorzy.

Cechy modelu: projekty realizowane są w modelu SPV + *project finance*, lecz na etapie budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej właściciel (najczęściej przedsiębiorstwo energetyczne lub deweloper OZE) sprzedaje część udziałów inwestorom spoza sektora energetycznego.

Wielkość projektów: morskie farmy wiatrowe mają moc zainstalowaną rzędu kilkuset megawatów lub większą (nawet powyżej 1 GW).

Wraz z rozwojem sektora morskiej energetyki wiatrowej, rynek ewoluował w stronę tzw. modelu *farm-down*. W miarę postępów w projekcie, na etapie przechodzenia od fazy planowania i budowy do eksploatacji, zmniejszają się ryzyka z nim związane, a wraz z nimi oczekiwania potencjalnych inwestorów dotyczące zwrotu z inwestycji. Przedsiębiorstwa wyspecjalizowane w morskiej energetyce wiatrowej pełnią rolę deweloperów i ponoszą początkowe ryzyka związane z planowaniem i budową inwestycji. Zmiana profilu ryzyka wraz z postępem inwestycji pozwala deweloperom na korzystne refinansowanie, tj. sprzedaż udziałów w projekcie inwestorom instytucjonalnym. Kontrakty różnicowe (*contracts for difference*, CfD) z ceną minimalną, która zabezpiecza większość przychodów z projektu, ułatwiają ten proces i gwarantują długoterminową stabilność cen. Pionierem tego modelu był Ørsted (Dukan i in., 2023).

Ramka 1. Anholt jako przykład modelu *farm-down*

Anholt to morska farma wiatrowa położona w duńskiej cieśninie Kattegat. Farma składa się ze 111 turbin Siemens SWT 3.6-120 o łącznej mocy 400 MW. W latach 2013-2019 Anholt była największą morską farmą wiatrową w Danii. DONG Energy (dziś Ørsted) otrzymał koncesję na budowę inwestycji w 2010 r. i był wówczas jedynym właścicielem projektu. Na etapie budowy, w marcu 2011 r., DONG Energy sprzedał 50 proc. swoich udziałów konsorcjum, w którego skład wchodziły dwa duńskie fundusze emerytalne. PensionDanmark nabyło 30 proc. udziałów, a PKA pozostałe 20 proc. Partnerstwo pozwala trzem zaangażowanym podmiotom na współdzielenie kosztów operacyjnych i zysków.

Rozwój sektora w Polsce

Pierwsze udokumentowane zamiary rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce pojawiły się już w 2009 r., w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku (Ministerstwo Gospodarki, 2009). Nowelizacja Ustawy o obszarach morskich RP w 2011 r. wprowadziła zmiany mające na celu umożliwienie budowy morskich farm wiatrowych w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej. Zmiany dotyczyły przede wszystkim procedury i warunków wydawania pozwoleń na budowę infrastruktury, tj. wznoszenie sztucznych wysp, budowy konstrukcji i instalacji urządzeń. Pierwsze morskie farmy wiatrowe uzyskały pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp (PSZW) w latach 2012–2013. **W 2021 r. weszła w życie tzw. Ustawa offshore, która ustanowiła system wsparcia w postaci kontraktów różnicowych dla obu planowanych faz wsparcia.** Ten model pomocy publicznej oznacza, że państwo ponosi część ryzyka inwestycyjnego związanego z projektem. **Kontrakty różnicowe będą obowiązywać przez 25 lat od pierwszego wprowadzenia przez farmę energii elektrycznej do sieci.** W ramach kontraktu inwestor ma zagwarantowaną tzw. cenę referencyjną (*strike price*). Jeśli cena rynkowa energii jest wyższa, to inwestor zwraca tę różnicę, a jeśli jest niższa – dopłaca państwo. Według założeń zaktualizowanego w grudniu 2025 r. Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (Ministerstwo Energii, 2025), w 2040 r. morska energetyka wiatrowa może odpowiadać za 18–21 proc. produkcji energii elektrycznej i stanowić 9–10 proc. łącznej mocy wytwórczej systemu.

I faza wsparcia

Beneficjentami I fazy wsparcia były podmioty, które wykazały udokumentowane zaawansowanie w rozwoju projektów, tj. posiadały m.in. PSZW, decyzje środowiskowe i warunki przyłączeniowe. Wsparcie w ramach I fazy przyznawane było na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W 2021 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska wydało rozporządzenie określające cenę maksymalną CfD dla I fazy na poziomie 319,6 PLN/MWh.

