



# Energetyka morska

Z wiatrem czy pod wiatr?

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

#### AUTOR

dr Jan Rączka, Forum Energii

#### WSPÓŁPRACA

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, Forum Energii

#### PODZIĘKOWANIA

Serdecznie dziękujemy za pomoc, komentarze i uwagi, dzięki którym powstał niniejszy raport. W jego tworzeniu szczególnie pomogli nam:

Janusz Gajowiecki z Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej oraz Matthias Buck, Andreas Graf, dr Fabian Joas i Frank Peters z Agora Energiewende.

04	Wstęp
05	Wprowadzenie
06	Rekomendacje
07	Kontekst
10	Specyfika morskiej energetyki wiatrowej
12	Na jakim etapie jesteśmy w Polsce?
16	Wpływ na krajowy system energetyczny
23	Koszty
25	Możliwości obniżenia kosztu kapitału
28	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>
29	Podsumowanie
30	Materiały źródłowe

## Wstęp

Dużo się mówi w Polsce o nowym otwarciu polskich firm na morską energetykę wiatrową. Obok energetyki słonecznej, wiatraki na morzu są najszybciej rozwijającą się technologią odnawialną w Europie. Najważniejszym powodem sukcesu jest wzrost efektywności produkcji i spadek kosztów. Jeszcze 10 lat temu za 1 MWh trzeba było zapłacić ponad 1000 zł. Dzięki rozwojowi technologii oraz optymalizacji kosztów przyłączenia wiatraków na morzu koszty spadły do 340 – 380 zł/MWh w zależności od projektu. Ponieważ cała Unia Europejska przyjęła ambitne cele dla rozwoju energetyki w 2030 r. w zakresie OZE i redukcji emisji CO<sub>2</sub>, można poszukiwać dodatkowych metod obniżenia kosztów – np. poprzez synergię z innymi bałtyckimi projektami w celu obniżenia kosztów przyłączenia do sieci. Energetyka morska ma znaczący potencjał przemysłowy i polskie firmy mogą skorzystać na tworzeniu sektora offshore w Polsce.

Jednak fakt, że energetyka morska jest coraz tańsza i polski przemysł mógłby budować strategię rozwoju w oparciu o morską energetykę wiatrową, to za mało. Najważniejsza jest analiza możliwości integracji tego źródła w krajowym systemie energetycznym. Każde źródło energii ma inną specyfikę pracy i emisyjność – atom, węgiel, gaz, słońce i wiatr dostarczają energii o innej specyfice. Dlatego istotne jest określenie polskiego miksu energetycznego. Nie ma już wątpliwości, że polska energetyka potrzebuje modernizacji i niskoemisyjnej dywersyfikacji. Staramy się w poniższym, krótkim opracowaniu odpowiedzieć na pytanie, jak energetyka morska może uzupełnić moce w krajowym systemie energetycznym, aby mógł bezpiecznie działać w kolejnych latach. Zwracamy też uwagę na to, jak duże znaczenie dla ceny energii z morskich farm wiatrowych ma obniżenie kosztu kapitału.

Zachęcamy do debaty.

Z poważaniem  
**Joanna Maćkowiak Pandera**  
Prezes Forum Energii

# 1. Wprowadzenie

Morska energetyka wiatrowa rozwija się w Unii Europejskiej bardzo szybko, stając się ważnym i coraz tańszym źródłem czystej energii. Pod koniec 2017 r. w 92 morskich farmach wiatrowych państw europejskich było zainstalowanych 15,8 GW mocy. Polska stoi przed szansą rozwinięcia tego sektora, co przyniesie jej korzyści energetyczne, ekologiczne i gospodarcze. Biorąc pod uwagę czas realizacji i stopień zaawansowania rozpoczętych projektów, można przyjąć, że 8–10 GW mocy pochodzącej z morskich elektrowni wiatrowych zostanie uruchomione do roku 2035, o ile decyzje w tej sprawie zapadną w najbliższych dwóch latach. Roczna produkcja energii wyniesie około 32–40 TWh, zmniejszając emisję CO<sub>2</sub> o 25–31 mln ton rocznie, czyli o 20–25% względem obecnego poziomu emisji z energetyki.

Projekt morskich farm wiatrowych wesprze realizację przez Polskę celu ograniczenia emisji dwutlenku węgla i rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) w 2030 r. oraz przyczyni się do pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Celem artykułu jest:

- Określenie potencjału morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.
- Oszacowanie kosztów programu i wskazanie metody ich ograniczenia.
- Ocena możliwości uzupełnienia polskiego miksu energetycznego morską energetyką wiatrową.
- Wskazanie najważniejszych działań mających na celu skuteczną integrację tych źródeł w systemie energetycznym.

## 2. Rekomendacje

### **Podjęcie decyzji o rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.**

Konieczne jest wdrożenie działań już teraz, aby uruchomić pierwsze elektrownie przed rokiem 2030. Najpilniejszym zadaniem jest odzwierciedlenie specyfiki tego sektora w Ustawie o odnawialnych źródłach energii.

### **Skrócenie czasu przygotowania do uruchomienia farmy na morzu.**

Obecnie zabiera to 14 lat. Przyspieszenie procesu uzyskiwania przez inwestorów pozwoleń wymaga zarówno czynności legislacyjnych, jak i sprawniejszego działania organów administracji publicznej.

### **Zmniejszenie ryzyka regulacyjnego.**

Zmniejszenie ryzyka regulacyjnego obniża koszt kapitału pozyskiwanego przez inwestorów, co implikuje niższe koszty energii z morskich farm wiatrowych. Jedną z możliwości jest uruchomienie instrumentu finansowego, który będzie chronił inwestorów przed tym ryzykiem.

### **Wzmocnienie i rozbudowanie sieci wysokiego napięcia na północy kraju.**

Potrzebna jest mocniejsza sieć biegnąca wzdłuż wybrzeża Morza Bałtyckiego, aby możliwe było przyłączenie do niej morskich farm wiatrowych. Ponadto należy zapewnić transfer energii z północy na południe kraju.

### **Zacieśnienie współpracy międzynarodowej w regionie Morza Bałtyckiego.**

Budowa morskich połączeń transgranicznych ułatwi integrację dużej ilości energii z wiatru na morzu.

## 3. Kontekst

### 3.1 Morskie elektrownie wiatrowe w Unii Europejskiej

Unia Europejska jest prekursorem i globalnym liderem morskiej energetyki wiatrowej. Pod koniec 2017 r. w jej 11 krajach członkowskich pracowały 92 morskie farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 15,8 GW (WindEurope, 2018).

Tabela 1. Łączna zainstalowana moc w morskich elektrowniach wiatrowych w 11 krajach UE na koniec 2017 roku

Kraj	MW	Udział
Wielka Brytania	6835	43%
Niemcy	5355	34%
Dania	1266	8%
Holandia	1118	7%
Belgia	877	6%
Pozostałe	328	2%
RAZEM	15779	100%

7

Źródło: opracowanie własne na podstawie WindEurope (2018).

Charakterystyka morskiej energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej:

- Lokalizacja

Farmy wiatrowe zostały wybudowane głównie na Morzu Północnym (71% zainstalowanej mocy), Morzu Irlandzkim (16%) i Morzu Bałtyckim (12%).

- Kraje

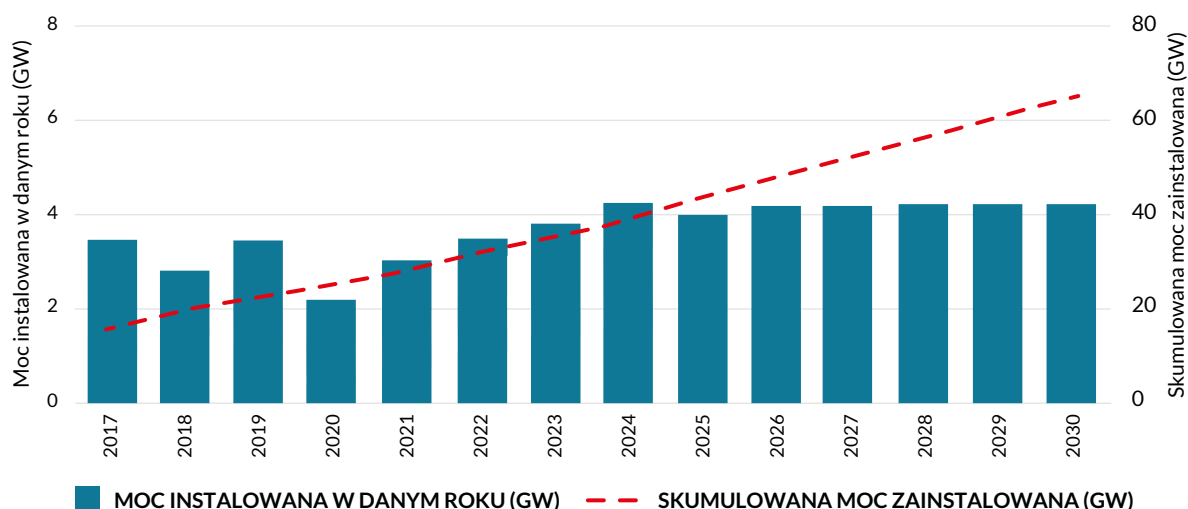
Jak pokazuje tabela 1, największe moce zainstalowały Wielka Brytania i Niemcy, odpowiednio 43% i 34%. Ważnymi graczami na tym rynku są również Dania (8%), Holandia (7%) i Belgia (6%).

- Firmy

Największy udział w portfolio morskich farm wiatrowych mają przedsiębiorstwa z północy Europy. Liderami są: Ørsted (17%), E.ON (7%), Innogy (7%) oraz Vattenfal (7%).

Perspektywy rozwoju tego sektora są bardzo dobre. Europejskie stowarzyszenie energetyki wiatrowej WindEurope (2017) prognozuje, że do roku 2030 wolumen zainstalowanej mocy wzrośnie ponad czterokrotnie, osiągając w UE 64 GW (scenariusz bazowy). Zasoby te zostaną uruchomione przy długoterminowym jednostkowym koszcie energii elektrycznej (*levelized cost of electricity*, LCOE) na poziomie 65 euro za MWh, wraz z kosztem przyłączenia do sieci.

Wykres 1. Prognoza wzrostu mocy morskich elektrowni wiatrowych w Unii Europejskiej



8

Źródło: opracowanie własne na podstawie WindEurope (2017).

### 3.2. Potrzeby systemu energetycznego w Polsce

Krajowy System Energetyczny (KSE) stoi przed szeregiem wyzwań, które ściśle wiążą się z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej.

Do najważniejszych z nich należą:

- zaspokojenie rosnącego popytu na energię,
- odtworzenie i rozbudowa potencjału wytwórczego,
- zdywersyfikowanie zasobów wytwórczych,
- zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>,
- rozwój OZE,
- wzmocnienie sieci przesyłowych.

Krajowy System Energetyczny musi pozyskać nowe źródła wytwarzania energii ze względu na wzrost popytu na prąd i wycofywanie funkcjonujących bloków. W 2017 r. Forum Energii prognozowało, że do roku 2050 popyt ten wzrośnie o 27% w porównaniu do roku 2017, tzn. z 172 do 220 TWh. Będzie to wymagało



zwiększenia mocy zainstalowanych – w najbardziej konserwatywnym scenariuszu przedstawionym w tym opracowaniu – do 60 GW (z obecnych 43 GW). Natomiast Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) w roku 2016 przewidywały, że do roku 2035 moc zainstalowana w istniejących blokach zostanie zmniejszona o około 14 GW.

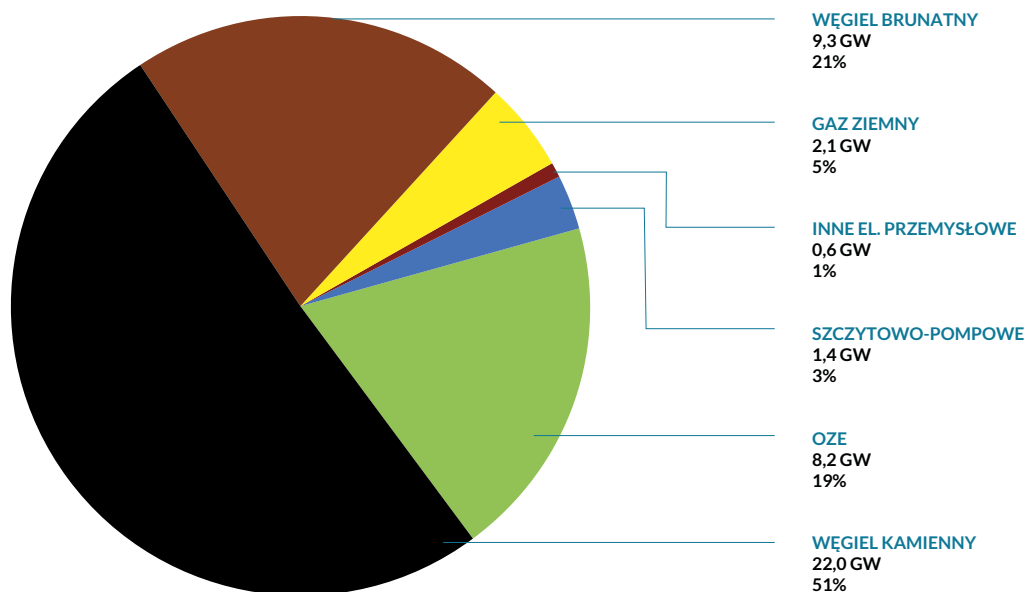
Trzon polskiej energetyki stanowią bloki termiczne na paliwa stałe stanowiące 72% zainstalowanej mocy w systemie (Forum Energii, 2018). Tak monolityczna struktura niesie za sobą szereg zagrożeń, takich jak:

- ryzyko wystąpienia deficytu mocy w lecie ze względu na obniżoną wydajność bloków termicznych z otwartymi obiegami chłodniczymi,
- uzależnienie ceny energii od ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> spowodowane wysoką emisyjnością produkcji energii (781 kg/MWh według KOBiZE, 2017),
- trudności z integracją zmiennych odnawialnych źródeł energetycznych ze względu na niską elastyczność źródeł wytwórczych.

Potrzebna jest zatem dywersyfikacja miksu wytwórczego poprzez dodanie źródeł niskoemisyjnych o różnych właściwościach, np.

- elektrowni słonecznych (wysoka produktywność w lecie i korelacja z występowaniem szczytu zapotrzebowania na energię),
- elektrowni wiatrowych (duży potencjał wytwórczy),
- elektrowni jądrowych (zapewnienie mocy w podstawie),
- elektrowni gazowych (wysoka elastyczność).

Wykres 2. Struktura mocy zainstalowanych w 2017 roku



Źródło: Forum Energii (2018).

10

Rozwój energetyki odnawialnej jest ważnym międzynarodowym zobowiązaniem Polski. Możliwe, że kraj nasz nie wypełni wyznaczonego na rok 2020 celu (według krajowego planu działań udział OZE w zużyciu energii elektrycznej ma osiągnąć 19,13%). Tym trudniej będzie współuczestniczyć w realizacji unijnego celu na rok 2030 w wysokości 32%. Polska powinna więc opracować strategię osiągnięcia tego celu.

Wyzwaniem dla operatora systemu przesyłowego jest dostosowanie sieci do nowej konfiguracji źródeł wytwórczych. Sieci w północnej części kraju są zbyt słabe, żeby odebrać energię z morskich farm wiatrowych o mocy 8–10 GW. Dodatkowo potrzebne jest zwiększenie przepustowości połączeń na osi północ-południe. Jest to ważne ze względu na asymetryczny rozkład obciążeń KSE (południe kraju odbiera relatywnie więcej energii niż północ).

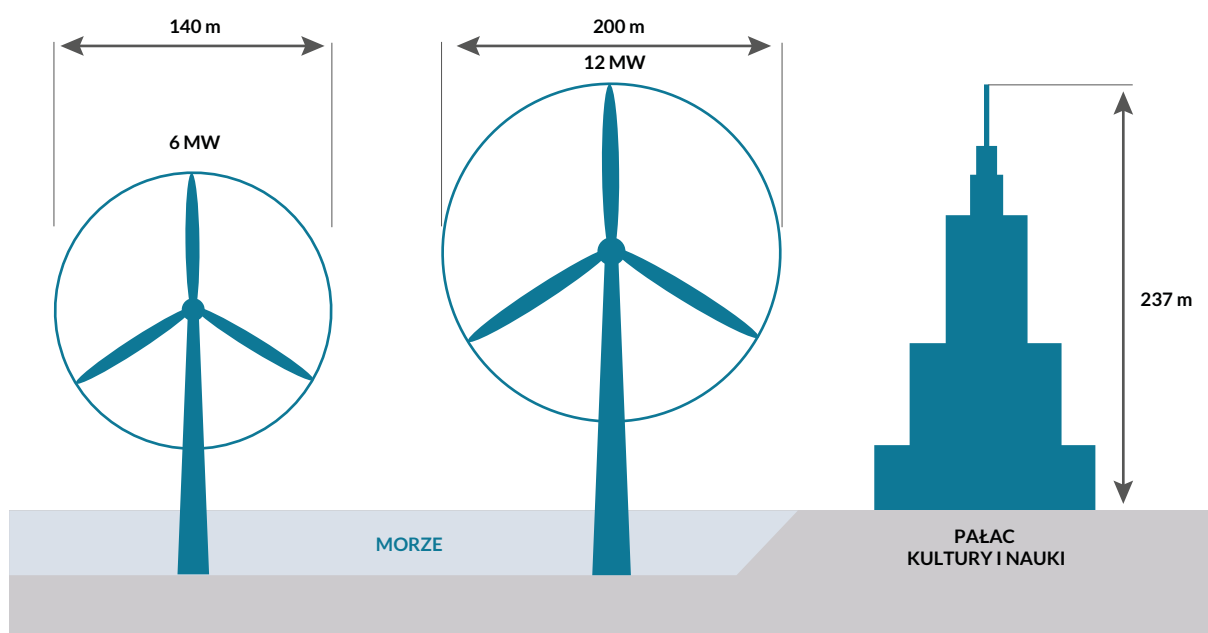
## 4. Specyfika morskiej energetyki wiatrowej

Wiatr na morzu jest dużym i niewyczerpywalnym zasobem czystej energii. Fraunhofer IWES (2018) odnotowuje, że na podstawie pomiarów zbieranych od 2009 r. na stacji FINO 2 na Morzu Bałtyckim można przyjąć, że średnia roczna prędkość wiatru przekracza 9 m/s na wysokości 92 m w niemieckiej strefie ekonomicznej. Podobne, choć nieco niższe wyniki podaje Polskie Stowarzyszenie Energii Wiatrowej (PSEW, 2018), wskazując średnią prędkość wiatru poniżej 9 m/s według pomiarów wykonanych na obszarze Ławicy Słupskiej. Z kolei według PKO BP (2018) wielkość ta mieści się w przedziale 8,5–9 m/s.