W I fazie wsparcia rozwijanych jest 7 projektów o łącznej mocy do 5,9 GW, z których cztery (Baltic Power, Baltica 2, MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III) posiadają już decyzje inwestycyjne (FID). Polska jest państwem, które w latach

2025-2030 może dokonać najbardziej dynamicznego skoku w morskiej energetyce wiatrowej w regionie.

Tabela 1. Realizowane w Polsce projekty morskich farm wiatrowych (I faza wsparcia)

Nazwa farmy	Moc (MW)	Planowane rozpoczęcie eksploatacji (rok)	Właściciele	Status
Baltic Power	1200	2026	ORLEN (51 proc.), Northland Power (kanadyjskie przedsiębiorstwo energetyczne, 49 proc.)	W budowie (FID)
Baltica 2	1498	2027	PGE Polska Grupa Energetyczna (50 proc.), Ørsted (duńskie przedsiębiorstwo energetyczne, 50 proc.)	W budowie (FID)
Baltica 3	1045	2030	PGE Polska Grupa Energetyczna (50 proc.), Ørsted (50 proc.)	Planowana
MFW Bałtyk II	720	2028	Polenergia (50 proc.), Equinor (norweskie przedsiębiorstwo energetyczne, 50 proc.)	W budowie (FID)
MFW Bałtyk III	720	2028	Polenergia (50 proc.), Equinor (50 proc.)	W budowie (FID)
BC-Wind	390	2028	Ocean Winds (<i>joint venture</i> pomiędzy EDP Renewables i ENGIE, 100 proc.)	Planowana
F.E.W. Baltic II	350	2030	RWE Renewables (100 proc.). To jedyny projekt I fazy wsparcia, w którym nie uczestniczy polski partner	Planowana

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych spółek i komunikatów prasowych.

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce charakteryzuje się zastosowaniem modeli własności typowych dla etapu standaryzacji i profesjonalizacji rynku, który nastąpił po 2016 r. **Siedem projektów I fazy, o łącznej mocy niemal 6 GW, rozwijanych jest niemal wyłącznie w formule *joint venture***, w konsorcjach łączących państwowe lub prywatne przedsiębiorstwa energetyczne z podmiotami zagranicznymi wyspecjalizowanymi w technologii *offshore*. Jedynym wyjątkiem jest projekt F.E.W. Baltic II, realizowany wyłącznie przez niemieckie RWE Renewables. Ze względu na brak doświadczenia polskich przedsiębiorstw w sektorze *offshore*, konsorcja z zagranicznymi liderami sektora pozwoliły na realizację projektów z wykorzystaniem kompetencji doświadczonych partnerów. Formuła *joint venture* czyniła również inwestycje bardziej wiarygodnymi wobec kredytodawców. Ponadto model ten pozwolił polskim przedsiębiorstwom na współdzielenie ryzyk finansowych, regulacyjnych i technicznych z partnerami. Polskie projekty od początku korzystają z modelu **SPV + project finance**, w przeciwieństwie do pierwszych wielkoskalowych projektów w Danii i Niemczech, gdzie większość inwestycji realizowano ze środków finansowania bilansowego. Model SPV pozwala na precyzyjną alokację ryzyka i sprzyja napływowi kapitału dłużnego z instytucji

finansowych. Obserwując trendy w sektorze morskiej energetyki wiatrowej w Europie, można uznać za prawdopodobne, że polskie inwestycje w kolejnych latach zastosują model *farm-down* i otworzą przestrzeń dla inwestorów instytucjonalnych, takich jak fundusze infrastrukturalne i fundusze emerytalne.

II faza wsparcia

W przeciwieństwie do I fazy, w II fazie wsparcie nie będzie przyznawane na podstawie decyzji administracyjnych Prezesa URE, lecz w ramach aukcji.

W II fazie odbędą się cztery aukcje o łącznej mocy do 12 GW. Pierwsza z nich miała miejsce w grudniu 2025 r. Według rozporządzenia Ministerstwa Klimatu i Środowiska opublikowanego w styczniu 2025 r., ceny maksymalne w II fazie będą się różnić w zależności od lokalizacji i wyniosą:

- ▶ 485,71 PLN/MWh dla obszarów położonych na bliższej Ławicy Odrzanej oraz wschodniej części Ławicy Słupskiej,
- ▶ 499,33 PLN/MWh dla obszarów położonych na zachodniej części Ławicy Słupskiej,
- ▶ 512,32 PLN/MWh dla obszarów położonych na dalszej Ławicy Środkowej.