Moc turbin wiatrowych zależy od wielkości wirnika i rośnie proporcjonalnie do kwadratu ich długości. Dodatkowo na wyższej wysokości wiatr wieje mocniej. Dlatego też wraz z postępem technologicznym budowane są coraz wyższe i większe obiekty. Morskie elektrownie wiatrowe mogą być montowane z bardzo dużych elementów. Przeciętna wielkość mocy uzyskiwanej z turbiny morskiej w 2017 r. wynosiła 5,9 MW (WindEurope, 2018).

Tendencja do instalacji coraz większych turbin będzie się utrzymywać w kolejnych latach. Bet, Fichtner, Prognos (2018) wskazują, że w roku 2018 wejdą do sprzedaży turbiny o mocy 8 MW (Siemens Games Renewable Energy) oraz 9 MW (Vestas), co przełoży się na wzrost produktywności morskich farm wiatrowych. Natomiast turbiny o mocy 12 MW (GE) pojawią się w sprzedaży na początku lat dwudziestych.

### Rysunek. 1. Wielkość morskich farm wiatrowych projektowanych obecnie i w przyszłości



11

Źródło: opracowanie własne na podstawie INNWIND.EU (2017).

Już teraz produktywność morskich farm wiatrowych jest wysoka. Fraunhofer IWES (2018) oszacował, że w przypadku dwóch morskich farm wiatrowych Baltic 1&2, zlokalizowanych w niemieckiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, wskaźnik obciążenia (*full load hours*) wyniósł 3852h w roku 2017. Z kolei Danish Energy Agency (2017) podała, że dla morskich farm wiatrowych wybudowanych w latach 2009–2013 w Danii wskaźnik ten wyniósł około 4200h w roku 2014.

Morskie farmy wiatrowe nie budzą kontrowersji społecznych ze względu na oddalenie od osiedli mieszkalnych, choć każdorazowo ich budowa wymaga oceny oddziaływania na środowisko samych turbin wiatrowych, jak też infrastruktury sieciowej.

Złożonym zagadnieniem jest budowa przyłączy do sieci energetycznych. Zwykle są to kilkudziesięciokilometrowe kable prądu zmiennego. Sieci mają duży udział w łącznych nakładach inwestycyjnych elektrowni morskich (około 15–20%).

Z polskiej perspektywy w rozwoju morskich farm wiatrowych może brać udział około 100 krajowych przedsiębiorstw, zapewniając łańcuch dostaw i świadczenie usług, np. stocznie i porty, przemysł elektrotechniczny, wyspecjalizowane firmy serwisowe. McKinsey (2016) szacuje, że w trakcie budowy morskich farm wiatrowych o mocy 6 GW średniorocznie powstaje 77 tys. nowych bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy.

## 5. Na jakim etapie jesteśmy w Polsce?

Morskie elektrownie wiatrowe mogą być wznoszone i eksploatowane na obszarze polskiej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim). Obecnie trwają prace nad planem zagospodarowania obszarów morskich, który – między innymi – wyznacza obszar do wykorzystania przez energetykę. Łączna powierzchnia terenów udostępnionych na ten cel wynosi około 2 tys. km<sup>2</sup> i obejmuje (rysunek 2):

12

- Ławicę Odrzańską – 380 km<sup>2</sup>,
- Ławicę Słupską – 1210 km<sup>2</sup>,
- Ławicę Środkową – 390 km<sup>2</sup>.

Jeśli przyjąć, że na jednym kilometrze kwadratowym można ulokować turbiny o mocy 4–5 MW, potencjał wytwórczy na tym obszarze będzie wynosić 8–10 GW. Wykorzystanie tego potencjału powinno być rozłożone na etapy, co umożliwi stopniowe zdobywanie przez krajowe przedsiębiorstwa doświadczeń i kompetencji, ułatwi im integrację z siecią oraz przyniesie oszczędności finansowe ze względu na spodziewany spadek kosztów jednostkowych.

Rysunek 2. Obszary do wykorzystania przez energetykę wiatrową w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego



13

Źródło: opracowanie własne na podstawie mapy Urzędu Morskiego w Gdyni (2018).

Według informacji uzyskanych od inwestorów szacunkowy czas przygotowania i realizacji pierwszych inwestycji wyniesie około 12-14 lat. Kolejne projekty będą mogły być wdrażane szybciej ze względu na możliwość wykorzystania części uzyskanych wyników badań oraz usprawnienia procesu wydawania pozwoleń (tabela 2).

Tabela 2. Indykatywne ramy czasowe inwestycji w morską energetykę wiatrową

Etapy projektu	Rok													
	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.
Uzyskanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich	■													
Warunki przyłączenia do sieci		■												
Umowa przyłączenia do sieci			■											
Badania środowiskowe		■	■											
Raport oceny oddziaływania na środowisko			■	■										
Pozwolenie na układanie i użytkowanie kabli na obszarach morskich				■										
Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji				■	■									
Pozyskanie i zawarcie kontraktu na sprzedaż energii elektrycznej z OZE							■							
Badania geologiczne i geofizyczne			■	■										
Badanie wiatru, fal i prądów					■	■								
Projektowanie								■						
Ponowna ocena oddziaływania na środowisko									■					
Pozwolenie na budowę										■				
Budowa											■	■	■	
Pozwolenie na użytkowanie														■
Koncesja na wytwarzanie energii														■
Uruchomienie produkcji energii														■

Inwestycje w energetykę wiatrową zlokalizowane w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego są przygotowywane od sześciu lat. Wydano już dziewięć opłaconych<sup>1</sup> decyzji lokalizacyjnych dla projektów o mocy około 10 GW (rysunek 3). Uzyskały je następujące firmy:

- Polenergia,
- Polenergia z Equinorem (dwie lokalizacje),
- Polska Grupa Energetyczna (trzy lokalizacje),
- PKN Orlen,
- Baltic Trade & Invest,
- DEME NV.

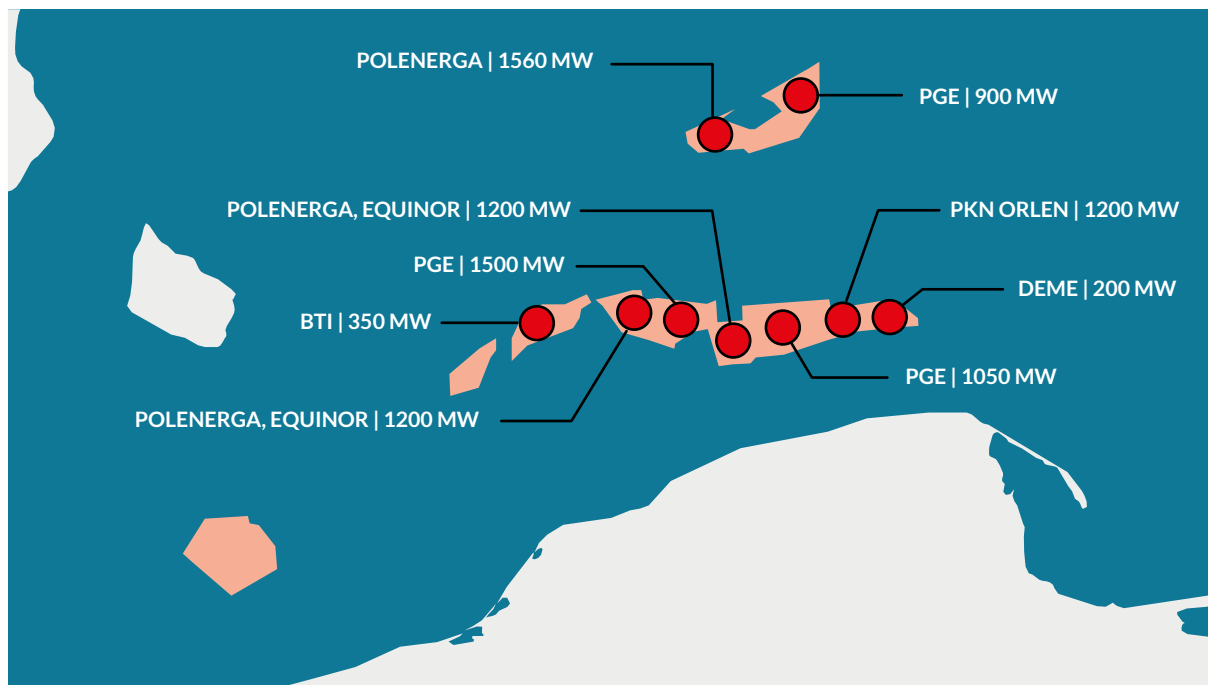
Różne jest zaawansowanie poszczególnych projektów. Polenergia z Equinorem uzyskały decyzje środowiskowe dla dwóch projektów o łącznej mocy 2,4 GW i podpisały z PSE umowę przyłączeniową na 1,2 GW (do realizacji w dwóch etapach po 0,6 GW). Do końca 2018 r. Polska Grupa Energetyczna (PGE) najprawdopodobniej otrzyma decyzję środowiskową dla dwóch projektów o łącznej mocy 2,55 GW. Podpisała już umowę przyłączeniową na 1,05 GW. Baltic Trade & Invest ubiega się o decyzję środowiskową na 0,35 GW. Z kolei PKN Orlen jest na początku przygotowania projektu na 1,2 GW, ale zamierza w krótkim czasie dołączyć do grupy liderów. Pozostałe projekty są rozwijane w znacznie wolniejszym tempie.

15

Warto wyjaśnić, że decyzje środowiskowe są przyznawane dla jak największej mocy, która wynika z decyzji lokalizacyjnych. Natomiast inwestycje są ograniczone warunkami przyłączenia do sieci. Tak więc szacując moc, która rzeczywiście zostanie osiągnięta do roku 2030, trzeba analizować wartości zawarte w warunkach i umowach przyłączeniowych. Potencjał, który jest różnicą, pomiędzy mocą przyłączeniową a mocą wynikającą z decyzji lokalizacyjnej, może, ale nie musi być wykorzystany w przyszłości.

<sup>1</sup> Zgodnie z art. 27b ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej po uzyskaniu pozwolenia na wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich należy wnieść pierwszą ratę (10%) opłaty za pozwolenie w wysokości 1% wartości realizowanego przedsięwzięcia. Na dzień dzisiejszy status pozwoleń, które nie zostały opłacone, nie jest jasny.

Rysunek 3. Podmioty mające opłacone decyzje lokalizacyjne\*



\*Podane moce według pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.

16

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSEW (2018).

Należy się spodziewać, że do roku 2030 uda się zrealizować i przyłączyć do sieci tylko najbardziej zaawansowane projekty (około 2–3 GW). Kolejne projekty (6–7 GW) mogą powstać na początku lat trzydziestych, o ile już teraz przystąpi się do ich przygotowywania.

## 6. Wpływ na krajowy system energetyczny

### 6.1 Moc i produkcja

Realizacja programu budowy farm wiatrowych na morzu wpisuje się w szerszy proces transformacji polskiej energetyki. W tabeli 3 pokazano przyrost mocy z morskich farm wiatrowych na tle scenariusza zdywersyfikowanego bez elektrowni jądrowej, opracowanego przez Forum Energii (2017). Udział mocy z morskich elektrowni wiatrowych w strukturze wytwórczej polskiej energetyki kształtuje się na poziomie:

- 3,6–5,4% w roku 2030,
- 12,8–15,9% w roku 2035.

Między rokiem 2030 a 2035 nastąpią głębokie zmiany w strukturze wytwórczej. Moce węglowe będą zastępowane źródłami gazowymi oraz odnawialnymi. Zwiększenie mocy gazowych oznacza większą



elastyczność systemu i możliwość zintegrowania dużego wolumenu mocy zmiennych odnawialnych źródeł energii. Przyrost mocy w morskich farmach wiatrowych będzie większy niż ogólny wzrost mocy OZE, co oznacza, że zastąpią one nie tylko moce węglowe, ale też starsze technologie OZE (np. instalacje na biomasę i biogaz lub wyeksploatowane farmy wiatrowe na lądzie).

**Tabela 3. Morskie farmy wiatrowe w scenariuszu zdwersyfikowanym bez elektrowni jądrowej, w GW**

Rodzaj źródła wytwarzania	2030	2035
Węgiel	23,8	14,2
Gaz ziemny	11,1	21,3
OZE (w tym farmy morskie)	20,8 (2-3)	27,2 (8-10)
<b>RAZEM</b>	<b>55,6</b>	<b>62,7</b>

Źródło: obliczenia na podstawie danych z Forum Energii (2017) i założeń własnych.

17

Morska energetyka wiatrowa będzie miała znaczący udział w pokryciu popytu krajowego – wskaźnik ten w roku 2035 osiągnie poziom 17-21%. Wynika to z wysokiej produktywności morskich farm wiatrowych – wskaźnik obciążenia będzie wynosił około 4000h (Bet, Fichtner, Prognos, 2018).

**Tabela 4. Udział produkcji energii z farm morskich w popycie na energię w Polsce**

Wyszczególnienie	2030	2035
Popyt na energię w Polsce, w TWh	180	190
Produkcja z farm morskich, w TWh	8-12	32-40
Udział produkcji z farm morskich	4,4-6,7%	17-21%

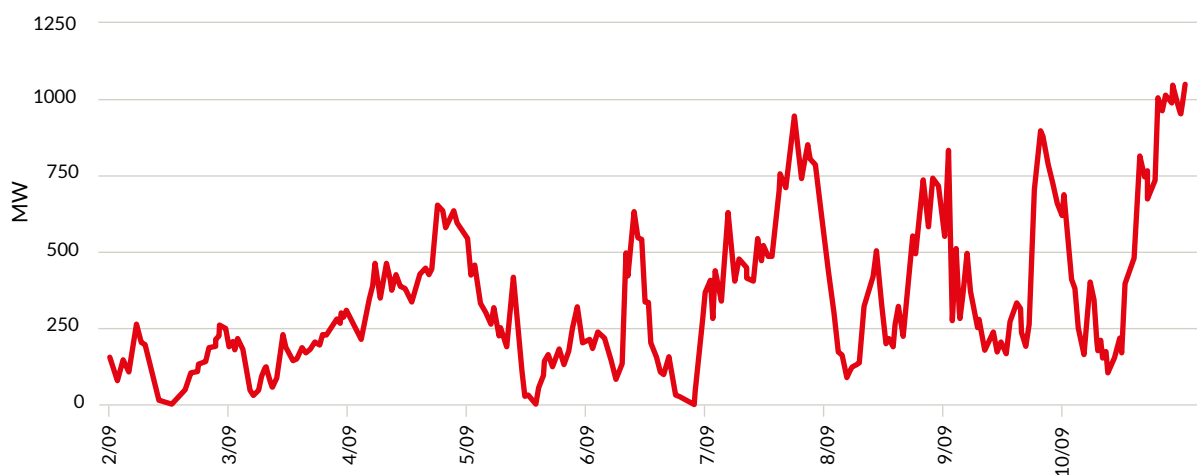
Źródło: obliczenia na podstawie danych z Forum Energii (2017) i założeń własnych.

## 6.2. Odbiór i bilansowanie energii z farm morskich

Odbiór energii z morskich farm wiatrowych będzie wymagał zmian w bilansowaniu systemu przez operatora sieci przesyłowej z uwagi na moc tych źródeł oraz zmienność ich produkcji. O ile moc 2-4 GW nie powinna stanowić problemu dla operatora, o tyle większe zmiany regulacyjne będą potrzebne przy integracji mocy 8-10 GW z farm wiatrowych. Na wykresie 3 przedstawiono tygodniowy profil produkcji

energii z belgijskich morskich elektrowni wiatrowych o mocy 1178,2 MW. Podaż mocy charakteryzuje się dużą zmiennością. Na przykład pomiędzy godziną 18.00 7 września a godz. 4.00 dnia następnego moc podawana do sieci spadła z 748 MW do 102 MW.

Wykres 3. Tygodniowy profil pracy belgijskich morskich elektrowni wiatrowych o mocy 1178,2 MW w pierwszym tygodniu września 2018 roku



18

Źródło: <http://www.elia.be/en/grid-data/power-generation/wind-power>.

W polskich warunkach integrację morskich elektrowni wiatrowych z KSE ułatwi fakt, że ich budowa będzie rozłożona na etapy. Do roku 2030 może zostać przyłączona moc w wysokości 2–3 GW, a w kolejnej dekadzie 6–7 GW. Do tego czasu energetyka powinna zwiększyć swoją elastyczność, co umożliwi bilansowanie tych mocy w systemie. W scenariuszu zdywersyfikowanym bez elektrowni jądrowej, prezentowanym w Forum Energii (2017), jest przewidziana budowa źródeł gazowych (o mocy ponad 8 GW do roku 2030), które będą stanowić rezerwę dla morskich farm wiatrowych. Ponadto poprawa elastyczności KSE może się dokonać poprzez obniżenie minimów technicznych oraz zwiększenie szybkości dociążania i odciążania bloków węglowych, szersze wykorzystanie zarządzania popytem (*Demand Side Response, DSR*) w celu jego uelastycznienia, budowę magazynów energii oraz przepływy transgraniczne. Możliwe jest również zastosowanie na szerszą skalę usług regulacyjnych wykonywanych przez farmy wiatrowe (np. redukcja mocy oddawanej do sieci).

Dodatkowo integrację morskich farm wiatrowych z KSE może ułatwić:

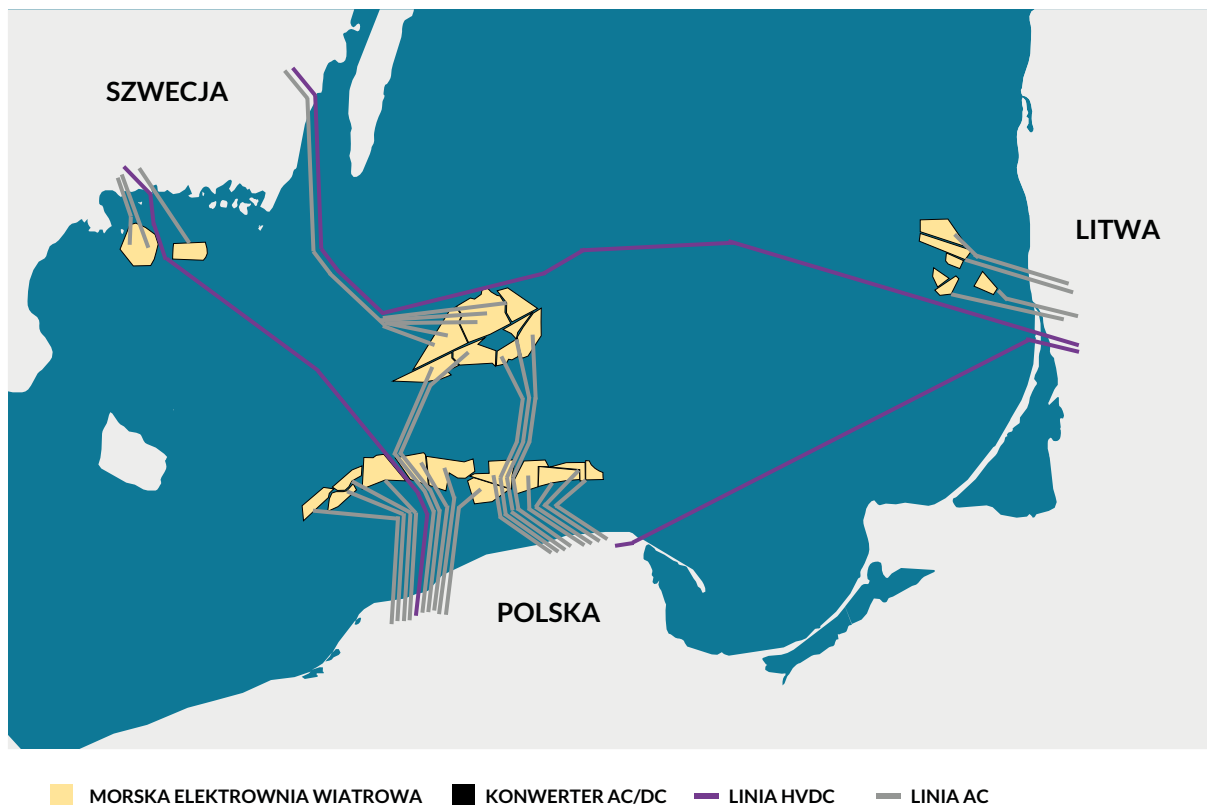
- Doskonalenie metod i narzędzi prognozowania generacji wiatrowej, które umożliwią operatorowi systemu przesyłowego reagowanie na zmiany produkcji farm wiatrowych z dużym wyprzedzeniem.