Oparta na konkurencyjnych aukcjach II faza potencjalnie otwiera sektor na nowe podmioty, wcześniej niezaangażowane w rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Jednocześnie liderami przygotowań do II fazy są podmioty zaangażowane również w I fazę: Orlen, PGE i Polenergia/Equinor. Otwartą kwestią pozostają potencjalne modele własności, które zostaną przyjęte w projektach II fazy. Jako podmioty już funkcjonujące na rynku, polskie przedsiębiorstwa mogą w II fazie częściej występować w roli liderów konsorcjów i/lub jako większościowi właściciele, choć z dużym prawdopodobieństwem nadal w ramach *joint venture*.

Wnioski

Słabsze kapitałowo państwa regionu, które rozwijają projekty morskich farm wiatrowych na etapie dojrzałości i profesjonalizacji rynku (jak Polska, Litwa czy Łotwa), opierają rozwój sektora na partnerstwach z zagranicznymi koncernami energetycznymi i inwestorami finansowymi. W Polsce pierwsze projekty uruchamiane są w formie *joint venture* między krajowymi przedsiębiorstwami energetycznymi a globalnymi deweloperami (np. ORLEN i Northland, PGE i Ørsted, Equinor i Polenergia) przy równoległym napływie kapitału inwestorów instytucjonalnych.

Struktura własności i sposób zarządzania projektami *offshore* mogą wzmocniać lub osłabiać **legitymizację społeczną morskiej energetyki wiatrowej**. Zmiany w modelach własności od lat 90. do współczesności pokazują wyraźne odejście od lokalnego, rozproszonego wymiaru własności i partycypacji obywatelskiej do koncentracji własności pośród niewielkiej liczby międzynarodowych przedsiębiorstw energetycznych i (również międzynarodowych) inwestorów instytucjonalnych.

Analiza zmian w modelach własności w Europie wskazuje na kilka kierunków, w jakich Polska może rozwijać sektor *offshore*, aby wykorzystać swoje strategiczne położenie i dużą skalę inwestycji. Po pierwsze, projekty realizowane obecnie w ramach I fazy wsparcia tworzą solidną podstawę do budowy krajowego łańcucha dostaw, choć jego rozwój będzie zależeć od skali i charakteru inwestycji w II fazie wsparcia w latach 2025-2029. Z literatury wynika, że wielkoskalowe i możliwe do replikacji projekty pozwalają przedsiębiorstwom na zwiększenie roli w międzynarodowych łańcuchach wartości i stopniowe pozyskiwanie kompetencji technologicznych. **Polska, mając perspektywę nawet 16,1 GW mocy zainstalowanej po II fazie wsparcia, ma szansę stać się głównym hubem portowym, montażowym i serwisowym dla południowej części Baltyku.**

Po drugie, struktura własnościowa polskich inwestycji – silnie umiędzynarodowiona, lecz równie silnie oparta na krajowych partnerach kontrolujących projekty – może sprzyjać transferowi kompetencji, ale jednocześnie oznacza, że część korzyści ekonomicznych będzie dzielona z inwestorami zagranicznymi. W celu rozwoju nie tylko mocy zainstalowanej, lecz również kompetencji technologicznych polskiego sektora *offshore*, w dłuższej perspektywie

kluczowe będzie wzmacnianie pozycji polskich przedsiębiorstw nie tylko jako współwłaścicieli, lecz także jako operatorów i dostawców usług – zwłaszcza w obszarze projektowania, eksploatacji i serwisu.

Po trzecie, Polska może zwiększyć zaangażowanie w projekty międzynarodowe. Modele transgraniczne – takie jak projekt ELWIND rozwijany przez Estonię i Łotwę – tworzą przestrzeń do budowy infrastruktury służącej kilku krajom jednocześnie. Istnieją obszary, w których **Polska mogłaby pełnić rolę integratora – szczególnie w zakresie infrastruktury portowej i kablowej oraz usług projektowych i serwisowych.**