- Wprowadzenie regulacji prawnych umożliwiających sterowanie pracą morskich farm wiatrowych przez operatora systemu przesyłowego w sytuacji, w której produkcja jest zbyt duża i nie ma możliwości jej odebrania (np. w godzinach nocnych, kiedy wieje silny wiatr, a obciążenie systemu jest nieduże).
- Zapewnienie zasobów regulacyjnych, które wytwarzają energię z wykorzystaniem mas wirujących, w celu utrzymania stabilności systemu energetycznego o charakterze: częstotliwościowym (inercja), napięciowym (moc bierna) i dynamicznym (moc zwarciowa).
- Pogłębienie integracji regionalnej, budowa nowych podmorskich połączeń transgranicznych w rejonie południowego Bałtyku, co usprawni odbiór mocy z morskich farm wiatrowych przy dużej sile wiatru.

Natomiast warunkiem koniecznym odbioru energii z morza jest zwiększenie przepustowości sieci w północnej części kraju oraz umożliwienie wyprowadzenia mocy z północy na południe. Kluczowym projektem w tym obszarze jest budowa tzw. szyny bałtyckiej (Krajnik–Dunowo–Słupsk–Żarnowiec–Gdańsk Błonia) oraz inwestycji objętych Planem rozwoju sieci przesyłowych do roku 2025 w północnej części kraju.

Morskie farmy wiatrowe mogą być przyłączone do sieci na różne sposoby. W przypadku wybrania modelu połączeń promienistych (każda farma jest przyłączona oddzielnie do sieci lądowej z wykorzystaniem linii zmiennoprądowej, zob. rys. 4) wpływ na energetykę będzie analogiczny do oddziaływań farm lądowych. A więc fluktuacja mocy podawanej przez morskie farmy wiatrowe (od 0 do 10 GW) musiałaby być bilansowana wewnątrz Krajowego Systemu Energetycznego lub eksportowana istniejącymi i nowymi połączeniami transgranicznymi. Zakładając realizację inwestycji przewidzianych w Planie rozwoju sieci przesyłowych do roku 2025, w tym modelu jest możliwe przyłączenie farm o mocy 2,25 GW (zgodnie z umowami przyłączeniowymi podpisanymi przez inwestorów z PSE). Przyłączenie kolejnych farm wymaga dodatkowych inwestycji w sieci wewnątrz kraju i budowy stałoprądowych połączeń transgranicznych ze Szwecją i Litwą.

Rysunek 4. Koncepcja promienistego przyłączenia morskich farm wiatrowych

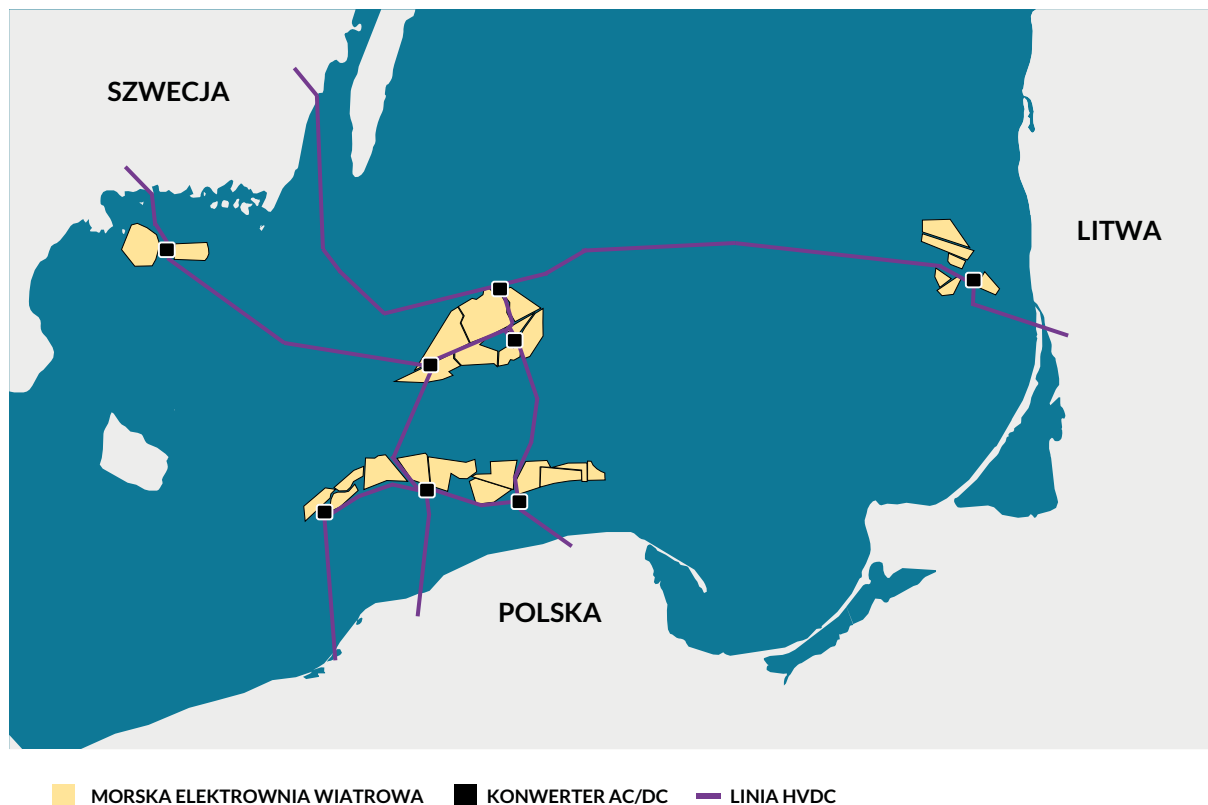


Źródło: opracowanie własne na podstawie Baltic InteGrid (2017).

W przypadku wybrania modelu zintegrowanego z nowymi połączeniami transgranicznymi (zob. rys. 5) charakter oddziaływań będzie inny. Z jednej strony pojawi się możliwość wyeksportowania energii z polskich morskich farm wiatrowych bezpośrednio do Szwecji i Litwy (jeśli tam znajdą się nabywcy na nią) bez wprowadzania jej do KSE. Z drugiej strony, tamte kraje będą mogły nam oferować nadwyżki ze swoich morskich farm wiatrowych (ale też z innych źródeł), zwiększając presję na KSE. W takim przypadku zbilansowanie mocy w KSE może być nawet trudniejsze niż w modelu połączeń promienistych. Czyli główną zaletą tego rozwiązania jest to, że zostaną wybudowane nowe połączenia transgraniczne i zwiększą się możliwości współpracy regionalnej, natomiast nie ułatwia ono bilansowania nowych mocy w KSE.

Dodatkowo trzeba wziąć pod uwagę fakt, że technologia połączeń stałoprądowych nie pozwala jeszcze na budowanie sieci oczkowych, a jedynie liniowe od punktu do punktu (ewentualnie wieloterminalowych), co utrudnia przyłączenie wielu farm. Trzeba też liczyć się z przesunięciem w czasie realizacji całego programu energetyki morskiej, ponieważ najpierw musiałyby być wybudowane połączenia transgraniczne, a dopiero później można byłoby przyłączyć farmy.

Rysunek 5. Koncepcja przyłączenia morskich farm wiatrowych zintegrowanych z morskimi połączeniami transgranicznymi



21

Źródło: opracowanie własne na podstawie Baltic InteGrid (2017).

Najprawdopodobniej realizowany będzie pośredni wariant przyłączenia farm wiatrowych, tym bardziej że dwa projekty mają już z PSE umowy przyłączenia do sieci (2,25 GW), a inne się o to starają. Tak więc moc 2–3 GW zostanie przyłączona bezpośrednio do sieci lądowej kablami zmiennoprądowymi. Wykorzystanie stałoprądowych połączeń transgranicznych może się odnosić tylko do pozostałych obiektów, które będą realizowane w latach trzydziestych.

W przypadku podjęcia przez Polskę współpracy ze Szwecją i z Litwą przy budowie połączeń transgranicznych, które służyłyby do odbioru energii z morskich elektrowni wiatrowych, możliwe jest uzyskanie dofinansowania z Unii Europejskiej. Program Łącząc Europę (*Connecting Europe Facility*) będzie wspierał projekty dotyczące energetyki odnawialnej realizowane we wspólnym interesie europejskim. Jest on skierowany na projekty transgraniczne. W nowej perspektywie finansowej 2021–2027 komponent energetyczny ma otrzymać 8,7 mld euro.

### 6.3. Współpraca regionalna

Omówiona wyżej współpraca regionalna jest realizowana w ramach planu inwestycyjnego dla regionu Morza Bałtyckiego (*Baltic Energy Market Interconnected Plan*, BEMIP) z czerwca 2015 roku.

Plan działań obejmuje:

- inwestycje w infrastrukturę przesyłową (zrealizowano już połączenie morskie Szwecja–Litwa i lądowe Litwa–Polska; rozważa się położenie nowych kabli podmorskich);
- rynek wewnętrzny (już wdrożono mechanizm *market coupling* oraz dołączenie Litwy, Łotwy i Estonii do rynku Nordpool);
- bezpieczeństwo energetyczne i synchronizacja rynków Litwy, Łotwy i Estonii z rynkiem unijnym;
- rozwój OZE;
- poprawę efektywności energetycznej.

Jednym z elementów BEMIP-u jest projekt *Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Development*, w skrócie Baltic InteGrid. Jego celem jest optymalizacja wykorzystania potencjału energii wiatru poprzez zintegrowanie przyłączy farm morskich (w tym zlokalizowanych w polskiej strefie ekonomicznej) z połączeniami transgranicznymi. Prace trwają od roku i mają się zakończyć w 2019 r. (częstkowe efekty tego projektu na rysunkach 5 i 6).

Współpraca w ramach BEMIP-u jest szansą na zintegrowany i skoordynowany plan przyłączania morskich farm wiatrowych. Pozwoli to na szersze i efektywniejsze wykorzystanie zasobów wiatrowych Bałtyku, wzmocnienie połączeń transgranicznych, poprawę bezpieczeństwa i niezawodności pracy wszystkich systemów w regionie. Jest to projekt długofalowy, który warto wziąć pod uwagę przy planowaniu pierwszych farm wiatrowych.

### 6.4. Efekty rynkowe wprowadzenia do systemu mocy 8 GW z morskich farm wiatrowych

Morskie farmy wiatrowe będą mocno oddziaływać na rynek energii ze względu na duży i zmienny wolumen wprowadzanej energii. Będą one ważnym elementem transformacji niskoemisyjnej polskiej energetyki. Opisywane poniżej zjawiska odnoszą się do szerszej klasy mocy OZE, nie tylko do morskich farm wiatrowych.

Nasilą się różnice w kompozycji *merit order* w dni wietrzne i bezwietrzne. Wraz z uelastycznieniem rynku spowoduje to dużą zmienność cen na rynku dnia następnego oraz rynku dnia bieżącego. Niekiedy (np. w godzinach nocnych w czasie silnych wiatrów) ceny będą niskie, poniżej krótkookresowego kosztu krańcowego produkcji w blokach węglowych.

W przypadku wzrostu cen węgla kamiennego oraz cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (co obserwujemy w ostatnim roku) zmieni się relatywna pozycja rynkowa poszczególnych klas zasobów energetycznych. Wzrost kosztów energetyki konwencjonalnej przełoży się na równoczesny wzrost rentowności źródeł odnawialnych źródeł energii. Odbiorcy energii elektrycznej skorzystają, ponieważ energia elektryczna z morskich farm wiatrowych nie będzie obciążona kosztem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Przychody ze sprzedaży energii będą realokowane w konwencjonalne bloki węglowe, źródła zero-emisyjne (farmy wiatrowe i słoneczne), a także elastyczne zasoby energetyczne (bloki gazowe, zarządzanie popytem, magazyny energii).

## 7. Koszty

Jednostkowe nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe szybko spadają. Bet, Fichtner, Prognos (2018) odnotowują, że na morskie farmy wiatrowe z lat 2015–2016 poniesiono nakłady w wysokości 3,3 mln euro/MW (w tej kwocie zawierają się też nakłady na przyłącze do sieci). Zakładają też spadek nakładów do 2,28 mln euro/MW w roku 2025.

Jest to zgodne z danymi o projektach przyjętych do realizacji w Unii Europejskiej. WindEurope (2018) podaje, że w 2017 r. podjęto decyzje inwestycyjne odnośnie do sześciu projektów (w Wielkiej Brytanii i Niemczech) o łącznej mocy 2,5 GW na kwotę 7,5 mld euro. Nakłady na jeden MW wynoszą obecnie około 3 mln euro.

Główną przyczyną technologiczną spadku jednostkowych nakładów inwestycyjnych jest zwiększenie wielkości i efektywności turbin oraz optymalizacja łańcucha dostaw i przyłączeń inwestycji. W latach 2005–2017 przeciętna wielkość mocy turbin wzrosła z 3 MW do 5,9 MW (WindEurope, 2018). Efekty skali są związane z mniejszą liczbą przyłączy i prac budowlanych, które wykonuje się w przeliczeniu na jeden MW.

Realizacja polskiego programu budowy morskich farm wiatrowych o mocy 8–10 GW będzie rozłożona na około 15 lat. W tym czasie nastąpi dalszy spadek jednostkowych nakładów inwestycyjnych ze względu na kontynuację dotychczasowych trendów, np. przewidywany wzrost mocy morskich turbin wiatrowych (do 10–12 MW). Jednocześnie trzeba wziąć pod uwagę fakt, że będą to pierwsze inwestycje tego typu w Polsce, w związku z czym jednostkowe ceny inwestycyjne mogą być, zwłaszcza w początkowym okresie, wyższe niż w krajach z rozwiniętym potencjałem wykonawczym. Z tego względu inwestycje realizowane w Polsce mogą być do 10% droższe w porównaniu z tymi krajami. Dla lat 2025–2029 przedział ten wynosi od 2,28 do 2,51 mln euro/MW (razem z przyłączem do sieci) w cenach z 2017 roku. Natomiast w latach 2030–2034 może nastąpić spadek nakładów jednostkowych o 5%.

Tabela 5. Przewidywane nakłady na budowę morskich farm wiatrowych z łączem zmiennoprądowym na terenie polskiej strefy ekonomicznej

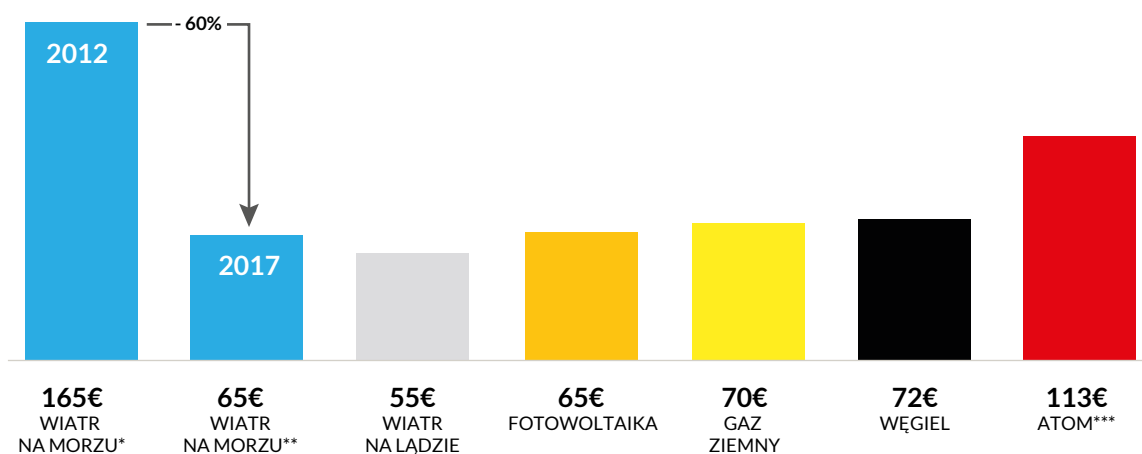
Lata	Nakłady na MW z łączem AC, w mln euro/MW		Moc, w GW		Nakłady inwestycyjne, w mld euro	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
2025–2029	2,28	2,51	2	3	4,56	7,53
2030–2034	2,05	2,26	6	7	12,30	15,82
RAZEM			8	10	16,86	23,35

Źródło: obliczenia na podstawie danych z Bet, Fichtner, Prognos (2018) i założeń własnych.

Jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej (LCOE) przez morskie farmy wiatrowe bardzo znacząco spadły w ostatnich latach. Według danych Ørsted w Wielkiej Brytanii obniżyły się w latach 2012–2017 o około 60% i stały się konkurencyjne w stosunku do innych źródeł energii. Z kolei Bet, Fichtner, Prognos (2018) podają, że dla niemieckich farm z lat 2015–2016 koszt ten wynosił 116 euro/MWh, a do roku 2025 przewidują w scenariuszu referencyjnym jego spadek do 68 euro/MWh (wliczając w to koszt przyłączenia).

24

Wykres 4. Porównanie kosztu jednostkowego produkcji energii elektrycznej ze źródeł energii w północno-zachodniej Europie, w euro/MWh w cenach stałych z 2016 roku



\* Farmy morskie w północno-zachodniej Europie \*\* Farma Hornsea 2 w Wielkiej Brytanii \*\*\* Hinkley Point w Wielkiej Brytanii

Źródło: opracowanie własne na podstawie Ørsted (2018).