Bibliografia

- Dedecca, J.G., Hakvoort, R.A., Ortt, J.R. (2016), *Market strategies for offshore wind in Europe. A development and diffusion perspective*, "Renewable & Sustainable Energy Reviews", No. 66, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.007>.
- Dukan, M., Gumber, A., Egli, F., Steffen, B. (2023), *The role of policies in reducing the cost of capital for offshore wind*, "iScience", No. 26(6), <https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.106945>.
- Eberhart, S. Schmidt T.S., Steffen, B., Egli, F. (2025), *The internationalization of renewable energy finance*, "iScience", No. 28, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2025.112367>.
- Ioannou, A., Vaienti, C., Angus, A., Brennan, F. (2017), *A cluster analysis of investment strategies in the offshore wind energy market*, https://strathprints.strath.ac.uk/64638/1/ioannou_etal_ICCEP2017_A_cluster_analysis_of_investment_strategies_in_the_offshore.pdf [dostęp: 17.12.2025].
- Komisja Europejska (2020), *Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741> [dostęp: 25.11.2025].
- Komisja Europejska, Królestwo Danii, Republika Federalna Niemiec, Republika Estońska, Republika Łotewska, Republika Litewska, Rzeczpospolita Polska, Republika Finlandii, Królestwo Szwecji (2020), *Baltic Sea offshore wind joint declaration of intent*, Szczecin, Polska.
- Markard, J., Petersen, R. (2009), *The offshore trend: Structural changes in the wind power sector*, "Energy Policy", No. 37(9), <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.015>.
- Ministerstwo Energii (2025), *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r., z perspektywą do 2040 r.*, <https://www.gov.pl/attachment/24319805-0373-4a6b-8e3e-8bb08567c76a> [dostęp: 17.12.2025].
- Ministerstwo Gospodarki (2009), *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, https://www.gov.pl/documents/33372/436746/DE_Polityka_energetyczna_ost_2030.pdf/78b689ec-62ec-af88-b0d7-decf95abdb70 [dostęp: 17.12.2025].
- Rentier, G., Lelieveldt, H., Kramer, G.J. (2023), *The Political Economy of Offshore Wind Power: Varieties in Ownership and the Introduction of New Low Carbon Technology*.

Steffen, B. (2018), *The importance of project finance for renewable energy projects*, "Energy Economics", No. 69, <https://doi.org./10.1016/j.eneco.2017.11.006>.

(www1) https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2024-12-18_en [dostęp: 17.12.2025].

(www2) <https://www.pse.pl/web/pse-eng/-/estonian-latvian-and-lithuanian-power-systems-successfully-synchronised-with-continental-europe> [dostęp: 17.12.2025].

(www3) [https://www.en.kefm.dk/Media/637975454923038956/Declaration of Energy Ministers_310822.pdf](https://www.en.kefm.dk/Media/637975454923038956/Declaration_of_Energy_Ministers_310822.pdf) [dostęp: 17.12.2025].

(www4) https://cdn.table.media/assets/wp-content/uploads/2025/05/13194330/BEMIP-Memorandum-of-Understanding_final.pdf [dostęp: 17.12.2025].

(www5) <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2021/12/Offshore-wind-development-key-to-meet-Swedens-climate-and-growth-targets.pdf> [dostęp: 17.12.2025].

(www6) <https://windeurope.org/newsroom/press-releases/sweden-puts-its-industrial-competitiveness-and-energy-security-at-risk/> [dostęp: 17.12.2025].

(www7) https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Financing_Offshore_Wind_Farms.pdf [dostęp: 17.12.2025].

Spis tabel, ramek i wykresów

SPIS TABEL

Tabela 1. Realizowane w Polsce projekty morskich farm wiatrowych (I faza wsparcia)	19
---	----

SPIS RAMEK

Ramka 1. Anholt jako przykład modelu <i>farm-down</i>	17
---	----

SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Udział morskiej energetyki wiatrowej w miksie elektroenergetycznym w krajach Europy w 2024 r. (w proc.)	10
Wykres 2. Moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej w Europie w latach 2008-2024 (w GW)	11
Wykres 3. Potencjalna moc zainstalowana <i>offshore</i> w akwenie Morza Bałtyckiego w 2030 r. (w GW)	12

Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* ekonomiczny z historią sięgającą 1928 roku. Instytut przygotowuje raporty, analizy i rekomendacje dotyczące kluczowych obszarów gospodarki oraz życia społecznego w Polsce, z uwzględnieniem sytuacji międzynarodowej. Jego obszary badawcze to przede wszystkim makroekonomia, energia, gospodarka światowa, gospodarka cyfrowa, ekonomia behawioralna oraz procesy społeczne.



Polski
Instytut
Ekonomiczny