Należy przyjąć, że jednostkowy koszt produkcji energii przez farmy w Polsce będzie się kształtował na wyższym poziomie niż w krajach z rozwiniętym potencjałem morskiej energetyki wiatrowej. Główne czynniki to:



- 1) wyższy koszt pozyskania kapitału,
- 2) wczesny etap rozwoju sektora – brak zaawansowanego łańcucha dostaw,
- 3) w pierwszej fazie zbyt mała skala optymalizacji kosztów operacyjnych.

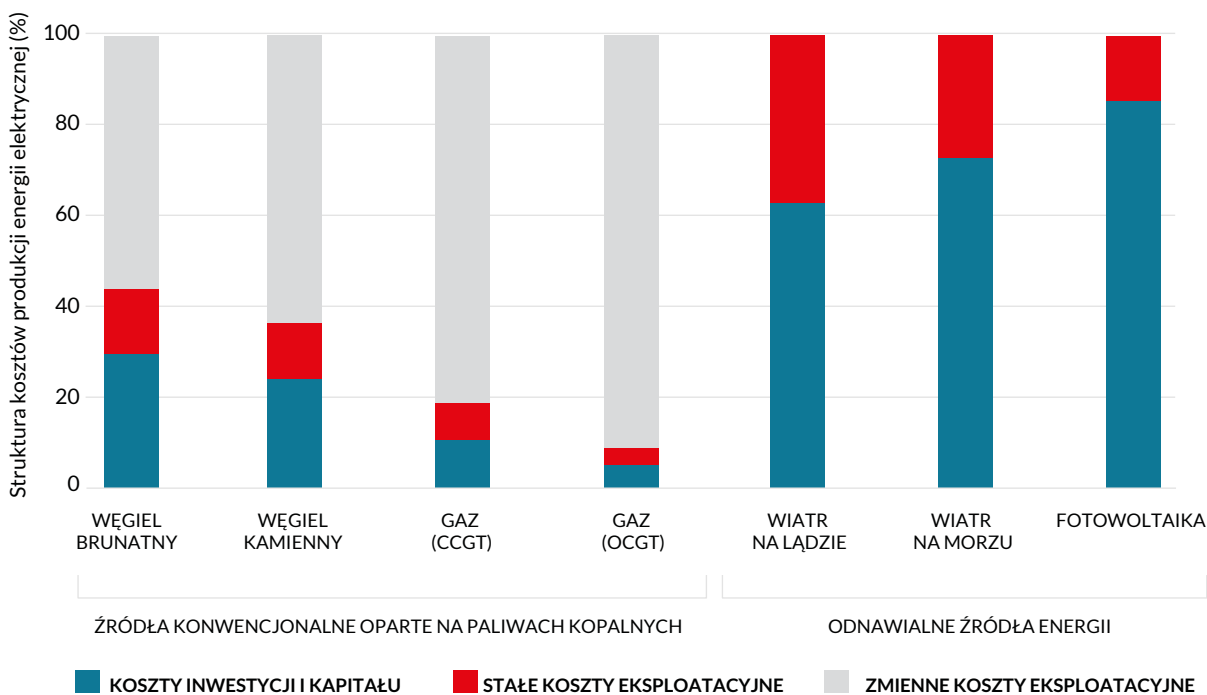
Koszty budowy i eksploatacji mogą być częściowo ograniczone przez pozyskanie partnerów z doświadczeniem w budowie i eksploatacji tego typu obiektów. Pozwoli to na transfer know-how i realizację inwestycji w oparciu o najlepsze praktyki.

## 8. Możliwości obniżenia kosztu kapitału

W porównaniu do źródeł konwencjonalnych morskie elektrownie wiatrowe charakteryzują się wysokim udziałem kosztów inwestycji (zależnych m. in. od kosztu kapitału) w koszcie wytworzenia energii elektrycznej. Na przykład dla bloku na węgiel kamienny udział tych kosztów nie przekracza 25%, a dla morskich elektrowni wiatrowych stanowi ponad 75%. Z tego względu jednostkowy koszt energii elektrycznej uzyskiwanej z morskich elektrowni wiatrowych jest bardzo wrażliwy na zmiany w koszcie kapitału (*weighted average cost of capital, WACC*).

25

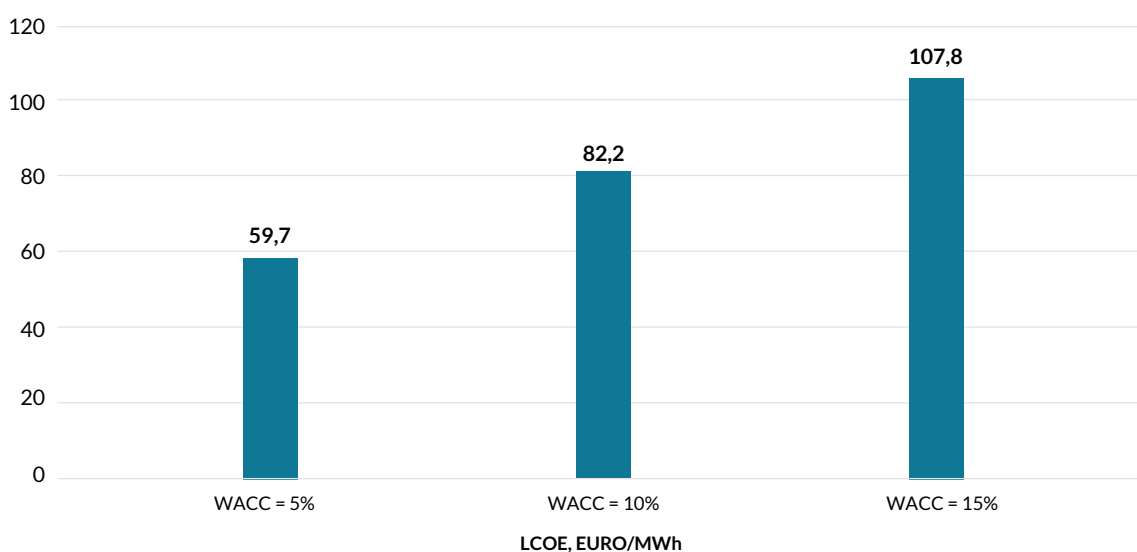
Wykres 4. Porównanie struktury kosztów dla różnych technologii



Źródło: opracowanie własne na podstawie Agora Energiewende (2018).

Wykres 5 pokazuje, jak zmienia się ten wskaźnik dla różnych wartości kosztu kapitału. Zmiana kosztu kapitału z 5% do 15% przekłada się na prawie dwukrotny wzrost jednostkowego kosztu energii. Wyższy koszt kapitału o jeden punkt procentowy oznacza wzrost jednostkowego kosztu energii o około 4,5 euro/MWh. Jeśli przemnożyć ten dodatkowy koszt przez roczny wolumen energii, która docelowo będzie wytworzona w morskich farmach wiatrowych (32–40 TWh), wówczas łączny koszt dla odbiorców wzrośnie o 144–180 mln euro. Przykład ten ilustruje jak ważne jest obniżenie kosztu kapitału pozyskiwanego przez inwestorów.

Wykres 5. Wysokość jednostkowego kosztu energii uzyskiwanej z morskiej farmy wiatrowej w zależności od kosztu kapitału



26

Źródło: obliczenia własne przy założeniu, że nakłady inwestycyjne razem z przyłączem wynoszą 2,28 mln euro/MW, a koszty operacyjne i ubezpieczenie – 80 tys. euro/MW/rok; 25-letni okres analizy.

Dane finansowe z roku 2014 ilustrują duże różnice w koszcie kapitału przeznaczanego na budowę lądowych farm wiatrowych (Agora Energiewende, 2018). Koszt kapitału w różnych krajach stanowi:

- w Polsce – 8,7–10%,
- w Niemczech – 3,5–4,5%,
- w Danii – 5–6,5%,
- w Wielkiej Brytanii – 6,5%.

Różnice te wynikają z ryzyka inwestowania w danym kraju. Istotnym czynnikiem jest ryzyko związane ze sposobem regulacji sektora OZE oraz z systemem wsparcia. Jeśli regulacje i system wsparcia są przewidywalne i można mieć gwarancje poszanowania praw nabytych, instytucje finansowe są skłonne pożyczyć pieniądze na lepszych warunkach. Ze względu na poważne zakłócenia na polskim rynku OZE spowodowane przejściem z systemu zielonych certyfikatów do systemu aukcyjnego inwestycje w morskie farmy wiatrowe mogą być narażone na konieczność płacenia wyższej premii za ryzyko regulacyjne. Jedną

z możliwości uniknięcia tego obciążenia finansowego jest uruchomienie nowego instrumentu finansowego, który ubezpieczy inwestorów od tego typu ryzyka (Agora Energiewende, 2016 i 2018). Propozycja mechanizmu redukcji kosztów budowy OZE może być atrakcyjną opcją dla polskiego programu budowy morskich farm wiatrowych.

### **Mechanizm redukcji kosztów inwestycji**

W ramach tego mechanizmu Polska zawiera umowę z europejską instytucją finansową o wysokiej wiarygodności finansowej. Przedmiotem umowy są gwarancje dla inwestorów w morskie farmy wiatrowe obejmujące ryzyko regulacji sektora OZE oraz systemu wsparcia (np. w związku ze spadkiem kosztu technologii). Polska zobowiązuje się do 1) zaprojektowania, wdrożenia i utrzymania systemu wsparcia zgodnie z najlepszymi praktykami dla tego sektora, a także 2) wypłacenia rekompensaty instytucji finansowej wówczas, gdy system wsparcia zostanie zmieniony na niekorzyść inwestorów. Następnie europejska instytucja finansowa udziela inwestorom w morskie farmy wiatrowe gwarancji w odniesieniu do regulacji i systemu wsparcia. Dzięki temu inwestorzy mogą uzyskać kredyty z niższym oprocentowaniem. Koszty wytwarzania energii są niższe, co będzie korzystne dla Polski.

Kiedy system wsparcia działa zgodnie z założeniami, to kredyty są spłacane z uzyskiwanych przychodów, a gwarancja pozostaje niewykorzystana. Jeśli system wsparcia zostaje zmodyfikowany na niekorzyść inwestorów, mają oni możliwość uzyskania rekompensaty od europejskiej instytucji finansowej, która z kolei otrzyma od rządu polskiego zwrot poniesionych środków. Docelowo zyskują na tym polscy inwestorzy, których zmniejszone ryzyko motywuje do inwestowania, oraz polscy konsumenci płacący mniej za energię elektryczną.

27

Do wdrożenia takiego mechanizmu może być wykorzystany InvestEU Fund. W perspektywie finansowej 2021–2027 fundusz ten ma dysponować budżetem w wysokości 38 mld euro na unijne gwarancje finansowe. Polska może podpisać umowę o zasileniu InvestEU Fund środkami przeznaczonymi na gwarancje dla morskich elektrowni wiatrowych. Mogą to być środki z funduszy strukturalnych lub Funduszu Spójności. Obecnie Komisja Europejska opracowuje wytyczne, które określą szczegółowe zasady zasilania InvestEU Fund i korzystania z jego gwarancji. Parlament Europejski przygotowuje projekt rozporządzenia ustanawiającego Program InvestEU (Komisja Europejska, 2018).

Uruchomienie tego lub podobnego mechanizmu przez polski rząd jest potrzebne, aby zwiększyć stabilność i wiarygodność finansową systemu wsparcia inwestycji energetycznych – w omawianym przypadku – w morskie farmy wiatrowe. W innym razie istnieje duże prawdopodobieństwo, że wysoki koszt pozyskania kapitału niepotrzebnie podniesie koszt wytwarzania energii elektrycznej z tych instalacji.

## 9. Redukcja emisji CO<sub>2</sub>

Najważniejszym ekologicznym efektem morskiej energetyki wiatrowej jest zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>. W tabeli 6 zaprezentowano szacunki według wskaźnika średniej emisyjności 781 kg/MWh dla roku 2016 obliczonego przez KOBIZE (2017). Zastosowanie tego wskaźnika dla całego okresu analizy jest uzasadnione tym, że morskie farmy wiatrowe będą zastępować wysokoemisyjne elektrownie węglowe. Od roku 2035 morskie elektrownie wiatrowe przyczynią się do zmniejszania emisji CO<sub>2</sub> o 25–31 mln ton rocznie, czyli o 20-25% względem obecnego poziomu emisji z energetyki.

Tabela 6. Efekt ekologiczny uruchomienia w morskich farmach wiatrowych mocy 8-10 GW

Wyszczególnienie	2030	2035
Produkcja energii, w TWh	8-12	32-40
Spadek emisji CO <sub>2</sub> , w mln t	6,2-9,4	25,0-31,2

Źródło: obliczenia własne.

28

Emisja CO<sub>2</sub> ma nie tylko wymiar ekologiczny, ale też ekonomiczny. Przy prognozowanej cenie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w wysokości 30 euro/t w 2030 r. (KOBIZE, 2018) koszt produkcji energii elektrycznej z bloków konwencjonalnych wzrośnie nawet o 12 euro/MWh (z 20 do 32 Euro/MWh dla bloku na węgiel brunatny). Produkcja energii ze źródeł nieemitujących CO<sub>2</sub> może być postrzegana jako czynnik stabilizujący ceny energii elektrycznej i ograniczający jej wzrost. Jest to ważne ze względu na to, że ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> są trudne do przewidzenia i mogą być znacznie wyższe niż to wynika z obecnych prognoz.

Tabela 7. Koszt zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> dla konwencjonalnych źródeł energii

Paliwo	Średnia emisja CO <sub>2</sub> w t/MWh	Prognozowana cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (2020) – 19 euro/t	Prognozowana cena uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> (2030) – 30 euro/t
		Koszt zakupu uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> , euro/MWh	
Węgiel brunatny	1,065	20	32
Węgiel kamienny	0,900	17	27
Gaz ziemny	0,370	7	11

Źródło: obliczenia własne na podstawie KOBiZE (2018), Dołęga (2016).

## 10. Podsumowanie

Morskie farmy wiatrowe są szansą dla polskiej energetyki i przemysłu. Do roku 2035 możliwe jest uruchomienie mocy 8–10 GW. Dzięki temu roczna produkcja energii z krajowego, niewyczerpywalnego zasobu wyniesie nawet 32-40 TWh, co pozwoli na uniknięcie emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 25–31 mln t rocznie.

Rozwój wiatrowej energetyki morskiej:

- Poprawi bezpieczeństwo energetyczne – zdywersyfikuje miks energetyczny poprzez wykorzystanie krajowego, niewyczerpywalnego zasobu energii.
- Zwiększy niezawodność systemu energetycznego poprzez rozbudowę i wzmocnienie sieci energetycznej w północnej części kraju, a także zapewnienie transferu energii na osi północ-południe.
- Da impuls do rozwoju krajowego przemysłu i tworzenia nowych miejsc pracy.
- Zredukuje emisję CO<sub>2</sub>.

## 11. Materiały źródłowe

- Agora Energiewende (2016), *Reducing the cost of financing renewables in Europe. A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")*, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/reducing-the-cost-of-financing-renewables-in-europe-1/>.
- Agora Energiewende (2018), *Reducing the cost of financing renewables in Europe. Report of a multi-stakeholder dialogue on the proposed EU Renewable Energy Cost Reduction Facility*, <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/reducing-the-cost-of-financing-renewables-in-europe/>.
- Baltic InteGrid (2017), *Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development, presentation at Baltic InteGrid Conference*, Ryga, 16 maja 2017 r., <http://www.baltic-integrid.eu/index.php/download.html>.
- Bet, Fichtner, Prognos (2018), *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II: Windenergie auf See*, [www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6).
- Danish Energy Agency (2017), *Technology Data for Energy Plants*, materiał zaktualizowany w lipcu 2017 r.
- Dołęga, W. (2016), *Ekologia w wytwarzaniu*, „Energia Gigawat” 2016, nr 5.
- FNEZ i Clifford Chance (2018), *Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce – aktualizacja 2018*, [http://www.beif.pl/wp-content/uploads/2018/02/PRMEPM\\_ost.pdf?x30829](http://www.beif.pl/wp-content/uploads/2018/02/PRMEPM_ost.pdf?x30829).
- Forum Energii (2017), *Polski sektor energetyczny. 4 scenariusze*, <http://forum-energii.eu/pl/analizy/polska-energetyka-2050-4-scenariusze>.
- Forum Energii (2018), *Polska transformacja energetyczna 2017 r.*, <http://www.forum-energii.eu/pl/analizy/polska-transformacja-energetyczna>.
- Fraunhofer IWES (2018), *Windmonitor*, [http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor\\_en/](http://windmonitor.iee.fraunhofer.de/windmonitor_en/).
- INNWIND.EU (2017), *LCOE reduction for the next generation offshore wind turbines. Outcomes from the INNWIND.EU Project*, październik 2017 r., <http://www.innwind.eu/-/media/Sites/innwind/Publications/Innwind-final-printing-version.ashx?la=da>.
- KOBIZE (2017), *Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej*, [http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/wskazniki\\_emisyjnosci/180108\\_wskazniki\\_spalanie\\_na\\_mwh.pdf](http://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/180108_wskazniki_spalanie_na_mwh.pdf).
- KOBIZE (2018), *Raport z rynku CO<sub>2</sub>*, kwiecień 2018 r., nr 73.
- Komisja Europejska (2018), *Wniosek. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające Program InvestEU*, [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:319a131d-6af6-11e8-9483-01aa75ed71a1.0013.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:319a131d-6af6-11e8-9483-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF).
- McKinsey (2016), *Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę*, [https://mckinsey.pl/wp-content/uploads/2016/10/McKinsey\\_Rozw%C3%B3j-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce\\_ca%C5%82yraport.pdf](https://mckinsey.pl/wp-content/uploads/2016/10/McKinsey_Rozw%C3%B3j-morskiej-energetyki-wiatrowej-w-Polsce_ca%C5%82yraport.pdf).
- Ørsted (2018), prezentacja uzyskana od Ørsted.

- PKO BP (2018), *Kiedy morska energetyka wiatrowa w Polsce?*, „Monitor Branżowy. Analizy sektorowe”, 12 września 2018 r.
- PSEW (2018), prezentacja uzyskana od Polskiego Stowarzyszenia Energii Wiatrowej.
- Stryjecki M. (2018), *Morska energetyka wiatrowa. Stan obecny, perspektywy*. Prezentacja na seminarium w Lewiatanie, 7 września 2018 r.
- WindEurope (2017), *Unleashing Europe's offshore wind potential. A new resource assessment*, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Unleashing-Europes-offshore-wind-potential.pdf>.
- WindEurope (2018), *Offshore wind in Europe. Key trends and statistics 2017*, <https://windeurope.org/about-wind/statistics/offshore/european-offshore-wind-industry-key-trends-statistics-2017/>.
- Urząd Morski w Gdyni (2018), Projekt planu zagospodarowania przestrzennego Polskich Obszarów Morskich, <https://mapy.umgdy.gov.pl/pzp/home/group.html?id=bec4867931504e4897aa927629c5e03f#overview>.







Energetyka morska  
Z wiatrem czy pod wiatr?



**FORUM ENERGII**, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa  
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)